

第1期
(2006～2008年)
最終報告書



風力発電が大量に導入された
電力系統の設計と運用

IEA Wind Task 25

日本語版

独立行政法人 産業技術総合研究所
一般社団法人 日本電機工業会

国際エネルギー機関風力実施協定第 25 分科会
(IEA Wind Task25)

「風力発電が大量に導入された電力系統の設計と運用」

IEA Wind Task 25
Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power

第 1 期 (2006～2008 年) 最終報告書

2009 年

Phase One (2006-2008) Final Report

2009

原著者：

Hannele Holttinen, VTT, Finland
Peter Meibom, Risø-DTU; Antje Orths, Energinet.dk, Denmark
Frans van Hulle, EWEA
Bernhard Lange, ISET, Germany
Mark O'Malley, UCD, Ireland
Jan Pierik, ECN; Bart Ummels, TU Delft, Netherlands
John Olav Tande, SINTEF, Norway
Ana Estanqueiro, INETI; Manuel Matos INESC, Portugal
Emilio Gomez, University Castilla La Mancha, Spain
Lennart Söder, KTH, Sweden
Goran Strbac, Anser Shakoob, João Ricardo, DG&SEE, UK
J. Charles Smith, UWIG, USA Michael Milligan & Erik Ela, NREL, USA

The IEA WIND Task 25, also known as the Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power, Task 25 of IEA Implementing Agreement on Wind Energy, functions within a framework created by the International Energy Agency (IEA). Views, findings and publications of IEA WIND Task 25 do not necessarily represent the views or policies of the IEA Secretariat or of all its individual member countries.

IEA 風力実施協定第 25 分科会 (Wind Task25) 「風力発電が大量に導入された電力系統の設計と運用」は、国際エネルギー機関 (IEA) が創設した枠組内で機能する。IEA Wind Task25 の見解、研究結果・出版物は、IEA 事務局もしくはその一切の加盟国の見解あるいは方針を表すものではない。

キーワード：風力エネルギー、系統連系、風力発電、需給調整、容量クレジット

国際エネルギー機関風力実施協定第 25 分科会 (IEA Wind Task25)

「風力発電が大量に導入された電力系統の設計と運用」

(日本語版)

第 1 期 最終報告書

日本語版作成

独立行政法人 産業技術総合研究所

一般社団法人 日本電機工業会

日本語版出版：2012 年 11 月

翻訳・校正

近藤 潤次 (独)産業技術総合研究所、博士(工学)

安田 陽 関西大学 システム理工学部、博士(工学)

本報告書は、

International Energy Agency, Wind Implementing Agreement, Task 26: “Design and operation of power systems with large amounts of wind power” (June 2009)

<http://www.ieawind.org/AnnexXXV/PDF/Final%20Report%20Task%2025%202008/T2493.pdf>

を翻訳したものである。

本報告書は、独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 委託事業「次世代風力発電技術研究開発（基礎・応用技術研究開発）」の一環として、「次世代風力発電基礎応用技術研究開発・IEA 国内委員会」の承認の元、作成されたものである。

アブストラクト

大量の風力発電を的確に取扱っている電力系統が既にいくつか存在している。風力発電の導入率が高まることによる影響は、発電所の適切な連系、統合、送電計画、系統の運用と市場運用により管理していかなければならない。本報告書は、風力発電の変動性と不確実性が、電力系統の信頼度ならびにコストに及ぼす影響の懸念に対処するための事例研究をまとめたものである。本報告書で要約した事例研究は、使用した方法論とデータがそれぞれ異なっており、利用可能な連系容量の仮定条件も一定でないため、比較するのは難しい。風力発電の連系コストは、風力発電の発電コストもしくは市場価格、あるいはその他の発電方式の連系コスト等と比較する必要がある。また、風力発電を電力系統に加えた場合、風力が化石燃料に置き換わることによる全体の運用コストおよび排出量を削減するため、便益が得られる。

連系可能な風力発電の容量に影響する問題がいくつかあることが明らかとなってきた。需要制御エリアを大きくすることで、また広範な風車を集合化することによる便益を得ることで、風力発電の変動や予測誤差を低減でき、最もコスト効率の高い調整電源を共同管理しやすくなる。系統運用および1日前より短いタイムスケール内での電力市場の運用により、風力発電の予測誤差を小さくすることができる。

調査研究の結果によれば、風力の導入率が総需要（電力量）の20%以内の場合、風力の変動性と不確実性によって生じる系統運用コストは、約1~4ユーロ/MWhとなる。これは風力発電の卸価格の10%以内である。

風力発電所は、現存技術を用いて産業界の期待に見合うように設計することが可能である。例えば電圧降下に対する運転継続、電力系統への無効電力の供給、端子電圧制御、出力および出力変化速度の制御による系統運用への参加、などである。風力発電による系統増強のコストは、負荷ならびに系統インフラに対し風力発電所をどこに設置するかで大いに異なる。本報告書で言及した諸研究によれば、このコストは0ユーロ/kWから270ユーロ/kWまで開きがある。このコストは連続的に発生するのではなく、一度の補強に高額のコストが投じられる場合もある。またこのコストの風力発電への割当方法も一様ではない可能性がある。

さらに風力発電は、将来予想される系統需要増加に対処するための追加の供給力を提供する。このような風力発電の寄与は、高負荷時に風力発電の出力が高ければ、設備容量に対して最大40%になる。この割合は、さらに導入率が高く、サイトの風特性が系統の負荷曲線と負の相関を持つ場合、5%まで低下する。広域の風車を集合化することは、風力発電の容量クレジットの最大限の向上に寄与する。

風力発電の系統連系の研究における最新成果として、(i) 仮定した地理的多様性による風力発電の時系列変動の平滑化の把握、および風力発電の不確実性に対処する風力予測の最大限の応用、(ii) 過去に実際に生じた系統負荷および負荷予測を用いた負荷変動との組み合わせによる風力の変動性の検証、(iii) 系統運用解析とモデリングによる系統の特性と応答の把握、(iv) 電力料金設計とは独立した実際のコストの調査、(v) 風力発電のコストと便益の比較、などの報告がなされている。

序文

「風力が大量導入された電力系統の設計と運転」と題した研究開発分科会が、「IEA 風車システムの研究開発ならびに発展における実施協定」(<http://www.ieawind.org>) の枠組み内で 2006 年に正式に行われることになった。この研究開発分科会では、風力発電が電力系統に及ぼす影響に関し、これまでの経験や研究から得られた情報を集めて共有し、使用した方法論、ツールならびにデータを見直すことになる。その第 1 期（3 年間）の結果を、ここに報告する。第 2 期の 3 年間の研究も、引き続き実施される予定である。

この共同研究に参加した国および研究機関は、以下の通りである：

- ・デンマーク：Riso-DTU, 系統運用者：Energinet. Dk
- ・EWEA（欧州風力エネルギー協会）
- ・フィンランド：VTT Technical Research Centre of Finland
- ・ドイツ：ISET, 系統運用者：RWE, E.ON Netz
- ・アイルランド：SEI, UCD, ECAR 系統運用者：Eirgrid SEI
- ・ノルウェー：SINTEF, Statkraft
- ・オランダ：ECN, TUDelft
- ・ポルトガル：INETI, 系統運用者 REN, INECO-Porto, IST
- ・スペイン：University Castilla La Mancha
- ・スウェーデン：KTH, Royal Institute of Technology
- ・英国：Centre for Distributed Degeneration & Suitable Electrical Energy
- ・米国：NREL, UWIG

この分科会ではまず、2007 年の VTT 研究成果報告書で公表された、現在までに得られている最新の結果および事実を伝える報告書の作成に取り組んだ。この最新の報告書ならびに本書にまとめたのは、近年終了した研究結果の一部に過ぎない。この分科会ではまず、風力発電導入の影響およびコストを見積もる際に奨励される方法のガイドラインを作成した。

謝 辞

フィンランド：フィンランドの全国プロジェクトでは、VTT とヘルシンキ工科大学 TKK で研究が実施された。報告書にコメントしていただいた Liisa Haarla 教授、および本文に関しご意見をお寄せいただいた VTT の Bettina Lemström 氏と Sanna Uski-Joutsenvuo 氏に謝意を表する。

ポルトガル：5.5.1 および 5.5.2 項で述べた研究は、ポルトガルの送電系統運用者である REN との契約の下で、IST (Instituto Superior Tecnico: リスボン工科大学) の電子・コンピュータエンジニアリング学部の Centro de Energia Electrica (電力研究センター) によって行われた。5.5.1 項で述べた研究は、Rui de Castro 教授がコーディネーターを務めた。その研究スタッフと技術スタッフは、Fernando Batista (IST) および J. Medeiros Pinto, António Pitarma, Tiago Rodrigues (REN) であった。5.5.2 項の研究は、J.P. Sucena Paiva 教授 (IST) と João Ricardo (REN) がコーディネーターを務め、その研究スタッフと技術スタッフは、J. Ferreira de Jesus, Rui G. Castro, Pedro A. Flores Correia の各教授、ならびに学生である Luis G. Vaz de Carvalho と Rui M. de Matos Pires (IST) および REN の Reis Rodrigues, João Moreira, Bruno Nunes であった。5.5.3 項で述べた研究は、スペインの送電系統運用者である Red Electrica de Espana が主催し、これに REN, SA が参加した。この研究に携わったのは Luis Ômaz Monforte, Juan Manuel R. Garcia, Fernando Soto Martos, Francisco J. Rodríguez-Bobada, Sergio M. Villanueva (REE) である。また João Ricardo, Reis Rodrigues, João Moreira, Bruno Nunes も REN に寄与した。図 2-b の基盤となったデータならびに図 6 のポルトガルの資料は、ポルトガルの再生可能電力会社 ENERSIS の好意によって提供されたものである。IEA Wind Task25 のポルトガル・アドバイザーグループは、その参加に寄与していただいた António Sá da Costa 教授、Mattos Parreira 氏、Rui Maia 氏に対し謝意を表している。5.6 節に掲載した研究は、RESERVAS プロジェクトに関するもので、これには INESC Porto 研究所およびポルトガルとスペインの系統運用者 (REN および REE) が参加し、共同で MIBEL (イベリア半島電力市場) に関する中・長期的な計画策定に携わった。INESC Porto は、Itajubá 大学 (ブラジル) の支援を得て、プロジェクトの目標の具体化、モデルの承認ならびに結果の分析を担当した REN&REE チームと密接に協力して研究に取り組んだ。

スペイン：研究 (REE/REN 2006) の作業グループには Red Electrica de Espana (REE) (スペイン)、Red Electrica Nacional (REN) (ポルトガル)、Comision Nacional de la Energia (スペイン) ならびに Spanish Wind Energy Association (スペイン) が加わった。その中心的な役割を果たしたのは REE (Luis Ômaz Monforte, Juan Manuel R. Garcia, Fernando Soto Martos, Francisco J. Rodríguez-Bobada, Sergio M. Villanueva)、REN (João Ricardo, Reis Rodrigues, João Moreira, Bruno Nunes) であった。またご意見とご支援を寄せていただいた Luis Coronado (REE)、Alberto Ceña, Ángeles Mora (スペイン風力エネルギー協会) ならびに Venancio Rubio (Iberdrola S.A.) に心から感謝する。

スウェーデン：報告した研究は KTH スウェーデン王立工科大学 (M. Amelin, J. Matevosyan, L. Söder, M. Olsson)、Vattenfall Research and Development (U. Axelsson, R. Murray, V. Neimane, M. Brandberg, N. Broman, F. Carlsson) ならびに Svenska Krafnnatt (A. Danell, F. Norlund) によって実施された。

米国：この業務で報告した研究には、ミネソタ州 (Enernex, WindLogics)、ニューヨーク州 (GE, AWS/Truewind)、コロラド州 (Enernex, Windlogics)、カリフォルニア州 (NREL, California Wind Energy Collaborative, Oak Ridge National Laboratory, Dynamic Design Engineering, CAISO)、PacifiCorp、テキサス州 (GE, AWS/Truewind, ERCOT)、Transmission Cost Survey (Lowrence Berkley National Laboratory) といった、数多くの米国の機関に参加していただいた。

目 次

アブストラクト.....	iii
序文.....	iv
謝辞.....	v
目次.....	vi
略号リスト.....	ix
要旨.....	x
第 1 章 序章	1
第 2 章 風力発電が電力系統に及ぼす影響.....	2
2.1 風力発電の特徴.....	2
2.1.1 風力発電の変動性.....	
2.1.2 風力発電の予測可能性.....	
2.1.3 風車の能力.....	
2.1.4 風力発電所に対するグリッドコード（系統連系規程）の要件.....	
2.1.5 風力発電容量の増加の見通し.....	11
2.2 予想される風力発電の電力系統への影響.....	11
2.3 事例研究における風力発電の導入率	13
第 3 章 需給調整と発電効率	14
3.1 需給調整要件と発電効率の評価のアプローチ.....	14
3.2 予備力の定義	14
3.3 評価チェックリスト.....	17
3.4 フィンランド／北欧.....	19
3.4.1 北欧の予備力要件.....	
3.4.2 北欧／水力および火力発電の効率.....	
3.4.3 フィンランドの需給調整コスト.....	
3.5 デンマーク	22
3.5.1 北欧＋ドイツ.....	
3.5.2 Energinet.dk の 50%風力研究.....	
3.5.3 デンマーク：柔軟性の増加.....	
3.6 スウェーデン	26
3.6.1 必要な予備力 (Elforsk 2005).....	
3.6.2 必要な予備力 (SvK2008).....	
3.6.3 風力発電事業者へのインバランスコスト.....	
3.6.4 予備力の使用量の増加.....	
3.6.5 水力発電の効率.....	
3.7 ドイツ	30
3.7.1 DENA 研究／予備力.....	
3.7.2 DENA 研究後の研究.....	
3.8 英国.....	32
3.8.1 Ilex/Strbac 2002 年.....	

3.8.2 Strbac et al., 2007	
3.9 アイルランド	35
3.9.1 アイルランド／SEI	
3.9.2 アイルランド／全島系統研究	
3.10 オランダ	36
3.11 米国	39
3.11.1 ミネソタ 2004 年	
3.11.2 ミネソタ 2006	
3.11.3 ニューヨーク州	
3.11.4 コロラド州	
3.11.5 カリフォルニア	
3.11.6 PacifiCorp	
3.11.7 テキサス州	
第 4 章 系統増強と効率	43
4.1 ドイツ	44
4.1.1 DENA 研究	
4.1.2 DENA 系統研究後の研究	
4.2 英国	47
4.2.1 系統安定度への影響	
4.2.2 風力発電所の FRT 能力の値	
4.3 オランダ	48
4.3.1 系統の補強、6,000MW 連系 I	
4.3.2 洋上電力インフラ、6,000 MW 連系 II	
4.4 ポルトガル	49
4.4.1 送電系統開発研究	
4.4.2 ポルトガルの電力系統の過渡安定度	
4.5 イベリア半島の送電系統の安定度	50
4.6 スペイン	51
4.6.1 電力系統の過渡安定度と系統の補強	
4.6.2 風力発電所の瞬低時運転継続能力	
4.7 デンマーク	51
4.8 ノルウェー	52
4.9 スウェーデン	54
4.10 アイルランド	55
4.11 フィンランド	56
4.12 米国	56
4.12.1 安定度の研究 — ニューヨークとカリフォルニア	
4.12.2 送電インフラ：カリフォルニア州とテキサス州	
4.12.3 米国の送電網拡張コストの概要	
4.13 EU の TradeWind プロジェクト	59
4.14 欧州風力発電連系研究 (EWIS) 第 1 期 (2006 年)	60
第 5 章 電力系統のアデカシーと風力発電の容量クレジット	62
5.1 風力発電の容量クレジットを評価するためのアプローチ	62
5.1.1 逐次的信頼度モデル	
5.1.2 容量クレジットの頻度分布計算法	
5.1.3 代替手法	

5.1.4 IEEE 作業部会	
5.2 ドイツ	67
5.3 アイルランド (ESBNG)	69
5.4 ノルウェー	70
5.5 英国	71
5.5.1 Ilex/Strbac, 2002	
5.5.2 Strbac et al., 2007	
5.6 ポルトガルとスペイン	73
5.7 米国	76
5.8 欧州の TradeWind 研究	77
第 6 章 大量の風力発電が導入された電力系統運用の実績	79
6.1 デンマーク西部	79
6.2 ドイツ北部	79
6.3 アイルランド	80
6.4 スペイン	80
6.5 スウェーデン : Gotland	81
第 7 章 まとめと考察	82
7.1 需給調整要件結果のまとめ	83
7.2 解析モデルの点検表のまとめ	87
7.3 系統増強と効率性に関する結果のまとめ	89
7.4 アデカシーおよび容量クレジットに関する結果のまとめ	91
第 8 章 現状と今後の奨励	94
参考文献	96
付録 1 各国の取り組み	101
付録 2 事例研究解析の詳細な評価マトリクス	106

略号リスト

AGC (Automatic Generation Control)	自動発電制御
CAES (Compressed Air Energy Storage)	圧縮空気貯蔵
CCGT (Combined Cycle Gas Turbine)	コンバインドサイクル・ガスタービン
CHP (Combined Heat and Power)	熱電併給（コージェネレーション）
ELCC (Effective Load Carrying Capability)	供給信頼度対応能力
FACTS (Flexible AC Transmission System)	FACTS
FRT (Fault-Ride-Through)	FRT（故障時の運転継続）
LOEE (Loss of Energy Expectation)	不足電力量期待値
LOLE (Loss of Load Expectation)	停電時間期待値
LOLP (Loss of Load Probability)	電力不足確率
LVRT (Low-voltage ride-through)	LVRT（瞬低時の運転継続）
MAE (Mean Absolute Error)	平均絶対誤差（予測誤差の尺度）
MAPE (Mean Absolute Power Error)	平均絶対電力誤差（設置電力の合計ではなく、 平均電力の誤差。予測誤差の尺度）
NMAE (Normalised Mean Absolute Error)	標準化した平均絶対誤差（予測誤差の尺度。 通常は設置した風力容量を用いて標準化する）
NRMS (Normalised Root-Mean-Square error)	標準化した平均二乗誤差（予測誤差の尺度）
RMS (Root-Mean-Square error)	平均二乗誤差（予測誤差の尺度）
SCADA (Supervision Control And Data Acquisition)	遠隔監視制御システム
STATCOM (Static Compensator)	自励式静止形無効電力補償装置
SVC (Static Var Compensator)	静止形無効電力補償装置
TSO (Transmission System Operator)	系統運用者
WT (Wind Turbine)	風車

要旨

風力発電を追加することは、変動する需要と発電を常にバランスさせなければならない電力系統に、変動的であり部分的にしか予測できない電源をもたらす。風力発電の導入率の高まりによる影響は、適切な風力発電所の連系、電源の統合、送電計画、電力系統と市場の運用によって管理する必要がある。本書は Task25 第 1 期の最終報告書であり、風力発電の系統連系の影響に関し参加諸国から報告された最新の適切な研究結果事例をまとめたものである。ここに取りまとめた事例研究の比較は、各々の研究で使用された方法とデータが、また利用可能な連系容量の仮定が異なっているため、容易ではない。

大量の風力発電を取扱う電力系統や制御エリアは既にいくつか存在している。連系可能な風力発電の容量に影響する問題がいくつかあることが明らかとなっている。広範の風力発電を集約化することにより、風力発電の変動と予測誤差を低減させ、コスト効率の高い需給調整電源を共同管理するという便益を得られる。広範の制御エリアに代わるもうひとつの選択肢としては、低コストの需給調整サービスを確保するために異なる調整エリア間で当日および 1 時間内取引を可能にし、それを促進することである。系統のスケジューリング、1 日前より短いタイムスケール内の電力市場の運用により、運転予備力に影響する風力発電の予測誤差を小さくすることができる。集約化による便益、電力市場ならびに広域的需給調整エリアを確保するためには、送電が鍵となる。

風力発電の導入率が電力系統の総需要の 10~20% であれば、新たな電力貯蔵設備を建設するコスト効率はまだ低い（大規模な貯水池を有する水力発電および揚水発電を除く）。風力発電の導入率が高くなるにつれ、電力貯蔵設備によりさらに柔軟性を高めていくことで、電力系統の運用が容易になると予想される。但しこの電力貯蔵設備は、他の柔軟性を得るための手法と経済的に競合できるものでなければならない。ここで注意が必要なのは、いかなる電力貯蔵設備も、集約化した電力系統の需給調整のために運用されるべきということである。集約化によっていかなる負荷および電源の変動性も効果的に低減できるような大規模な電力系統において、風力発電専用のバックアップを設けることは、コスト効率的に望ましくない。これは、特定の火力発電所が供給停止した場合に備え専用の電力貯蔵設備を設置したり、特定の負荷の変動に追従するための専用の発電所を設けるのが無益であるのと同様である。

風力発電の連系コスト

連系コストに関する研究が数多くなされている。連系コストとは、風力発電を系統連系する場合に電力系統の風力発電以外の部分の設計と運用に支払うことになるコストである。連系コストは、運用上の需給調整コストと系統補強コストの上昇に起因して生じるさまざまな要因に分類される。市場のコストの見積がなされているか、あるいはその結果に電力系統の技術コストが反映されているかに留意することは重要である。「市場コスト」には、ある当事者から別の当事者への資金の移転が含まれる。「技術コスト」とは系統全体のコストのことである。ほぼどの研究でも、風力発電の系統連系のためのコストに注目してきたが、その一方で、コストと便益との分析に関する研究も出現している。風力発電を電力系統に加えることで、化石燃料の代替として風の力を使うことになるため、運用総額および二酸化炭素排出量が低減するという便益が得られる。風力発電の連系コストは、風力発電の発電コストあるいは市場価値、もしくは他の発電方式の連系コストと比較する必要がある。風力発電の電力量がさまざまに異なる場合の電力系統への影響を公正に比較するには、原則的にこれらの系統の二酸化炭素排出量、信頼度といった因子を同じにしておかねばならない。また風力発電の容量クレジットの値を明確に表すこともできる。

風力発電による短期的予備力要件の増加

風力発電を追加することにより、系統運用者 (TSO) に運転予備力の追加が求められる場合がある。これまでの経験および過去に実施した研究の結果から、重要な課題は風力発電の 1~6 時間スケールの変動である。現時点では、周波数管理 (秒オーダーのタイムスケール) も慣性応答も、風力を大規模系統に連系する際の致命的な問題とはなっていない。小規模な系統に連系する場合や将来の風力発電の導入率が高まった場合に、この課題が問題になり得る。短期的な予備力要件の上昇は、概して統計的方法で推定されている。すなわち風力発電と負荷の変

動性あるいは予測誤差を組み合わせ、この電力系統で生じ得る最大変動の上昇が調査されている。風力発電の影響は、主として 10 分～数時間のタイムスケールで見られており、秒単位の自動周波数制御 (AFC) のタイムスケールではほとんど確認されない。本報告書でまとめた諸研究の短期的予備力要件に見込まれる増加は非常に幅広く、導入率が(総需要の) 10%の場合は風力発電の設備容量の 1～15%、導入率が 20%の場合は風力発電の設備容量の 4～18%である。数時間～1 日という長いタイムスケールで必要な柔軟性(総負荷変動に追従できる発電所)と、秒あるいは分のタイムスケールで起動できる必要な予備力(予期せぬ総負荷変動に追従できる発電所)とに分けることは、非常に重要である。

重要な問題は、「予備力要件の増加」とは、必ずしも新たな投資の必要性を意味しないということである。風力発電に起因する予備力は、風力発電の発電電力が高いときに最大となる。この状況では、他の発電所は低負荷で運転されている。つまりそれらを予備力とし、風力発電の出力が低下した場合に利用することができる。「予備力マージンの増加」を見積る場合、この点を考慮する必要がある。検証した研究において示されたコストの見積から、風力発電の導入率が総需要(電力量)の 20%以内の場合、風力発電の変動性および不確実性に起因する系統運用コストの増加は、風力発電によって発電された電力量 1MWh あたり約 1～4 ユーロとなり、これは風力発電の卸価格の 10%弱である。さまざまな需給制御エリアに風力発電を加えた場合の実際の影響は、現地の要因によってさまざまである。連系コストを減らす要因で特に重要なのは、大規模な地理的エリアや広域的な制御エリアの風力発電を集合化し、精度が高く実運用時刻により近い予測システムを用いて電力系統の運用を実施することである。

風力発電を用いた送電計画

現存技術を用いることで、新規の風力発電所は瞬低時の運転継続 (LVRT)、系統への無効電力供給、端子電圧の制御、出力および出力変化速度の制御による SCADA を用いた系統運用への参加など、系統運用者の期待に応えることができる。新規の電源が洋上などのように需要地から距離があったり既存の系統が存在しないような脆弱な系統あるいは混雑した系統に設置される場合には、より大規模な潮流の制御や電圧の安定維持のために、電力系統の補強が必要な場合がある。送電コストとは風力発電を連系する場合に送電系統で必要になる追加コストである。このコストが風力発電に全額割当てられる場合もあれば、一部のみ割当てられる場合もある。電力系統の補強や新たな送電線を敷設することで、他の消費者あるいは発電事業者に便益をもたらす場合も多い。またこれは、信頼度の確保や電力取引の促進といった多くの目的に利用することもできる。したがって風力発電による系統の補強コストは、負荷および系統インフラに対し風力発電所をどこに設置するかで大いに異なり、また国々によって大きく異なる可能性が高い。本報告書で言及した諸研究における系統増強コストは、0～270 ユーロ/kW とさまざまである。このコストは連続的に生じるのではなく、一度に高額を投じて増強される場合もある。また各国の研究では風力発電へのコスト割当方法も違っており、通常は風力発電以外の理由によって増強の一部が行われている。また重要なことは、当該の系統アデカシーが一時的あるいは特定の発電や負荷状況のために不十分になる場合に、風力発電の出力を調整したり他の代替電源を用いるという選択肢もあるが、電力系統の補強はこれに対して優先されることが望ましい、ということである。送電を計画する場合、電力系統の大幅な増強が必要な事例で、最もコスト効率の高い解決策は、複数の段階を経て徐々に拡大するような逐次計画ではなく、この電力系統で発電される風力発電の最終的な容量に対する送電網を計画し、一気に拡大することである。

風力発電の容量クレジット

また風力発電は、予想将来される系統需要増加に対処するための供給信頼度対応能力を供給することになる。このような風力発電の寄与は、高負荷時に風力発電の比率が高ければ、設備容量に対して最大 40%となる。この割合は、さらに導入率が高くなり、サイトの風特性が系統の負荷曲線と負の相関を持つ場合、5%まで低下する。広域の風力発電を集合化することは、風力発電の容量クレジットの向上に寄与する。風力発電の容量クレジットの推定では、いくつかの手段が使われている。さまざまな負荷率に対する電力系統の電力不足確率 (LOLP) を決定する方法は、利用可能な手段のうち最も厳密なものである。重要な問題は、風力発電の所有者に容量クレジットを支払うか否かということである。これは他の方式の発電所でも問題になっており、市場の規制に左右される。報告書によっては「容量コスト」という用語を用いており、その定義は「風力発電と従来型発電所の容量価値の差異を補償するコスト」ということになる。この「容量コスト」は現在では広く使われているわけではないが、これを計算する場合、オープンサイクル・ガスタービン (OCGT) といった稼働時間が非常に短い発電所に対してこの補償コストを加えるべきであると考慮した場合には重要である。他の選択肢としては、自主的に負荷を減ら

すことであり、どちらの場合も容量コストは比較的低くなる。

風力発電の系統連系研究に対する推奨

(i) 仮定した地理的多様性による風力発電の時系列変動平滑化の把握、および風力発電の不確実性に対処する風力予測の最大限の応用。(ii) 過去に実際に生じた系統負荷および負荷予測を用いた負荷変動との組み合わせによる風力の変動性の検証。(iii) 系統運用解析とモデリングによる系統の特性と応答の把握。(iv) 電力料金設計とは独立した実際のコストの調査。(v) 風力発電のコストと便益の比較。多くの事例において、風力発電が大量導入された新たな電力系統では、一定の追加予備容量や新規送電線等が風力発電所建設の前提条件であることは言うまでもないが、電力系統への追加的投資が経済的利益をもたらすか否かが問題となっている。

風力発電の導入率が高い場合、連系された系統の最適化の方法を探ることが望ましい。風力の高い導入率を達成するために系統構成と運用方法を変更することが要求される場合もある。現行の系統運用技術は、いずれも風力発電の特性を正しく組み込んだ設計になっているわけではなく、またそれを目的に開発されたわけでもない。電力系統の柔軟性を高めるため、近隣エリアへの送電、電源の柔軟性、デマンドサイドマネジメント、電力貯蔵設備（例えば揚水発電や熱貯蔵）の最適利用といった手段を、市場の集合化およびリアルタイムに近い運用と組み合わせることで、高いコスト効率で連系できる風力発電の量に影響を与える。再生可能エネルギーの導入率上昇への適応という、政策目標の達成に向けた取り組みにおいて、各国の電力系統の連系の必要性和便益を明らかにするには、国際レベルで風力発電の系統連系を評価する必要がある、という認識が高まっている。

今後の取り組み

これまでの風力発電の系統連系の研究は、総需要に対する風力発電の導入率が 10～20%（最低負荷の 50%以内）の場合に関してのものであった。現在まだ存在していないような、需要側の柔軟性を確保するための選択肢が増えた場合、どのようになるであろうか。また今後、電力系統に風力発電がどのくらい導入されれば、風力発電が電力系統の支配的要素となるかは、完全には明らかにされていない。今後の連系研究の中では、予想される太陽光や海洋エネルギー発電の導入率上昇を考慮することが望ましく、多くの分野で同じような方法でそれぞれの発電方式の変動を平滑化していくことが可能となる。風力発電の系統連系の取り組みと、電力系統の各種のコストを概算するためには、これらの知見を一般化する必要があり、これは Task25 の次期フェーズで行うことになる。

第 1 章 序章

風力発電に関して既に設定されている目標値は、今後多くの国々で風力発電の導入率が非常に高くなると想定したものである。電力系統に連系する風力発電の容量を大幅に増やすことは技術的には可能だが、社会的・経済的にどの程度までの連系コストを許容できるかが制約となる。風力発電の導入は多くの国々および電力系統で比較的まだ限定的であるため、各地域の電力系統への風力発電の連系の研究は、理論的なものが主流となっている。しかし既に一部の地域（デンマーク西部、ドイツ北部、スペインの Galicia 地方など）では風力発電の導入率が高くなっており、その事例から風力発電の系統連系の実際の経験を知ることができる。

風力発電の導入により、電力系統の運用において変動性と不確実性が高まることとなる。この課題に対処するには、電力系統の柔軟性を高める必要がある。どの程度の柔軟性が必要かということは、どの程度の風力を電力系統に組み入れるか、そして電力系統の現在の柔軟性がどの程度かに左右されることになる。

近年では、風力発電が電力系統に及ぼす影響について世界中で数多くの調査が報告されているが、これらの報告を比較するのは困難である。これは、技術的制約と風力発電の連系コストに関する調査結果にばらつきがあり、また使用した方法、データおよびツール、ならびに結果の説明における用語や数的指標が異なっているためである。風力発電の影響に関するコストの見積は、データの不足といった理由により、非常に控えめなものと思われる。結果を取りまとめようという試みもあるが (DeMeo et al., 2005; Axelsson et al., 2005; UKERC, 2006)、「使用した方法に関する詳しい情報の不足のため、直接の比較が可能な結果は限られている」と結論されている。風力発電の連系コストの範囲に関し結論を導くには、研究の詳細な見直しが必要であり、それには国際的な共同研究が必要である。多くの場合、系統への影響の研究を手掛かりに、各国あるいは各電力系統制御エリアで実行可能な風力発電の導入目標値を定めることになるため、これらの問題に関し共通して受け入れられている標準的なやり方を適用する必要がある。

風力発電の連系状況は、国や州あるいは電力系統によってさまざまであるが、少なくとも、風力の導入および電力系統の特徴に関する各事例研究を分類するのであれば、慎重な分析により違いを指摘しつつ、ある程度の概論を述べる事が可能となる。

最新の報告書 (Holtinen et al., 2007) では、分析と方法のガイドラインを用いて、これまでに得た経験および実施された研究に関する情報を集め、共有する初の試みがなされた。各国の事例研究では、各種の短期的タイムスケールに関しての電力系統の需給調整、系統混雑・増強・安定度・電力のアデカシーといったさまざまな影響を探っている。また本報告書には 2007～2008 年に発表された事例研究を含めており、現在実施中の研究については別表 1 で概説している。

本報告書における事例研究の見直しで重視しているのは、最近の研究、特に風力発電が電力系統に及ぼす影響の定量化の試みである。これらの研究を見直す中で、各研究結果で風力発電の連系コストに非常にばらつきが生じている理由を探っている。また風力発電の導入の定義、予備力、コスト、各種の電力系統と負荷の特徴ならびに運用規則、風の変動性の潜在的条件、電源構成と燃料コスト、制御エリアの規模といったことを明らかにしていく。

本報告書では、まず風力発電の変動性と予測可能性を説明し、第 2 章では風力発電が電力系統に及ぼす影響を述べる。事例研究の結果および方法の説明は、第 3 章「需給調整」、第 4 章「電力系統」および第 5 章「電力のアデカシー」の 3 章に分けて行っている。特に風力発電が電力系統に及ぼす影響の定量化を試みた研究、および最新の研究に重点を置いている。第 6 章では、導入率の高い地域における過去の経験を概説し、第 7 章に事例研究の結果をまとめている。第 8 章にこれまでの連系研究における最新の成果を挙げ、第 9 章で結論と考察を述べる。

第 2 章 風力発電が電力系統に及ぼす影響

風力発電の導入により、電力系統の変動性と不確実性はこれまでより顕著になり、それが電力系統の信頼度と効率に影響を及ぼす可能性がある。概してその影響はプラスかマイナスかのどちらかだが、連系コストに関して言えば、大量の風力発電を導入することで、導入がある段階まで進むと、プラスの影響さえもマイナスの影響に変わってしまうのが一般的である。本章では、風力の変動性と不確実性が及ぼす結果をまとめ、風力発電が電力系統に及ぼし得る影響を挙げる。

2.1 風力発電の特徴

電力系統の運用の特徴として、風力発電の変動性と予測可能性に関する知見、アンシラリーサービスを提供する場合の風車の能力に関する知見、電力系統の計画作成に役立つような今後の風力発電の設置についての知見が重要となる。

2.1.1 風力発電の変動性

電力系統の研究では、風力の変動性を考慮することが非常に重要である。風力発電が地理的に分散しており、変動性が部分的に予測可能であれば、変動性をある程度まで平滑化することができる。風力発電所内部では風の空間的な変動が風車ごとによって異なり、さらに風力発電所ごとによって大きく異なるため、系統内の全ての風力発電が瞬間的に脱落するといった事態は考えにくい。瞬時電圧低下により大量の風力発電が瞬間的に脱落することは、風車に FRT（故障時の運転継続）を要求することで防止することが可能である。

風の変動性は、これまで広く研究されてきている。また最近では大規模な風力発電の実測データも利用可能になり、これらを電力系統の運用に関連する変動性の理解に役立てることが可能となっている（図 1）。変動性に関するさらに詳しい情報は、Ernst, 1999; Focken et al., 2001; Holttinen, 2004; Wan, 2005; EWEA, 2005; IEA 2005; Giebel, 2007 の各文献で見ることができる。

一般に、エリア内に多くの風車および風力発電所が分散しているほど風力発電の変動性は低くなり、また出力ゼロの時間も短くなる。ある風力発電所が出力ゼロである総時間が年間で 1,000 時間を越えたとしても、広域に分散した風力発電の出力を集合化すれば、それがゼロになることはない。またタイムスケールが小さくなるにつれ変動も少なくなる。大規模な風力発電において秒あるいは分のタイムスケールの変動性は一般に小さいが、数時間であれば、たとえ風力発電所が分散していても、変動が大きくなる可能性がある。タイムスケールが数時間～前日の場合、風力発電出力の予測が非常に重要となる。

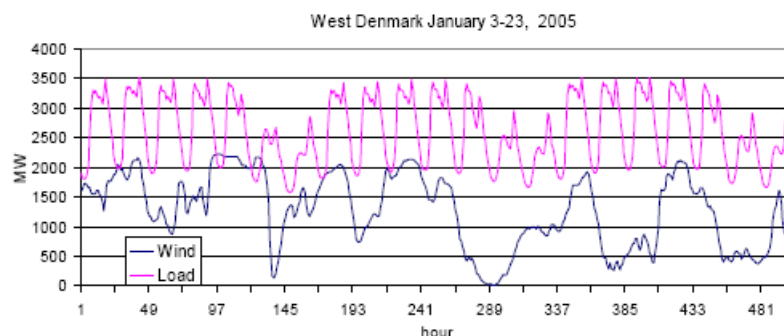


図 1 デンマーク西部（2005 年 1 月 3～23 日）の風力発電（2,400MW）と負荷変動
上図の 128～139 時間の期間は 1 月 8 日の暴風雨に相当する。（資料：http://www.energinet.dk）

大規模な風力発電の変動性について、ある程度は一般的な結論を述べることもできるが、エリアの規模と風力発電所の分布が重要であることに留意すべきである。また地形も影響を与え得る。洋上の風資源は、同じような分布の陸上の風力発電と比較してコヒーレント性が高く、変動性も大きいことが明らかになっている。

大規模な風力発電の変動研究の一般的な結果をまとめると、以下のようになる。

- ・ 地理的に分散している風力発電では、急速な出力変動は小さい（秒～分レベル）。表 1 はある風力発電所のデータを示したもので、大規模な発電所の場合、1 秒間の変動の標準偏差はわずか 0.1% である。また 1 分間の段階変化で平滑化が見られ、標準偏差は風車の数が 14 基から 250 基に増えるに従い 2.1% から 0.6% に低下する。タイムスケールが 10 分から 1 時間になると、変動が大きくなる。1 つの風力発電所内では 1 時間のタイムスケールの変動の平滑化が少ない。
- ・ 表 2 はエリア内に分散された風力発電で記録された毎時の最大変化をまとめたものであり、その幅はエリアの規模と風力発電所の分散度により $\pm 10 \sim \pm 35\%$ の幅がある。これらは極値であり、ほとんどの時間帯で毎時の変動は設備容量の $\pm 5\%$ 以内に収まることとなる（図 3～5）。ドイツの事例はこのことを表しており、風力発電の変動は 15 分間隔では 84% の時間帯で、1 時間間隔では 70% の時間帯でそれぞれ設備容量の $\pm 1\%$ 以内に収まっている（図 4）。

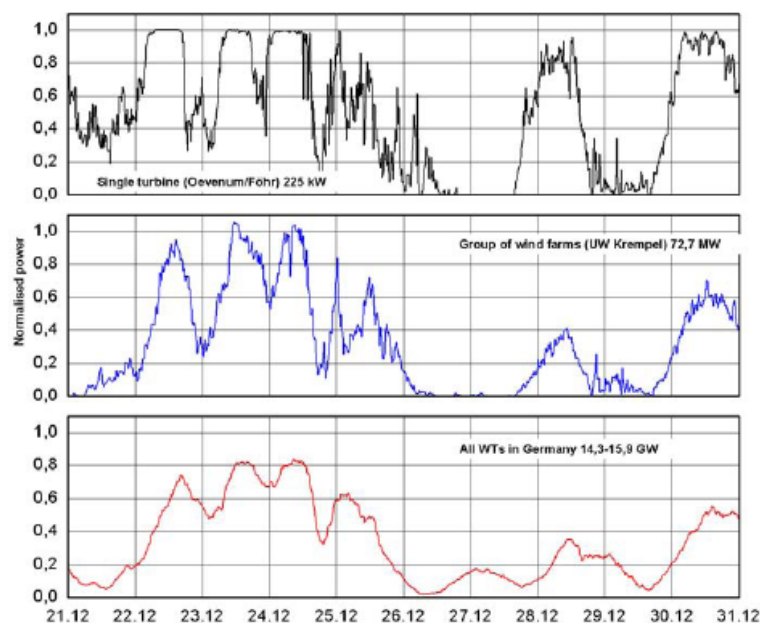


図 2 風車 1 基、風力発電所群、およびドイツ国内の全風車の正規化された時系列出力例
(2004 年 12 月 21～31 日)

- ・ 風力発電の出力は、タイムスケールが 4～12 時間と長くなると変動が大きくなる。このタイムスケールでは、出力予測が役に立つ。極值的な暴風雨の場合、風車はフル稼働できず停止するが、数百 km を暴風雨前線が通過するには 4～6 時間かかる。下記のような極值的な出力変化速度が記録されたのはこのような暴風雨のときであった。
 - ・ デンマーク：2005 年 1 月 8 日、6 時間で 2,000 MW（容量の 83%）、1 分で 12 MW（容量の 0.5%）の低下 (Eriksen et al., 2005)
 - ・ ドイツ北部：2004 年 12 月 24 日、10 時間内に 4,000 MW 以上（容量の 58%）低下、出力変化速度は 16 MW/min（容量の 0.2%）の負の極値
 - ・ アイルランド：15 分で 63 MW（その時点で容量の約 12%）、1 時間で 144 MW（容量の約 29%）、12 時間で 338 MW（容量の約 68%）（系統運用者 Eirgrid のデータ）
 - ・ ポルトガル：2006 年 6 月 1 日、8 時間で 700 MW（容量の 60%）低下
 - ・ スペイン：約 11 GW 風力発電で高い出力変化速度が記録され、45 分で 800MW（7%）上昇

(出力変化速度：1,067 MW/h、容量の 9%)、1 時間 45 分で 1,000MW (9%) 低下 (出力変化速度：-570 MW/h、容量の 5%) (TSO の REE のデータ)。風力発電出力は 25～8,375 MW (容量の 0.2～72%)。

- 米国テキサス州：2007 年 2 月 24 日、2 時間 30 分で約 600 MW/h の割合で風力発電容量 1,550 MW を喪失 (ERCOT, 2007)

大規模な洋上風力発電所の出力変化速度は、より大きい可能性があり、その地域の風力発電の容量の大部分が、ひとつの洋上のサイトに集中している場合、この点を考慮すべきである。

表 1 米国中西部地域における大規模風力発電所の集合化した風車の数の増加に伴う、
風力発電の出力変化の平均と標準偏差 (Wan, 2005)

		風車 14 基		風車 61 基		風車 138 基		250 基以上	
		kW	%	kW	%	kW	%	kW	%
1 秒	平均	41	0.4	172	0.2	148	0.1	189	0.1
	標準偏差	56	0.5	203	0.3	203	0.2	257	0.1
1 分	平均	130	1.2	612	0.8	494	0.5	730	0.3
	標準偏差	225	2.1	1038	1.3	849	0.8	1468	0.6
10 分	平均	329	3.1	1658	2.1	2243	2.2	3713	1.5
	標準偏差	548	5.2	2750	3.5	3810	3.7	6418	2.7
1 時間	平均	736	7.0	3732	4.7	6582	6.4	12755	5.3
	標準偏差	1124	10.7	5932	7.5	10032	9.7	19213	7.9

表 2 大規模地域の風力発電変動の極値 (設備容量の%)

変動の分布は次ページの図で確認できる。(デンマーク：2000～2002 年のデータ <http://www.energinet.dk>。アイルランド：Eirgrid のデータ、2004～2005 年。ドイツ：ISET、2005 年。フィンランド：2005～2007 年 (Holmgren, 2008)。スウェーデン：1992～2001 年の 56 風力発電所の解析データ (Axelsson et al., 2005)。米国：NREL、2003～2005 年。ポルトガル：INETI。)

地域	エリア サイズ	サイ ト数	10～15 分		1 時間		4 時間		12 時間	
			最大 低下	最大 上昇	最大 低下	最大 上昇	最大 低下	最大 上昇	最大 低下	最大 上昇
デンマーク全土	300×300 km ²	>100			-23 %	+20 %	-62 %	+53 %	-74 %	+79 %
デンマーク西部	200×200 km ²	>100			-26 %	+20 %	-70 %	+57 %	-74 %	+84 %
デンマーク東部	200×200 km ²	>100			-25 %	+36 %	-65 %	+72 %	-74 %	+72 %
アイルランド	280×480 km ²	11	-12%	+12 %	-30 %	+30 %	-50 %	+50 %	-70 %	+70 %
ポルトガル	300×800 km ²	29	-12%	+12 %	-16 %	+13 %	-34 %	+23 %	-52 %	+43 %
ドイツ	400×400 km ²	>100	-6 %	+6 %	-17 %	+12 %	-40 %	+27 %		
フィンランド	400×900 km ²	30			-16 %	+16 %	-41 %	+40 %	-66 %	+59 %
スウェーデン	400×900 km ²	56			-17 %	+19 %	-40 %	+40 %		
米国 ミッドウエスト	200×200 km ²	3	-34 %	+30 %	-39 %	+35 %	-58 %	+60 %	-78 %	+81 %
米国テキサス	490×490 km ²	3	-39 %	+39 %	-38 %	+36 %	-59 %	+55 %	-74 %	+76 %
米国ミッドウエ スト+オクラホマ	200×1,2 00km ²	4	-26 %	+27 %	-31 %	+28 %	-48 %	+52 %	-73 %	+75 %

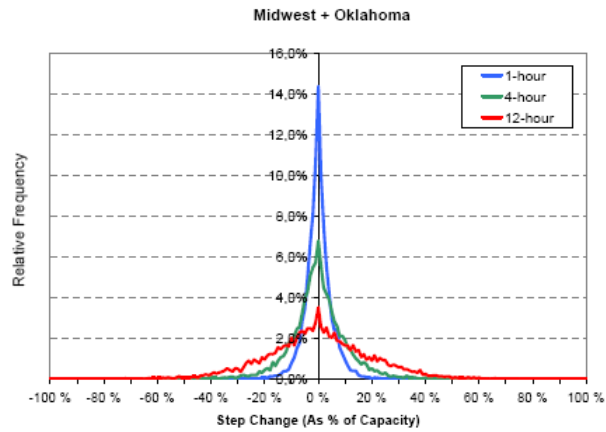


図 3 米国中西部およびオクラホマにおける大規模風力発電所群の
1 時間、4 時間、12 時間での出力変化の分布

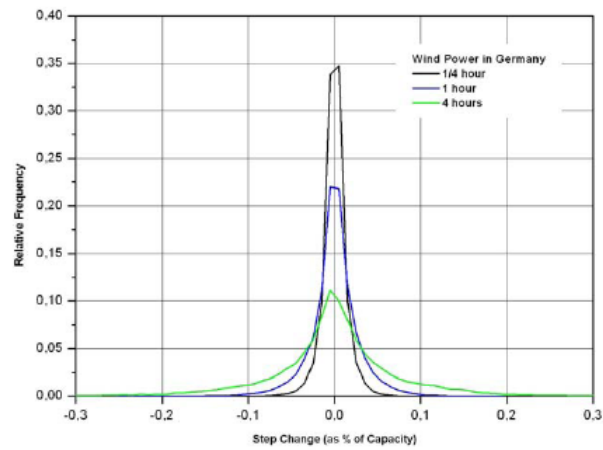


図 4 2004 年 1 月 1 日～12 月 31 日、ドイツにおける
15 分、1 時間、4 時間での規格化された電力変動の出現頻度 (ISET, 2005)
正の値は出力上昇、負は低下を表す。

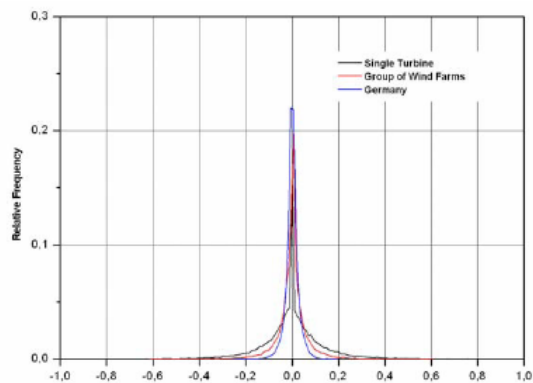


図 5 ドイツにおける風車 1 基、風力発電所群、ドイツ全体の全風車の 1 時間間隔での
規格化された電力変動の出現頻度
(2004 年 1 月 1 日～12 月 31 日、15 分の平均値) (ISET, 2005)
正の値は出力上昇、負は低下を表す。

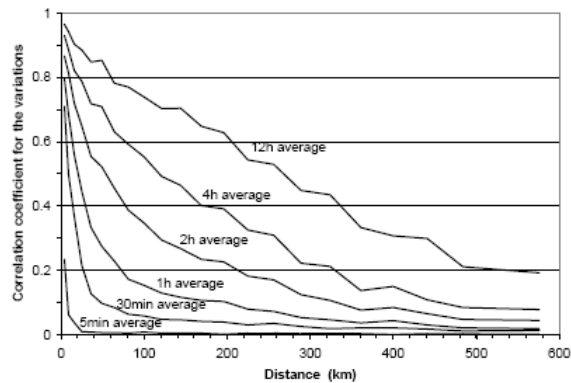


図6 ドイツの事例における各種タイムスケールに関する変動の相関 (Ernst, 1999)

風力発電の出力変動は、タイムスケールが小さいほどより平滑化される

大規模地域の風力発電の平滑化効果は、異なるサイトでの出力の相関性が低いことで生じたものである。これは特に出力変動に関し顕著である（図6）。

風力発電の変動と風力発電所の地理的分散による平滑化の効果は、変動のタイムスケールの標準偏差などから定量化することができる（図7）。図7からわかるように、変動の平滑化の程度は地域ごとに異なる。この違いは、ひとつにはデータに含めた風力発電所の数が少ないためである。米国とアイルランドのデータ、およびノルウェーとスウェーデン（白抜きのマーカー）のデータに含まれる風力発電所の数は20もない。デンマークとドイツのデータからは、風力発電が非常に分散していることがわかる。但し、一部の電力系統では風力発電所が分散的に配置されているわけではなく、大規模発電所として集中している。デンマークと米国の事例からわかるように、変動性は3年分のデータよりも1年分のデータからより適切に推定することができる。年度別の標準偏差の違いは、風資源の変動よりも小さい。

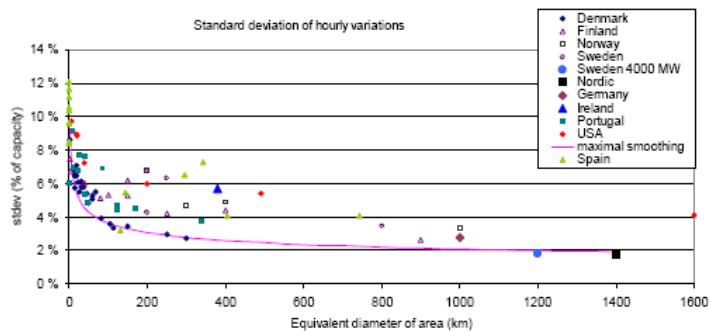


図7 風力発電の変動性の低下：各地の風力発電データからの毎時の変動の標準偏差の低下

ただし、スウェーデンの4,000 MWのデータは56サイトの風力発電の解析結果である

(Holtinen, 2004; ISET; Estanqueiro, 2006; Wan, 2005; Axelsson et al., 2005; Ilex et al., 2004; Martin et al., 2009)。

曲線はエリアサイズに対する最大平滑化効果の推定値。

2.1.2 風力発電の予測可能性

風力発電の短時間予測は、電力システムのツールとしては、負荷予測と比べて利用されるようになったのは最近である。風力発電に関して言えば、短時間予測の精度は負荷予測ほど高くない。これまでの経験から、出力の定性的傾向はほぼ常に予測可能だと言えるが、どの程度の風がいつ吹くかによって逸脱が大きくなる可能性がある (Giebel et al., 2003; Kariniotakis et al., 2006)。電力システムの運用に対しては、予測の不確実性は精度と同じくらい重要である。

精度は、広域の予測を組み合わせることで高くなる（図8）。風力発電所1ヶ所では、前日予測の平均誤差は10～20%（公称容量の百分率平均二乗誤差）であり、制御エリア1地域では、この誤差は10%未満である（表3）。

デンマーク西部での前日予測に関する最新の結果によれば、平均予測誤差は MAE（平均絶対誤差）では設備容量の 6.0%（式(1)）、RMSE（平均二乗誤差）では 8.9%である（式(2)）。この場合の相対的予測誤差は、風力の公称容量に対する値である。平均電力に対する相対誤差（すなわち電力量に対する誤差）を見ると、デンマーク西部の 6.0%というのは、年間発電電力量にして 24%の誤差に相当する（式(3)）。この予測は容量 1,512 MW の風力発電に関する前日（すなわち 13～37 時間前）での予測である。

異なる予測モデルを組み合わせることで、さらに誤差を少なくすることが期待できる。その最初の例はドイツの事例に見られ、最適モデルでは平均二乗誤差 5.1%なのに対し、「単純な組み合わせ」の場合 4.2%、「知的な組み合わせ」の場合 3.9%となった (Focken, 2007)。

$$MAE = \frac{1}{N_h} \sum_{N_h} \frac{|error(h)|}{P_{installed}(h)} = 6.0\% \quad (1)$$

$$RMSE = \frac{1}{N_h} \sum_{N_h} \sqrt{\left(\frac{error(h)}{P_{installed}(h)} \right)^2} = 8.9\% \quad (2)$$

$$MAPE = \frac{\sum_{N_h} |error(h)|}{\sum_{N_h} production(h)} = 23.8\% \quad (3)$$

また予測期間が短くなると精度が高まる（図 9 および 10、表 3）。

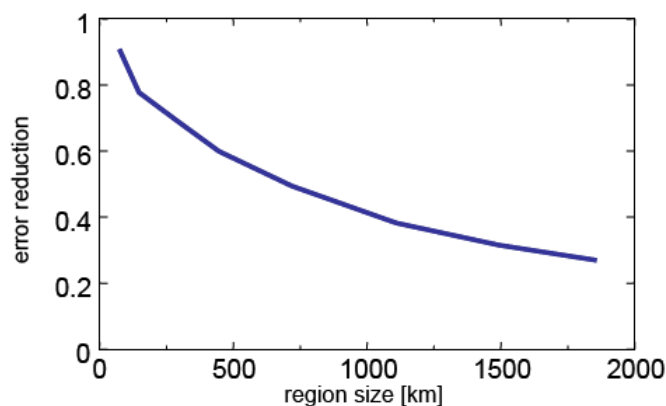


図 8 集合化した風力発電の空間的平滑化効果による予測誤差の減少。

誤差の減少＝地域予測の平均二乗誤差と単一サイトの平均二乗誤差の割合。
ドイツのウィンドファーム 40 ヶ所で測定した出力に基づく。（出典：energy & meteo systems）

表 3：風力発電予測の精度は、予測エリアの拡大に従い、またタイムスケールが短くなるにつれ上昇する。

ドイツの例（NRMSE＝正規化平均二乗誤差、設置風力容量の%）。出典：Rohrig, 2005

NRMSE [%]	ドイツ（制御エリア全 4 地域） ～1,000 km	制御エリア 1 地域 ～350 km
前日	5.7	6.8
4 時間前	3.6	4.7
2 時間前	2.6	3.5

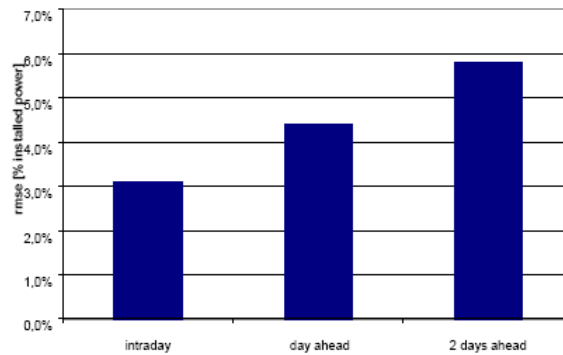


図 9 予測誤差は予測期間が長くなるにつれ増加する。
ドイツの地域風力発電の結果。(Krauss et al., 2006)

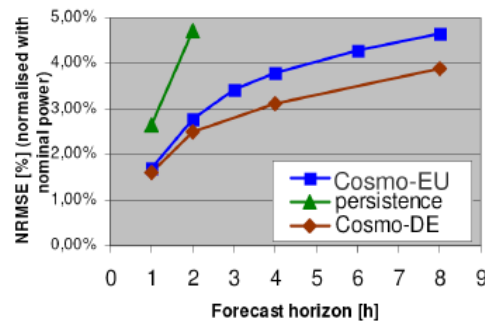


図 10 最新の予測モデルでは、風力発電の短時間予測の精度も大幅に高めることができる。
2つの入力データ（Cosmo-DE と Cosmo-EU）を用いた、ドイツの風力発電予測の正規化平均二乗誤差。
最初の2時間については持続性も表示している。(Wessel et al., 2008)

需給調整のために必要な総電力量は風力発電の連系時の平均予測誤差に基づくものであるが、予備力容量の必要性は予測誤差の最大値、すなわち予測誤差の確率密度関数に密接に関係している。大規模な風力発電の予測誤差は、主としてその元となる気象予測の誤差に起因する。天候のカオス的性質により、予測誤差の確率密度関数はガウス関数ではない。一例として、図 11 にドイツの風力発電の前日予測の誤差の確率密度分布、およびガウス分布近似曲線を示す。ガウス分布からの大きな誤差が予想以上に頻繁に生じていることがわかる。その結果、需給調整のための電力量を上回る予備力容量が必要になってくる。

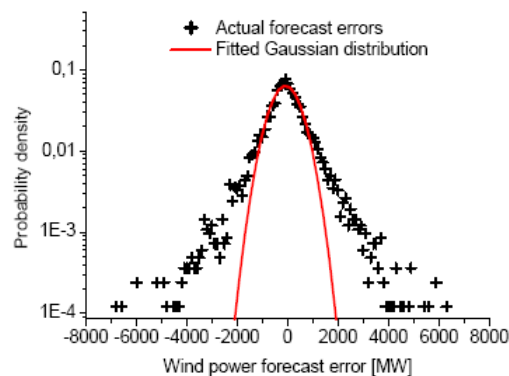


図 11 ドイツの前日の風力発電予測誤差に関する確率密度分布
(資料：Lange et al., 2006)

2.1.3 風車の能力

風車の能力は、例えば Cardinal 2006, Gjengedal 2004, Burges et al., 2003 など研究されている。最新の風車の開発は依然として行われており、今後は電圧や周波数の変動への耐性や制御性を備えた風車が利用できる可能性がある。

風力発電所は発電所の SCADA が管理する中央制御方式の有効・無効電力の管理によって、系統運用に能動的に参加することが可能である。有効電力を一定の割合や増減幅に維持したまま発電可能な電力に連動するよう制御したり、発電可能な出力より低い一定値に設定したりすることは可能である。風車の出力変化速度を制御することにより、有効電力出力の増加率を管理したり、スムーズに発電所の運転を停止させることも可能である。図 12 に示すように、ガバナの垂下特性をパワーエレクトロニクス制御でプログラミングすることも可能である。風車の無効電力の制御により、ユーザが定義する基準に対して電圧あるいは力率の調整も可能である。

いくつかの研究結果および既存の風力発電プロジェクトの経験から、高圧系統に風力発電所を連系し運用するためには、例えば FRT および系統電圧の維持という観点から、既存のグリッドコード（系統運用規則）の修正が必要であることが明らかになっている。今後、風力発電の導入率を大幅に高めようと計画している国々（ドイツ、ポルトガル、スペイン）では、既に計画されている新規のウィンドファームに対してこれらの能力を要求している。この新たな手段の導入により、風車の運転を改善および安定化し、風力発電に伴う動揺による損失を低減できると予想される (Erlich et al., 2006; Gómez-Lazaro et al., 2006; Gómez-Lazaro et al., 2007a)。

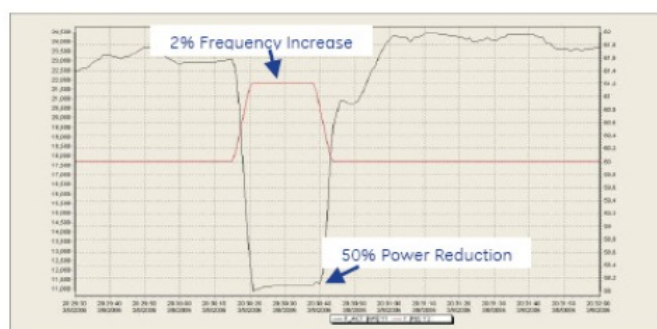


図 12 周波数上昇時の風力発電所の出力応答
(Cardinal & Miller, 2006)

送電系統レベルで電力系統に連系された風力発電所に、要件を課した例のひとつが、デンマークの技術要件 (Energinet, 2004) である。これはデンマークの系統運用者 Energinet.dk が規定し、Horns Rev などの洋上風力発電所で実施されているもので、この技術要件では、系統運用者が利用可能となる有効電力制御として、以下の 6 種類を規定している。

- ・ 運用者が定めた具体的な値に対する風力発電所出力の絶対的な制限
- ・ 風力発電所が一定量の出力を減らすよう命じられるという需給調整
- ・ 風力発電所の出力を増減幅で制御し、この量を瞬動予備力として使用できるようにする増減幅制御
- ・ 風力発電所の出力が、毎分の一定量を越えて増加しないようにする出力変化速度制限
- ・ 垂下制御
- ・ 出力低減による系統保護

図 13 は 6 種類の制御のうち最初の 4 種類を示したものである。命じられた複数の制御を実施した Horns Rev 風力発電所の結果を図 14 に示す (Kristoffersen, 2005)。この図から、当該風力発電所が出力を適切に制御できていることがわかる。

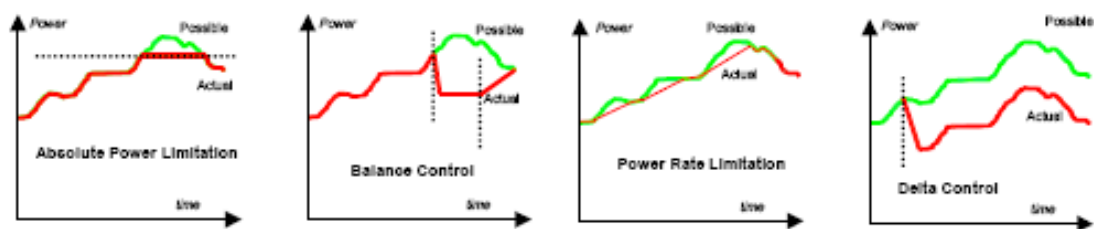


図 13 有効電力制御機能の概要

各図は、発電可能な出力電力と、各種の有効機能を用いて実際に達成される電力を示す。

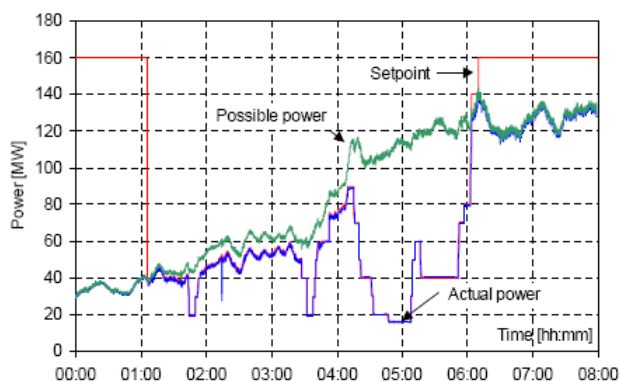


図 14 Horns Rev 風力発電所の出力測定結果。

需給調整と周波数制御のための制限設定を同時に行っている。
(Kristoffersen, 2005)

既存の風力発電所の安定度を高めるための他の解決手段は、風力発電所における静止形無効電力補償装置 (SVC) あるいは STATCOM の使用である。

電力システムをサポートするには、投資コストを増やすか発電を減らすかのどちらかの出費を伴う。そのためこの問題はより複雑になり、主に風力発電の導入率が非常に高い場合（例えば 15% 以上）、または電力システムが小規模独立または脆弱な場合に検討されている。

2.1.4 風力発電所に対するグリッドコード（系統連系規程）の要件

グリッドコードとは、送電網に連系する場合に発電所に求められる要件を定めたものである。多くのにおいて、風力発電所に新たに定められた要件には、系統故障の際の瞬低時運転継続（LVRT、もしくは故障時の運転継続：FRT と呼ばれる）が含まれる。発電機は、3 相・単相地絡の際、およびある範囲の系統周波数の条件に対して系統との接続を保たねばならない。故障除去時間、電圧低下の要件、および故障中の電圧維持要件は、これまで設定されたコード毎にさまざまである（図 15）。またグリッドコードに無効電力制御要件（例えば連系点で力率 0.95）および系統運用者の合意を得た上での SCADA データ提供といった要件が含まれていることもある。要請に応じで準拠すべき他の要件には、電圧制御、有効電力と周波数の制御（例えば出力変化速度の制御）がある。また系統解析のため検証済みの発電所モデルの提供を求められることもある（Smith et al., 2007）。

グリッドコード要件は、設置されている風車に固有の技術的能力、あるいは静的・動的並列補償の組み合わせといった適切な端末設備を付加することで、現在運転開始している商用風力発電所において満たされている。

今後は風力発電所の性能改善がさらに求められることとなる。例えば、風車の特性を従来型発電機のような故障後の機械的応答性（例えば慣性応答、調速機反応等）により近づけるといったことが要求される可能性がある。

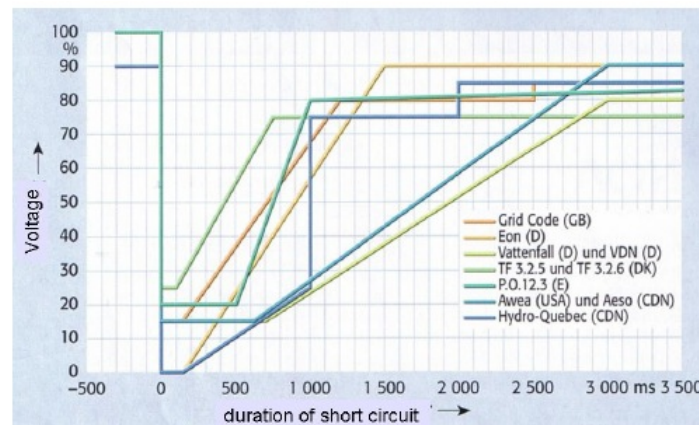


図 15 FRT 要件の比較
(資料：Elektrizitätswirtschaft, 2006)

2.1.5 風力発電容量の増加の見通し

風力発電所の建設リードタイムは、送電線拡張のリードタイムと比べて短い。電力系統の計画策定において、今後の風力発電開発用地についての情報が十分得られていない場合が多い。各国または世界で風力発電の設備容量が増加する傾向にある。その背景には温室効果ガスの排出を伴わず、特にそれを削減できる電源のニーズや、価格不安定で枯渇しつつある化石燃料への依存を減らす努力がある（例えば GWEC, 2005; Bird et al., 2003 など）。再生可能エネルギーの政策の枠組みにこれらのニーズをどう取り入れていくかで、風力発電の設備容量の地域（国内）成長率が決まってくる（例えばドイツやスペイン）。

多くの事例において、風力発電の開発は、送電網の拡張あるいは増強に頼っている。送電網の計画・許可・導入は、プロジェクトが正式に適用され（認可を取得し、資金調達が保証され）得る場合のみ開始されるため、このことがスムーズな導入を妨げる可能性がある。

風資源の研究は、そのエリアの中で環境感度性にも左右されながら、風資源がどこに存在し、どこに MW クラスの設備が導入できるかという地理的な知見を得るために必要である。この研究結果は、各地域および地域間の風力発電の基本的な統計的特徴を評価することにも用いることができる（2.1.1 項参照）（例えば INEGI, 2002 を参照のこと）。

2.2 予想される風力発電の電力系統への影響

電気系統に故障があった場合、その結果は広範囲に及び、コストも高額になる。このため電力系統の信頼度を非常に高いレベルに常に保つ必要がある。風力発電は電力系統の信頼度と効率に影響を与える（図 16）。これらの影響にはプラスの影響もマイナスの影響もある。

さまざまなタイムスケールを考える場合、通常はさまざまなモデル（およびデータ）に影響評価研究で使用しなければならない。したがって系統全体への影響に関する事例研究は、以下のような分野に着目して分類することができる。

周波数調整および負荷追従（秒～30 分のタイムスケール）：これは、風力発電の導入に伴って変動性と不確実性が系統内での予備力の割当てと利用に対してどのように影響するかに関係する。広域に分散する風力発電の予測誤差は、電力系統が負荷の予測誤差などこれまで経験してきた他の予測誤差と組み合わせることが望ましい。需給調整の要求が高まる際に一般的に言えることは、それが需給調整するエリアのサイズ、当初の負荷変動に依存するということである。さらに、風力発電がどの程度密集あるいは分散しているかにも左右され、またサイトの地形や局地的・一般的風にも影響される。このコストは、変動性と不確実性の増加に対処するために電力系統で利用される需給調整サービスや緩和手段の限界コストによって決まる。技術的コストは市場のコストと異なる場合があるため、市場のルールにも影響される。

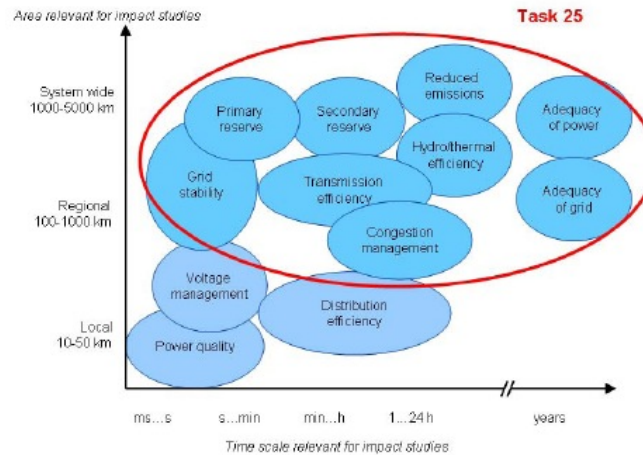


図 16 風力発電が電力系統に及ぼす影響を、各種のタイムスケールと関連する研究領域で分類したもの
 本報告書 (Task25) では、電力品質といった系統連系に関係する局所的問題よりも、系統全体に関連するより大きな問題を扱っている。ここで一次予備力とは、数秒で起働する予備力（周波数応答予備力、周波数調整）のことで、二次予備力とは5～15分以内に起働する予備力（ミニッツ予備力、負荷追従予備力）のことである。

効率とユニットコミットメント（発電機の計画的起動・停止）：この影響は、風力発電の変動性と予測誤差によって生じる（数時間～数日のタイムスケール）。ここで注目されるのは、従来型電源がどのように運用されているか、また風力発電の予測誤差により、稼働時間や発電所の運転（出力変化速度、部分運転、起動・停止）を含めて、ユニットコミットメントがどう変化するか、ということである。風力発電の不確実性ならびに系統の既存の柔軟性を正しく捉えるには、風力発電を既存の計画ツールに組み込む方法の分析および開発が重要になる。解析の結果から、風力発電の技術的影響と関連する（技術的）コストを知ることができる。電力市場では、風力発電の予測誤差により、インバランスコストが高くなる。現在の市場メカニズムが、どのように風力の生産者に影響するかも分析する必要がある。

発電アデカシー：これは、ピーク負荷状況で稼働できる総供給量のことである（数年のタイムスケール）。系統のアデカシーは系統の静的状態に関係する。必要とされる発電容量の見積には、系統の負荷需要ならびに発電ユニットの維持管理の必要性が含まれる（信頼度データ）。アデカシーの評価に使われる基準には、停電時間期待値 (LOLE)、電力不足確率 (LOLP)、不足電力量期待値 (LOEE) 等が含まれる。問題となるのは、関係するピーク負荷状況における風力発電の集合化された容量クレジットを、地理的分散や連系線の影響を考慮して適切に評価することである。ローカルな（風力発電所に併設される）容量の大きい電力貯蔵設備も一部の電力系統で使われるようになっており、コスト競争力が出てきた場合、電力のアデカシーに大きく影響を与える可能性がある。

送電アデカシーと効率（数時間～数年のタイムスケール）：風力発電が送電線に及ぼす影響は、需要地に対する風力発電所の立地状況、および風力発電の出力と負荷消費の相関によって決まる。風力発電は系統の潮流に影響を与え、潮流の方向が変化したり、電力損失やボトルネックの状況が変化したりする場合がある。既存の送電線を最大限に活用する手段はさまざまであり、例えばオンライン情報（温度、負荷）を利用したり、FACTS や風力発電所の出力制御を用いることができる。しかし送電アデカシーを維持するには、電力系統の補強が必要になる場合もある。電力系統増強の必要性を決定する際には、定常状態の負荷潮流および動的な系統安定度の分析が必要である。

系統の安定度（数秒～数分のタイムスケール）：風車の種類によって制御上の特徴は異なるため、通常運転時および系統故障時に系統をサポートできる可能性もそれぞれ変わってくる。より具体的に言えば、これは電圧・電力制御ならびに FRT 能力に関係している。需要地に対して風力発電所がどこに立地しているかもこの問題に影響する。系統安定度を確保するため、風力発電の導入率や電力系統の堅牢性によっては、ある段階で大規模集中型発電所と似た運用や制御を行う必要がある。風力発電所あるいは隣接した母線で高度な管理戦略や FACT 等の新しい手段を利用できるかどうかを試みこれらを開発していくためには、各種の風車技術を用いた系統安定度の研究が必要になる。

2.3 事例研究における風力発電の導入率

表 4 は次章以降で述べる電力系統の研究結果をまとめたものである。風力発電の導入率の高さの定義は単純ではなく、総需要（電力量）の%やピーク負荷（設備容量）の%など、電力量あるいは設備容量の指標が使われることが多い。電力系統内の導入率の高さを決定するには、連系容量にも注目する必要がある。これは、強風時や低負荷時の重大な局面を、連系線容量を利用することで緩和できるからである。これが表 4 において風力発電設備容量を、負荷の最小値と連系線容量の和に対する百分率で表した理由である。

表 4 各国の事例研究における電力系統の規模と風力発電の導入率

地域/事例研究	負荷			連系容量 MW	風力発電					
					2008 年実績 MW	事例中最大		最大導入率		
	ピーク 値 MW	最小値 MW	TWh/ a			MW	TWh/a	ピーク 負荷 比%	総需要 比%	負荷最 小値＋ 連系線 容量 比%
デンマーク西部、 2008 年	3,700	1,300	21	2,830*	2,380	2,380	5	64%	24%	58%
デンマーク、 2025 年 a)	7,200	2,600	38	5,190*	3,150	6,500	20.2	90%	53%	83%
デンマーク、 2025 年 b)	7,200	2,600	38	6,790*	3,180	6,500	20.2	90%	53%	69%
スカンジナビア ／VTT	67,000	24,000	385	3,000*	4,772	18,000	46	27%	12%	67%
スカンジナビア ＋ドイツ/ グリーンネット	155,500	65,600	977	6,600*	28,675	57,500	115	37%	12%	80%
フィンランド/ VTT	14,000	5,900	90	2,280*	143	7,300	16	52%	18%	89%
ドイツ 2015/デ ナ	77,955	41,000	552.3	10,000*	23,903	36,000	77.2	46%	14%	71%
アイルランド/ ESBNG	6,500	2,500	38.5	0	1,002	3,500	10.5	54%	27%	140%
アイルランド/ SEI	6,900	2,455	39.7	900*	1,002	1,950	501	28%	13%	58%
アイルランド 2020/全島	9,600	3,500	54	1,000	1,002	6,000	19	63%	35%	178%
オランダ	25,200	9,000	127	7,350	2,225	10,000	35	40%	28%	61%
ノルウェー中部 ／シンテフ	3,780		21			1,062	3.2	28%	15%	
ポルトガル	8,800	4,560	49.2	1,000	2,862	5,100	12.8	58%	26%	92%
スペイン、2011 年	53,400	21,500	246.2	2,400	16,754	17,500	46	33%	19%	73%
スウェーデン	26,000	13,000	140	9,730*	1,021	8,000	20	31%	14%	35%
英国	76,000	24,000	427	2,000*	3,241	38,000	115	50%	27%	146%
米国ミネソタ州、 2004	9,933	3,400	48.1	1,500*	1,752	1,500	5.8	15%	12%	31%
米国ミネソタ州、 2006	20,000	8,800	85		1,752	6,000	21	30%	25%	68%
米国 ニューヨーク州	33,000	12,000	170	7,000*	882	3,300	9.9	10%	6%	17%
米国コロラド州	7,000		36.3		1,068	1,400	3.6	20%	10%	
米国カリフォル ニア州	64,300	25,000	304		2,517	12,500	34	19%	11%	
米国テキサス州	65,200	16,000	317		7,116	15,000	54	23%	17%	

*これらの研究では、対象地域以外の国への連系線容量の利用を考慮していない。スカンジナビアの 2004 年の研究では、北欧諸国間の連系線容量は考慮されている。ノルディック＋ドイツ／グリーンネットのケースでは、モデルとした 5 ヶ国を、送電線で連系された 12 地域に分けることで、対象地域内の諸国間の連系線容量の影響を考慮している。

第3章 需給調整と発電効率

電力系統の需給調整への風力発電の影響は、分・時間・日といった複数のタイムスケールで捉えることができる。需給調整の要求が高まる際に一般的に言えることは、それが需給調整するエリアのサイズ、負荷変動、風力発電所がどれだけ集中または分散しているかに依存するということである。また、電力系統の運用手順も関係してくる。例えば、負荷および風力発電の出力予測をどの程度の頻度で更新するか、といったことである。最新の予測に基づき 4～6 時間で再ディスパッチ（再給電）を実施すれば、前日の予測に基づいて計画を立てるよりも、風力発電の連系コストを低くすることができる。またこのコストは、電力系統で使用される制御や緩和方法を提供するための限界コスト、ならびに市場規則にも左右される。予測に基づいた計画をしてから電力供給するまでの時間を考慮しながら電力系統を運用する方法は、風力発電がもたらす不確実性の度合いに影響する。

発電効率に関して注目されることは、従来型電源をどう運用するか、風力の変動性と予測誤差がユニットコミットメント、すなわち運用時間と発電所の運用方法（出力変化速度、部分運転、起動・停止）をどう変えるかということである。風力発電の不確実性を既存の計画ツールとモデルに組み込む方法を開発することは重要である。解析の結果により、風力発電が及ぼす技術的影響と、関係する（技術的）コストの理解を深めることができる。現在の市場メカニズムが、風力発電業者にどう影響を与えるかの分析も重要である。

3.1 需給調整要件と発電効率評価のアプローチ

風力発電が電力系統の運用に及ぼす影響は、概して系統運用の解析によって評価される。数分のタイムスケールを持つ予備力がどれだけ必要かは、しばしば統計的手段に基づき評価される。解析モデルでは、必要な予備力も同じく統計的手段に基づき評価できるため、この必要な予備力を発電に割り当ててよいことになる。

必要な予備力がどの程度増加するかを見積るための統計的手段は、確率密度としての変動性を見極めることに基づいている。風力の変動と負荷の変動を組み合わせた正味の負荷変動の増加を見極める試みは、「 3σ 手法」と呼ばれることがある (Milligan, 2003)。すなわち、どの程度の変動性を予備力で賄うことが望ましいか、標準偏差の3倍がその信頼できるレベルとして見なすことができることを意味する (Holtinen et al., 2008 では、3 倍ではなく 2～7 倍としている)。また、必要な予備力の増加を見積る場合、強制的な供給停止も含めることができる。すなわち、負荷や風況および他の電源の不確実性を組み合わせるということである。風力発電所内部では風の空間的な変動が風車ごとによって異なり、さらに風力発電所ごとによって大きく異なるため、系統内の全ての風力発電が瞬間的に脱落するといった事態は考えにくい。このことは、第一偶発事故の評価（擾乱・偶発事故に備えた予備力）の際に重要である。

電力系統の解析では、風力発電を含む系統と含まない系統の発電とコストを比較しながら、風力発電を系統に加えた場合のすべての影響を分析している。風力の変動性のコスト評価にあたっては、風力発電が 24 時間ごとに一定の発電をするものとして扱ったり、あるいは予測可能な一日のパターンを用いたりした場合との比較により可能である。

3.2 予備力の定義

予備力の定義は国によって異なっている。付録3の表1^{訳注}に、いくつかの欧州諸国で使われている定義を、予備力の運用タイムスケールで分類し表示している (Söder et al., 2006)。本報告書では、予備力を「5～10 分以下」、「10～15 分」、「15 分以上」というタイムスケールで表している。米国では、周波数調整、負荷追従、ユニットコミットメントという表現を運用時間の説明に用いている。必要な場合は、擾乱（偶発事故）のための予備力と、

訳注 原著では付録3が欠落している。欧州の電力系統における予備力の定義に関しては、例えば、下記の文献を参照のこと。
ENTSO-E (former UCTE): “Operational Handbook: Appendix 1, Load-frequency control and performance”, 2004.
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf

運用のための予備力を区別している。電力系統では、発電と消費が常に変動するため、発電を能動的に制御し変化させることで、その逸脱に対応して発電と消費の需給バランスを保つ必要がある。すなわち、以下のような容量 $P_{kn}(t)$ が利用可能とならなければならない。ここで $P_{kn}(t)$ は、 k 時から t 時までの間に正味負荷（＝負荷－風力発電＋電源脱落）が増加する（すなわち変動性）のに合わせてこの間の発電を増加することができる利用可能な電源であり、ここでは「利用可能な柔軟性」と呼ぶ。図 17 は、1 週間の間にどの程度の正味負荷変動が生じ得るかの例であり、これは柔軟性の必要性に相当する（このグラフは正味負荷に電源脱落を含めていない）。正味負荷変動の一部は風力発電所の事前スケジューリングを可能にするという点に関しては予測可能であるが、予備力容量の必要性という点に関しては予測できない部分もある（図 18 を参照）。

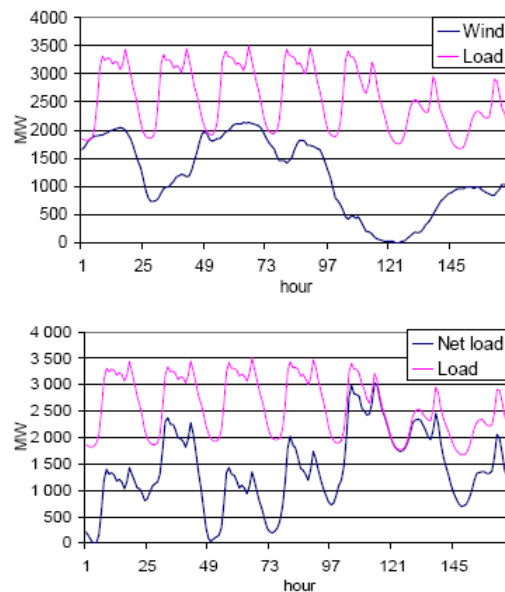


図 17 デンマーク西部の毎時データ 1 週間分（2005 年 1 月 10～16 日）。

負荷と風力の変動性（上図）とその結果としての正味負荷を表している。

正味負荷＝負荷－風力発電＝風力以外の発電所で必要とされる利用可能な柔軟性。

データの出典：<http://www.energinet.dk>

必要な柔軟性を説明するため、図 18 では $P_{0n}(1)$ 、すなわち 1 時間後の必要電力の上昇と、 $P_{0n}(3)$ 、すなわち 3 時間の必要電力の上昇を予想した結果を示している。

- 必要な柔軟性は、必要な予備力と同じではない。これは正味負荷変動が部分的に予測できるからである。ここで $P_{kf}(t)$ を k 時に予測された $k+t$ 時の正味負荷予測とすると、図 18 は 0 時に実施された 2 時間予測 $P_{0f}(2)$ 、0 時に実施された 4 時間予測 $P_{0f}(4)$ 、3 時に実施された 0.5 時間予測 $P_{3f}(0.5)$ を示している。
- $P_{kr}(t)$ を正味負荷の実測値と予測値の差に合わせて k 時から t 時までの間に発電を増加することができる利用可能な電源とすると、 $P_{kr}(t) = P_{kn}(t) - P_{kf}(t)$ となる。図 18 は事前に計画せずとも 0 時から 2 時間で発電を増加するのに必要な予備力容量 $P_{0r}(2)$ を示している。予測は常に更新することができ、それが図に反映されている。つまり新たな予測誤差が減り、それに伴い 30 分に必要とされる予備力容量が $P_{3r}(0.5)$ となる。これは、事前スケジューリングなしで 0.5 時間内に利用可能としなければならない容量がどれくらいであるかを表している。

柔軟性 $P_{kn}(t)$ と供給予備力 $P_{kr}(t)$ の違いは、 $P_{kn}(t)$ が利用可能にすべき柔軟性のある電源容量の総量を定めているのに対し、 $P_{kr}(t)$ には事前に計画せずとも t 時間内に利用可能にすべき柔軟性のある容量のみ含めていることによる。「事前計画」とは、起動時間が長い発電所を柔軟性 $P_{kn}(t)$ に含めるということである。これは、その起動プロセスが $k+t$ 時に系統に並列しているように、実際の運用時間の前に始まると仮定しているからである。 $P_{kn}(t)$ と $P_{kr}(t)$ の能力は、どちらも利用可能な発電所の出力変化速度に、さらに $P_{kn}(t)$ については利用可能な発電所の起動開始時間にも強く関連している。図 18 の例は主として毎時ベースのものであるが、通常の前備力の分類は、「一次供給予備力」= P_{kr} (約 1 分)、「二次供給予備力」= P_{kr} (約 10 分) 等である。

図 18 は、正味負荷に従い発電を増やす必要がある事例を示している。正味負荷が低下した場合は、発電も減らす必要がある。一般に、風力発電を含む発電所を解列するといった手段によって電源容量を減少させることは、それを増加させることよりも容易である。

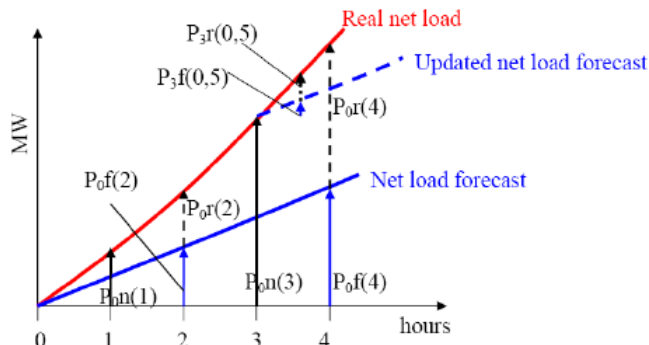


図 18 必要な「柔軟性」とは、電源が $P_{kn}(t)$ で示した「正味負荷変動」に追従しなければならない容量である。これは $P_{kf}(t)$ で示した「正味負荷予測」に追従するよう事前スケジューリングした電源により部分的に発電可能である。一方「予備力」は、電源が $P_{kr}(t)$ で示した「正味負荷予測誤差」に追従しなければならない容量である。

留意すべきこととしては、

- ・ 風力発電は既に出力が大きい場合にのみ出力を低下させることができ、発電電力が非常に高い場合にのみ大幅に低下させることができる。風力発電からの出力がない状況では、電力系統の下げ代あるいは柔軟性の決定に風力発電を含める必要はない。
- ・ 風力発電の出力が高い場合、すなわち風力発電の出力を低下できる可能性がある状況では、他の電源は運転していない（風力発電で負荷の一部を満たしているため）。つまりこれらの電源では、風力発電が低下した場合や負荷が上昇した場合に出力を上昇することができる。これは、 $P_{k1}(t)$ と $P_{k2}(t)$ は迅速に出力を増加させることができるという仮定に基づいている。つまり風力発電を持つ系統で保たれる柔軟性と予備力の維持は、より多くの電源容量が必要というよりも、出力変化速度と起動時間の問題という場合が多い。起動の遅い電源が追従できないほど予測誤差が大きい場合は、出力変化速度が速く、起動が速い電源の容量を増やす必要がある。
- ・ 実際の系統の多くが（ここでは「系統 A」と呼ぶ）、近隣の系統（「系統 B」）に連系されている。系統 A の場合、一般的に用いられるのは、必要な予備力と柔軟性の確率論的（統計的）アプローチである。この場合、一定%の時間内で必要な柔軟性／予備力を系統 B から輸入すると仮定している。但しこの場合、系統 A に必要とされる予備力は、系統 B への送電の際に供給停止の可能性を考慮する必要がある。つまり変化する可能性（すなわち P_{k1} の変動性）あるいは予測誤差（ P_{k2} ）の確率密度関数から $P_{k1}(t)$ および $P_{k2}(t)$ 、ならびに輸入電力の必要量の一定の割合を見積もることができる。この方法は、現在の系統における $P_{k1}(t)$ および $P_{k2}(t)$ の知見に基づき、今後の系統に必要とされる $P_{k1}(t)$ あるいは $P_{k2}(t)$ を大まかに見積りたい場合にも利用できる。また連系線のない系統では、「起こり得る」状況のためのマージンを維持するという、一定の判断基準がある。通常「起こり得る」という表現には、実際に発生する可能性がある一定の割合を持っている。またこれらの系統では、確率論的アプローチを用いることができる。「起こり得る」という語を定義する簡単な方法として、通常「N-1 基準」を使う。すなわち、最大規模のユニットにおける供給停止のための予備力を確保しておく必要がある。
- ・ $P_{k1}(t)$ と $P_{k2}(t)$ の異なる時間枠は、強力に結びついている。例えば $P_{k1}(4 \text{ 時間})$ が十分に存在する場合、概してこれにはこの期間中に $P_{k1}(1 \text{ 時間})$ が十分にあるということになる。つまりこの場合、 $P_{k1}(4 \text{ 時間})$ と $P_{k1}(1 \text{ 時間})$ が著しく重複しているため、これらの合計を計算しても意味がないことになる。この計算が有効なのは、各々が異なる電源を含んでいる場合だけである。実際には、 $P_{k1}(t)$ と $P_{k2}(t)$ とは重複している。例えば $P_{k1}(t)$ を稼働できるが、予測された正味負荷は $P_{k}(t)$ を増加させるのみ（ここに $P_{k}(t) < P_{k1}(t)$ ）と仮定するなら、 $P_{k1}(t) - P_{k}(t)$ を $P_{k2}(t)$ に含めてよいということになる。そのベースとなっているのは、事前に計画する必要がないほど十分に高い出力変化速度をこの量が有して

いるという考え方である。これまで生じたことのないような最も極端な増加を $P_3(t)$ とすると、この状況では、利用可能な柔軟性の最大必要量は $P_k1(t) = P_3(t)$ ということになる。ここで重要なのは、それには $P_k2(t)$ が含まれているため、この系統が不確実性に同時に対処するため、 $P_k1(t) = P_3(t)$ と最大 $P_k2(t)$ の両方の需要を満たさなくてもよい、ということである。

- ・ 「予備力」と市場の状況とは互いに関係している。正味負荷予測が、特定の時間枠（例えば 24 時間）に関して比較的正確なものであれば、24 時間市場のみ必要ということになる。その一方で、24 時間予測の質は低いと、24 時間内に变化した発電電力の市場が必要になる。最新の市場を必要とするのは、変動性ではなく、正味負荷予測誤差である。また、例えば「24 時間予備力」というのは、物理的な必要性というよりも、主として市場の要求である。ほぼどの発電所も、起動に必要な時間は最大で 4～6 時間であるため、この情報を 24 時間前に得る必要はない。

3.3 評価チェックリスト

風力発電が電力系統に及ぼす影響を評価する際に考慮すべき問題を以下に列挙する。つまり重要な問題は：

- ・ 評価あるいは解析に必要な主たる手順は何か？ 他の発電所あるいは電源容量が風力発電によって置き換わるのか？ 風力発電を追加したとき、どの程度電力系統の運用を最適化できるか？ 解析モデルの詳細さ、時間分解能、価格決定のレベルはどの程度か？
- ・ どのような風力発電データを使うか？ 風力発電データは電力系統の地理的分散をどのくらい適切に表しているか？ 風力発電の解析はどのように行うか？ 変動性と予測可能性へのタイムスケールの影響を、どの程度考慮しているか？
- ・ 負荷予測の不確実性に対して、風力発電所の出力予測の不確実性にどう扱うか？ その両方を認識しているか？ これらを統計的に適切な方法で組み合わせているか？
- ・ 従来型電源と送電の解析はどの程度詳細なものか？ 火力および水力発電と送電の利用可能性をモデル化する際に、何を考慮しているか？

Söder & Holttinen, 2008 において開発されたマトリクスにさらに手を加え、解析を利用した各国の研究のチェックリストが作成されている（表 5）。その主たる考え方は、需給調整要件に関する解析に基づき表を表示するというものである。このチェックリストを見直す際には、当該のアプローチが保守的なものか、重要な側面を見逃して影響を高くあるいは低く見積もっていないかが評価されている。

表 5 風力の連系コストのモデル化において考慮すべき方法と入力データ

研究の実施者＋実施年：						
研究の地理的領域＋実施時期：						
電力系統の特徴						
負荷			連系電源 (風力以外)	連系線	風力発電	
ピーク(MW)	最小 (MW)	TWh/年	容量 (MW)	容量 (MW)	MW	TWh/年
電力系統の詳細：火力—水力混合。水力：___MW、火力：___MW（うち、ガス火力：___MW、石炭火力：___MW）、原子力___MW						
連系線の詳細：直流___MW、交流___MW、連系はどの程度柔軟か？あるいは一括契約か？これをどの程度制御／予備力に利用できるかの仮定						
風力発電の詳細：地理的分散：洋上あるいは陸上にどの程度広範かつ適切に分布しているか？ 送電／配電系統はどの程度連系されているか？						
系統計画の特徴：						
市場の説明：						
系統連系上重要なタイムスケール：						
手順						
A	研究の目的	1. 風力発電___GWh（あるいは___GW）の場合どうなるか 2. どの程度の風力発電が可能か 3. その他				
M	研究の実施方法	1. 風力発電を追加				

		2. 風力発電で他の電源容量を代替 3. 風力発電と同程度の GWh の負荷を増加 4. 最適系統設計 5. その他 容量クレジット：a) 逐次的。風力発電と負荷プロファイルを用いる。 b) 確率的
S	運用の解析モデル	1. 決定論的解析、1 ケース 2. 決定論的解析、数ケース 3. 確率論的風力予測誤差を用いた決定論的解析 4. 確率論的解析、数ケース 5. その他
解析の詳細		
R	時間分解能	1. 日／週 2. 時間 3. 分／秒 解析期間の長さ：_____
P	価格決定法	1. 燃料コスト等 2. 近接エリアとの取引価格、従来の市場価格 3. 完全な市場の解析（物理的・法的制約を考慮し、一定の定義に従い各自が各々のメリットを最大活用する） 4. 市場力学を考慮（市場価格が市場のさまざまな当事者の投資およびその行動の変化に影響する）
D	他系統の設計	1. 他系統を一定値とみなす 2. 他系統の電源容量を最適化 3. 他系統への送電線容量を最適化 4. 風力発電のための運用の変更 5. 完全な取引ルールによる 6. その他：_____
不確実性と需給調整		
I	インバランス計算	1. 風力発電のみによるインバランス 2. 風力発電＋負荷予測誤差によるインバランス 3. 風力発電＋負荷＋供給停止によるインバランス 4. その他：_____
B	調整電源の場所	1. 専用電源 2. 同じ地域から 3. 他系統の地域からも考慮 4. その他：_____
U	不確実性の扱い	1. 送電マージン 2. 水力発電の流入量の不確実性 3. 風況予測 a) 予測情報がなく風力発電のマージンがゼロ～フル容量と仮定、 b) 完全な風況予測を仮定、 c) 風の持続性を予測、 d) 利用できる最適な予測 どの程度の予測誤差を仮定するか具体的に述べる 4. 負荷予測を考慮 5. 火力発電の供給停止を考慮 6. その他：_____ 解析で仮定した予測期間（1～2 時間から前日）
電力系統の詳細		
G	送電に関する系統制限	1. 制限なし 2. 一定 MW の制限 3. 電圧を考慮 4. N-1 基準 5. 動的解析 6. その他：_____ 複数地域の解析：地域全体内の限界ならびに解析した個々の地域外の限界
H	水力発電のモデリング	1. 落差を考慮

		2. 水文学的連結を含む（貯水池容量を含む） 3. 水文学的制限を含む（貯水池の水位、流量） 4. 水の利用可能性、設備利用率、渇水年／多雨年 5. 水力発電の最適化を考慮 6. 限定的かつ決定論的な流れ込み式 7. 水資源との相互作用はあまり重要でない 8. その他：
T	火力発電のモデリング	1. 出力変化速度を考慮 2. 起動停止コストを考慮 3. 効率変動を考慮 4. 熱生産を考慮 5. その他
W	風力発電のモデリング	1. 時系列データ a) 実測風速＋出力曲線（サイト数：_____） b) ウィンドファームからの出力（サイト数：_____） c) 模擬風速＋出力曲線による再解析（サイト数：_____） d) 時系列データの平滑化を考慮（その方法：_____） 2. 風力発電プロファイル a) 天候（例：最低／最高気温） b) 1日の時間毎 c) 季節（例：冬のみ） d) 負荷に対する比率 3. 風況データと負荷データの同期の有無 4. 将来、風力発電を分散させるための配置シナリオ（関連シナリオの組み合わせ、政府の計画、地域の計画された設備利用率による...など）。風力発電施設の地理的分布の明確化 5. その他

3.4 フィンランド／北欧

3.4.1 北欧の予備力要件

Holtinen, 2005 and Holtinen, 2004 では、北欧諸国の風力発電に必要とされる運転予備力の推定を報告している。その結果は表 6 に示す通りである。

- 必要な予備力の増加量は、導入率 10%の場合で風力発電の設備容量の約 2%、導入率 20%の場合で 4%となる。一国の場合では、この増加量が北欧地域のほぼ倍になる場合もある。それは地域レベルでは風力発電の変動性がより平滑化されるからである。この目的のために新たな天然ガス発電の容量を拡張し、風力発電に投資コストを配分する場合、それにより導入率 10%で風力発電のコストが 0.7 ユーロ/MWh 高くなり、導入率 20%で 1.3 ユーロ/MWh 高くなる。
- 予備力の使用量の増加は、導入率 10%の場合で年間約 0.33 TWh に、20%の場合で年間 1.15 TWh となる。予備力の増加コストは、5～15 ユーロ/MWh の場合、導入率 10%で 0.1～0.2 ユーロ/MWh、導入率 20%で 0.2～0.5 ユーロ/MWh になる。

表 6 各導入率（総需要に対する%）の際の風力発電による予備力要件の増加。

予備力要件の増加は、負荷変動をより適切に予測できることを前提としている。
スカンジナビアの数値の範囲は、設置した風力容量が多少なりとも集中していると仮定している。

	導入率	予備力の利用量の増加		予備力容量の増加		
		TWh/年	€/MWh	%	MW	€/MWh
北欧	10%	0.33	0.1～0.2	1.6～2.2	310～420	0.5～0.7
	20%	1.15	0.2～0.5	3.1～4.2	1,200～1,400	1.0～1.3
フィンランド	10%	0.28	0.2～0.5	3.9	160	
	20%	0.81	0.3～0.8	7.2	570	

入力データ、風力のモデル化：風力発電と負荷を足し合わせた 2000～2002 年の毎時データを利用した。多くの風力発電の時系列平滑化を考慮したが、導入率 5%までのデータでは完全に仮定している（導入率がこれより高い場合ではそれ以上の平滑化の効果は入っていない）。デンマークのデータは、大規模風力発電の実データである（デンマーク東部と西部における風力発電全体の時系列）。このデータを「容量%」に換算する際には設備容量の増加を考慮した。フィンランドのデータは主として 21 ヶ所の風力発電のデータ、スウェーデンのデータは主に 6 ヶ所のみの風力発電のデータである（スウェーデン全体を代表するとみなすには少なすぎる）。ノルウェーのデータは主に 6～12 ヶ所のみの風速データである（ノルウェー全体の代表とみなすには少なすぎる）。毎時変化の時系列の標準偏差は約 2%である（分散シナリオではより小さく、集中シナリオではより大きい）。

方法論：負荷予測誤差と風力変動の時系列分析。負荷から正味負荷への毎時変動増として 4σ を信頼幅とする。負荷予測では負荷の毎時変化を半分にする。既存の擾乱用の予備力は考慮していない。影響は負荷追従に使用した運転予備力に関してのみ推定している。他の発電設備の解析は行っていない。

仮定：毎時データは、Nordel 電力系統の二次予備力（調整電力市場）の利用を決定するための 10～15 分の変動を表すデータと仮定している。10～15 分の変動は毎時変動より小さいため、これは保守的な仮定である。前日の風力発電予測誤差は考慮しておらず、インバランスは運用時間にのみ計算される。これにより、Nordel 系統で発電事業者あるいは需給調整に責任をもつ事業者が各々の計画を運用時間に合わせて修正できるとしても、予備力の必要性を過小評価することになる。予備力の利用可能性を制限するいかなるボトルネック状況もないとした。擾乱に備えた既存の予備力は風力発電には利用できないと想定されており、運転予備力への影響のみ計算している。一次予備力（秒～分のタイムスケール）の必要量は、非常に少ないと仮定している。

制約：この結果は運用時間にのみ当てはまる。運用の 1～2 時間前に生じるとされる予測誤差は、風力発電に関しより正確な情報が生じるにつれ、発電事業者あるいは需給調整に責任を持つ事業者によって調整されると仮定している。

3.4.2 北欧／水力および火力発電の効率

北欧の電力系統に風力発電を追加する解析は、Holtinen et al., 2001 and Holtinen, 2004 によって報告されている。

結果：年間 46TWh の風力発電（総需要の 12%の導入率）を持つ北欧の電力系統では、水力発電所の運転増による損失は年間 0.5～0.6 TWh となった。これは風力発電の発電電力量の約 1%に相当する。

入力した風データ：1961～1990 年の風速測定の時系列データを用いた。デンマークは一時間毎時系列データ、ノルウェーは一日毎時系列データ、スウェーデンは半日毎の時系列データ、フィンランドは週毎の時系列データを用いた。風速は 2 MW の風車の出力曲線により発電に換算した。日あるいは週毎の平均はワイブル分布を用いて計算した。

方法論：北欧諸国では EMPS ツールを用い解析した。調査マトリクスを別表 2（表 A.3）に示す。

仮定：水力発電で風力発電の一週間以内の変動に対処する。火力発電所の限界価格は Nordel 系統のほぼ現実的な運用を可能にする価格として計算されている。限界価格ではガスではなく石炭発電を想定している。

制約：週毎のタイムスケールでは、風力の変動性を考慮していない。静的な送電限界を考慮しており、動的ボトルネックの可能性は考慮していない。

3.4.3 フィンランドの需給調整コスト

2004 年のフィンランドにおける風力発電事業者の需給調整コストは、Holtinen et al., 2006; Holtinen & Koreneff, 2007 において推測されている。風力発電の予測誤差がフィンランドの系統調整コストに及ぼす影響は、Helander et al., 2009 で推測されている。最大 4,000 MW の風力発電（総需要の 10%の導入率）で予測誤差が生じると想定し、フィンランド西海岸に分散している 12 サイトの風力発電の予測誤差を用いて模擬した。この見積りは、風力の需給調整コストを、関連する系統のコストと比較するために行われた。フィンランドは北欧の電力市場のひとつであり、北欧では 4 つの系統運用者による「調整電力市場」と呼ばれる周波数調整のための 15 分前入札の需給調整市場があり、この市場が全ての参加者の需給調整価格を決定している。

結果：2004 年データでは、前日（13～37 時間前）予測における風力発電の予測誤差に起因するインバランスの支払金額は、1 サイトのみの場合 1.05 ユーロ/MWh から、分散された風力発電（680 km 離れた 12 サイト）の場合

0.62 ユーロ/MWh まで幅があり、フィンランドでは二重価格調整システムが利用されている。発電事業者は、入札が供給前 1～2 時間の予測誤差を修正するスポット価格水準近くで利用できる場合のみ、当日市場である Elbas の取引により利益が得られる。2004 年の需給調整コストは非常に少ない。北欧諸国では 2008 年から発電インバランスに対し二重価格システムが使われており、また消費インバランスに対しては単一価格システムが使われている。分散された風力発電のインバランスは、単一価格システムに対しても二重価格システムに対しても計算されている。単一価格システムが風力発電事業者に特に恩恵をもたらすのは、発電が分散して行われておらず、予測誤差が大きな単一のサイトの場合である。

系統コストの増加は、フィンランドの正味系統インバランスの時系列を用いて計算した（図 19）。風力発電の予測誤差を加味する前後の系統インバランスが異なっているのは、風力発電により系統コストが増加したからである。風力発電の最初の数 MW は、系統の正味インバランスとも需給調整のニーズとも相関していない。したがって約半分の時間で風力発電のインバランスが系統インバランスと負の相関を持ち、コストは一切生じない。しかし、風力発電の増加に伴い、風力発電のインバランスが系統インバランスに影響するようになり、これらのインバランスが同じ側（上方調整および下方調整）で生じることが多くなる。

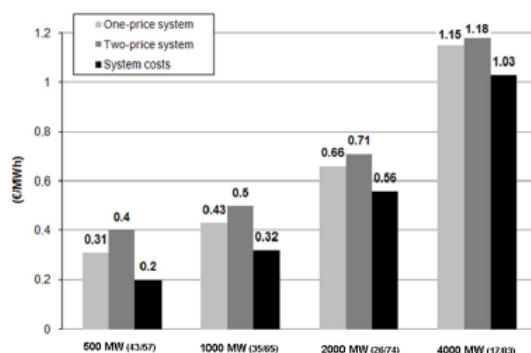


図 19：風力発電事業者への支払と系統コストとの比較

北欧の需給調整市場に対するボトルネック発生をゼロと仮定し、全てのコストを調整電力価格と電力量の直線関係（ $-0.015 \times Q$ と $0.011 \times Q$ ）を用いて計算して、調整電力価格を決定している。0.7 ユーロ/MWh という発電電力量あたりのコストが風力発電事業者に与えられている。単一／二重価格システムの結果は、フィンランドで分散的に立地する風力発電所に関するもので、1 つのサイトのみで発電する場合はコストが高くなる。

入力した風データ：風力発電予測の計算は、2004 年の時系列予測モデルを用いて、フィンランド西海岸に分散している 12 のサイトを対象に行った。今後の予測誤差の結果を得るため、電力系統のコストを計算する際には、前日予測ではなく 3 時間前予測の時系列データ（13～37 時間前）を用いた。予測誤差は平均して設備容量（平均絶対誤差）の 5.3% であった。5.3% という平均（絶対）誤差は、平均電力あるいは年間発電電力量の 21% に相当する。これらの予測誤差を拡大し、最大 4,000 MW の風力発電（総需要の 10% の導入率）の予測誤差の時間毎の時系列を模擬した。

方法論：2004 年の 500 MW、1,000 MW、2,000 MW、および 4,000 MW の風力発電の予測誤差をフィンランドにおける 2004 年の系統の正味インバランスの毎時データに組み入れ、調整電力市場における需給調整の総需要（電力量）を計算した。上方／下方調整価格の全コストを、調整電力価格と電力量との直線関係（ $-0.015 \times Q$ と $0.011 \times Q$ ）を用いて計算し、調整電力価格を決定している。系統コストの増加は、フィンランドの正味系統インバランスの時系列を用いて計算した。風力発電の予測誤差を加味する前後における系統インバランスの価格差は、風力発電による系統コストの増加分であった。

2004 年度の上方／下方調整価格の平均価格を用いて同じ計算を行った。直線式を用いて価格を計算すると、コストは 2004 年の上方／下方調整価格よりもやや高くなる。2004 年の調整価格は、前年水準と比較して低くなった。

仮定：この線形の価格推定は概算であるが、これを同じ手順で計算した風力発電に伴う需給調整コストの比較として用いることができる。但しこれはユーロ/MWh での正確なコストを知るためのものではない。

制約：調整市場価格への風力発電の予測誤差の影響、したがって需給調整コストは概算によるものである。

3.5 デンマーク

3.5.1 北欧+ドイツ

ユニットコミットメントと発電所のディスパッチ（給電）を最適化する際に、風力発電の予測誤差を考慮するという具体的な目的のための、確率論的な線形最適化モデルが、WILMAR プロジェクト (<http://www.wilmar.risoe.dk>) によって開発されている。EU の Greenet-EU27 プロジェクト (Meibom et al., 2009) では、WILMAR 計画ツールを用いた研究により、デンマーク、フィンランド、ドイツ、ノルウェー、スウェーデンの全地域における 2010 年の電力系統に占める風力発電の割合が増えた結果、系統運用コストがどのくらい増加するかを 3 つの風力ケースを組み合わせて推測している。「ベースケース」は、これら全ての国における 2010 年の風力発電設備容量に関する「最も可能性の高い」予測を用いたケースであり、フィンランド、ノルウェー、スウェーデンに関しては、年間需要電力量の 10% および 20% に相当する風力発電の設備容量を、それぞれ「10% ケース」および「20% ケース」として用いている。デンマークとドイツに関しては、2015 年に予測される風力発電の設備容量（それぞれ年間需要電力量の約 29% および 11% に相当する）を、10% ケースおよび 20% ケースの両者に用いている。風力発電連系コストは、確率的風力発電予測を用いて計算された年間モデルでの系統運用コストと、風力発電出力を等価な予測可能かつ一定の週ごとに出力に換算した年間モデルでの系統運用コストとの差として計算している。実際の週の風力発電が負荷変動と正の相関を持っているのであれば、実際にはこの週の連系コストはマイナスになる可能性がある。図 20 は、近似アルゴリズムを用いて系統コストを各国に配分した結果を示している (Meibom et al., 2009 を参照)。

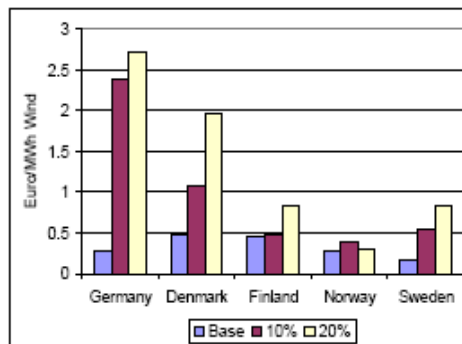


図 20 3つの風力ケース（ベース、10%、20%）における
風力発電 MW 当たりの系統運用コストの国別増加水準

結果：この研究の結論は以下のようになる。

- ・ 10% ケースおよび 20% ケースでは、風力発電の連系コストが最も高いのは、火力発電を主体としているデンマークとドイツであり、最も低いのは水力発電主体のノルウェーである。その理由は、水力発電では部分的負荷運転および起動コストが非常に低く、一般に、水力発電を主体する系統が調整容量の制約を受けていないからである。
- ・ ベースケースでは、フィンランド、ノルウェー、スウェーデンは年間の風力発電が比較的小規模であり（それぞれ 1.1 TWh、3.4 TWh、2.3 TWh）、それに伴いモデルの確率論的・決定論的・持続的な運用コストの差が小さくなっている。したがって各国に運用コストを分配するという近似アプローチは、10% ケースと 20% ケースより結果に大きな影響を与える。フィンランドでは 10% ケースと比べてベースケースで風力発電の連系コストが比較的高くなっているのはこのためであると考えられる。
- ・ ノルウェーは柔軟性の高い水力発電で構成される電力系統を有し、これは風力発電の連系に非常に適している。研究結果が示しているように、ノルウェーでは風力発電の連系コストが低くなっており、今回検討したケースに関して言えば、このコストはほぼ一定している。ノルウェーでは連系コストが 10% ケースよりも 20% ケースでやや低いのは、各種風力ケースを比較した場合の不確実性によるものである。

- ・ 風力発電の連系コストは、近隣諸国がより多くの風力発電を得た場合に上昇する。ドイツとデンマークでは、10%ケースと 20%ケースで風力発電の設備容量が同程度だが、ドイツとデンマークの連系コスト（特にデンマーク）は 10%ケースよりも 20%ケースで高くなっている。風力発電の輸出に起因する運用コストの低下は、輸入国における限界発電設備の短期発電コストに左右される。国内の風力発電の増加に伴い、風力発電所がより高価な発電所に代わって建設されるようになるため、結果的に限界発電方式の短期発電コストが低下する。その結果、輸出した風力発電の価格は輸入国にとっては低くなり、したがって輸出国の風力発電を賄えるだけの収益が得られなくなる。

入力データ、風力発電のモデルリング：2000～2002 年の過去の一時間毎の風速および風力発電出力の時系列データを集合化し、モデル地域の一時間毎の風力発電出力の時系列データに換算した。デンマークは、デンマーク西部および東部の過去の一時間毎の風力発電総出力の時系列データを用い、フィンランドは 21 サイトの過去の一時間毎の風力発電出力の時系列データを用いた。ドイツは 10 サイトの過去の一時間毎風速時系列データを、ノルウェーは 6～12 サイトの過去の一時間毎風速時系列データ、スウェーデンは 6 サイトの過去の一時間毎風速時系列データを用いた。

方法論：北欧／ドイツ地域の WILMAR モデルを使用した。その調査マトリクスは別表 2（表 A.4）に掲載している。

仮定：完全な市場を想定している。つまり発電事業者は価格が短期限界生産コスト（主として燃料コスト）より高くなった場合に発電する。この場合は市場支配力が発揮されることはない。モデル地域間の送電容量の利用は、電源容量の利用に最適化したものを用いる。すなわち日々の運用が開始される前に特定の市場参加者が送電容量を確保する可能性はない。起動回数その他の技術的制約によって制限される電源容量を除き、全ての電源容量が風力発電の需給調整に利用できる。すなわち非常に流動的な調整電力市場が仮定されている。それを可能にするユニットコミットメントの線形近似により、利用可能な容量より小さい限り如何なる追加容量も連系することが可能とし、それによって整数変数の使用を避けた。線形近似では、（本研究で分析した大規模なモデル地域のような）個々の発電所を発電所群に集合化したモデルで生じるような問題は発生しない。

制約：発電所の負荷の不確実性と確率的供給停止は、この研究の時点ではモデルに含めていない。

3.5.2 Energinet.dk の 50%風力研究

デンマーク政府の 2025 年までの意欲的なエネルギー政策を実現するため (Danish Energy Authority, 2007)、デンマークの系統運用者 Energinet.dk は、現在までに設置された風力発電 3,000 MW を 2025 年までに 6,000 MW に倍増することを計画している (Energinet.dk, 2007; Eriksen & Orth, 2008)。約 2,000 MW の洋上風力発電が実現すれば、風力発電の導入率は（総需要で）20%から 50%に増加する。

この研究では、デンマークの電力系統に大量の風力発電を追加していくという課題を評価している。具体的には、エネルギーバランス、燃料消費、排出量、電力需給バランス、アンシラリーサービスのニーズ、送電系統が評価されている。電力系統の 50%を風力発電にするには、系統の柔軟性が強く求められることになる。これは発電、送配電系統および消費についても同様であり、この柔軟性を確保するための各種の手段を説明する。

2015 年の変動取引容量に関して 2 つのケースが研究されている（表 7）。ケース 0 は現在決まっている容量を示しており、ケース 1 は Jutland 半島の北部および南部ならびに Great Belt 海峡において連系線が増強すると仮定している（表 7 参照）。

表 7 連系線に関して想定した 2 事例

	ケース 0	ケース 1
Great Belt 海峡	600MW	1 200 MW
ドイツーデンマーク西部	輸入：950MW 輸出：1500MW	2500MW
ノルウェーデンマーク西部	1000MW	1600MW

結果：この研究から、風力発電のより大規模な系統連系には、自国における柔軟性と国際的な電力市場の両方を利用すべきだということが明らかとなった。どちらの手段も供給を常に確保し、風力の経済価値を最大限にするための前提条件であり、どちらも系統サービスの提供に強く関わってくる。これにはひとつの方策の問題では

なく、大規模な包括的政策を組み合わせることが不可欠である。大規模な風力発電の方策には、市場サイド、発電事業者サイド、送電サイドおよび需要家サイドといったの各方面の方策を必要とする。

風力発電が支配的な電力系統を地域暖房システムや輸送部門（電気自動車の利用等）、エネルギー貯蔵システムにさらに組み入れ利用していくことは、今後大規模な風力発電の系統連系を成功させる上で不可欠である。これらの手段の組み合わせについて、引き続き詳しく探っていく予定である。

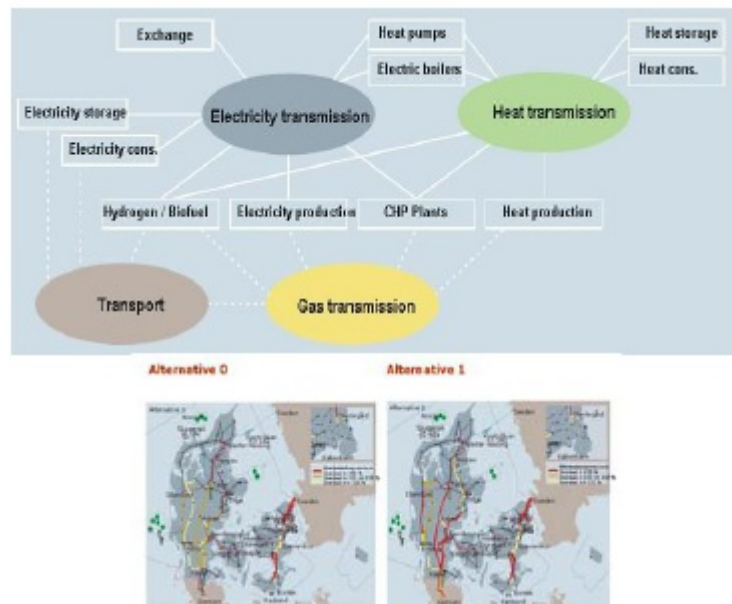


図 21 各ケースにおける送電混雑（ケース 1 では連系容量が増加する）

送電混雑に関する結果を図 21 に示す。何らかの対策を講じなければ、Jutland 半島を経由する電力輸送が増え、送電線が過負荷になるのは明らかである。電力系統のいくつかの側面に関して対策が考えられる。

- ・ 市場サイド：予備力の共有や当日取引の可能性を高め、またアンシラリーサービスの輸出入を促すための市場結合（例：NordPool と EEX）。
- ・ 発電サイド：発電を調整する風力発電所の電力管理システムの活用、洋上ウィンドファームの地理的分散、調整用資源や新型の発電所の活用、市場の諸条件に応じた地域規模の電源のさらなる改善。
- ・ 送電サイド：洋上風力発電所の連系点の再配分、例えば高温導体の利用や国内電力系統の増強／拡張などによる系統の送電容量の増強。
- ・ 需要サイド：価格応答性需要のさらなる開発、暖房装置（電気ボイラと熱ポンプ）の電力系統への統合強化。輸送部門（価格応答性需要としての電気自動車）の電力系統への統合や、エネルギー貯蔵（水素、圧縮空気貯蔵（CASE）、二次電池）の導入。

2025 年までに「プラス 3,000 MW」を実現するというシナリオの下、デンマークの系統運用者とその協力者は、これらの手段を調査するための R&D 活動を進めている。

図 22 はエネルギーバランスに関する結果を示している、ケース 1 ではデンマークの系統が北向きの輸出が増加しており、その一方で主要電源の発電電力量は僅かに減少傾向にある（Energinet.dk, 2007）。

したがってこれらのケースの排出量は、デンマークに関してはよく似た結果となっているが、より広域的な（欧州の）枠組みに照らせば、大規模な風力発電を電力系統に導入した場合はこの排出量が変わってくることが予想される。系統運用におけるこの解決策が既に必要になっている今、国内外で今後の開発の持続可能性と変動性を適切に調整していく必要がある。

データの入力、風力発電のモデリング：2025 年に向けた政府のエネルギー戦略を説明したシナリオでは、エネルギー節約をさらに強化したとしても、需要は 35 TWh（2005 年）から 38 TWh（2025 年）へと微増すると見込んでいる。発電施設に関しては、発電容量がそれぞれ 6,400 MW の火力発電所と 6,500 MW の風力発電容量で解析を行った（図 23）。風力発電の 1 年間の実測ベースの時系列データが地理的拡散と系統連系点を考慮して予測される

レベルで模擬されている。

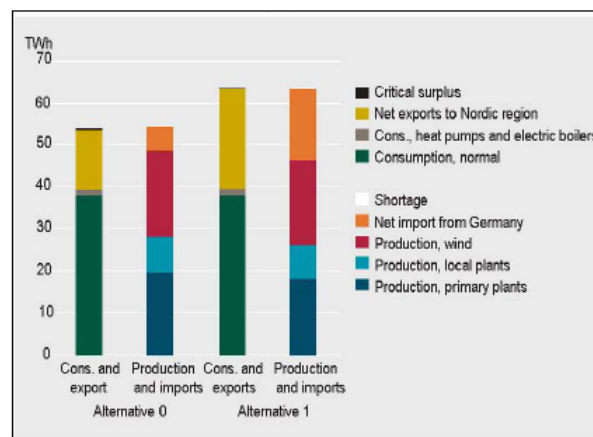


図 22 ケース 0 と 1 のエネルギーバランス（ケース 1 では連系容量が増加）

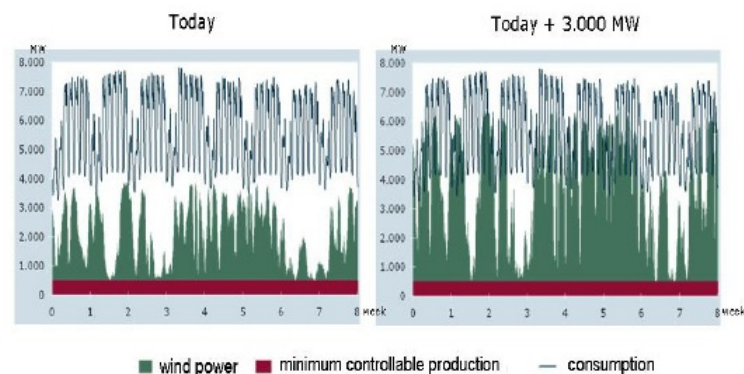


図 23 現在の風力発電と 2025 年の予想レベル

方法：“Sivael” および “PowerFactory” という 2 つの解析ツールが用いられている。図 24 はシステムの最適な構造を解析する方法論の概念図である。まず発電、消費、燃料価格、各種発電方式の特徴、近隣エリアの電気料金、北欧諸国間の取引容量、欧州大陸への輸出容量のデータが解析ツール（Sivael）に入力される。これはデンマークの熱システムおよび電力システムの毎時計画を最適化し、運用コスト総額を最小限にするためのツールである。出力データは年間の毎時の電力需給バランス、コスト、環境データ、交換データ等である。これらの電力需給バランスのデータを負荷潮流計算ツールに入力する。系統運用者はこのツールにより各種の結果を明らかにし、混雑の発生、の統計的評価と、変数（洋上連系点の変数の影響に関する変数等）の計算を行っている。

仮定：この解析の前提条件は、関連シナリオに関してはデンマークのエネルギー戦略、燃料価格に関しては IEA の “World Energy Outlook” に基づいている。

制約：本研究では送電網の運用面を調査していないが、これは決定的な役割を果たすため、現在さらに詳しい研究がなされている。

3.5.3 デンマーク：柔軟性の増加

(Lund & Münster, 2006) では、コージェネレーション (CHP) と風力発電の比率の高い電力システムの柔軟性を高めるための熱ポンプと電気ボイラがの能力を評価している。彼らが用いたモデル “EnergyPLAN” はデンマーク西部および北欧の他の電力システムの決定論的模擬のための入出力モデルであり、デンマーク西部の価格インターフェイスとなっている。特に入力する風力発電出力が電力消費を 20% 以上上回る場合、柔軟性への投資の実行可能性が高いことが明らかにされている。

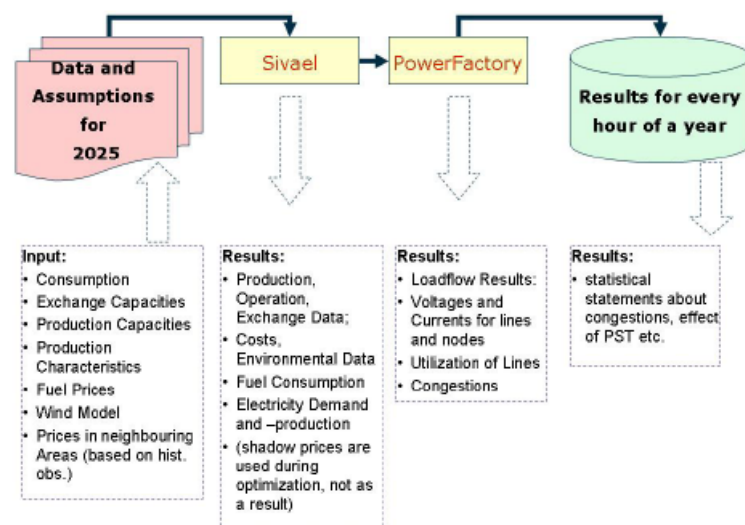


図 24 方法論の概念図

3.6 スウェーデン

3.6.1 必要な予備力 (Elforsk 2005)

報告書：スウェーデンの 4,000MW 風力 (Axelsson et al., 2005)

結果：結果を表 8 に示す。この報告書は、この必要な予備力を高くすることで既存の電源容量を満たすことができるかを評価したものである。予備力の利用増によるコストを評価したものである。ここでは、潜在的なボトルネック状況が、どの程度結果に影響するかを見積るため、スウェーデンのさまざまな地域に関して同じ計算方法が用いられている。

表 8 スウェーデンの各種の風力の導入率および
各種タイムスケールの予備力に関して必要な予備力増分の結果

風力発電設備 容量 MW	導入率 %	1 時間標準偏差 MW (%)	4 時間標準偏差 MW (%)	前日 上方最大 MW(%)	前日 下方最大 MW (%)
4000	6.6	20 (0.5)	195 (5.0)	690 (17.2)	590 (14.8)
6000	9.9	40 (0.75)	—	1350 (22.5)	1030 (17.2)
8000	13.2	80 (1.0)	—	1570 (19.6)	1220 (15.2)

データの入力、風力のモデリング：風力発電の入力データは、1996～2001 年の合成時系列データに基づくもので、負荷データも同様である。利用可能な 2002～2004 年の負荷予測によれば、短期予測（1～24 時間）に対し平均二乗予測誤差は 1.5%、1 週間前の予測に対し約 5%となっている。風力発電の出力予測では、変動が 1 時間前の持続性の 80%になる（導入容量の 1.8%から 1.4%へ）と仮定した。4 時間前では、ドイツと同程度の予測誤差を用いた（設備容量の 2.5%）。前日に関しては、ドイツのデータの規模をスウェーデンに合うように調整した。

方法：1 時間予測および 4 時間予測に関する計算方法は、風力発電の予測可能性を考慮した点を除けば、3.4.1 項の場合と同じである (Holtinen, 2004)。留意すべきこととして、表 7 の「標準偏差」は、4 σ を用いた確率的方法を適用している。前日予測に関しては、3.7.1 項の方法 (Dena, 2005) を用い、ドイツとスウェーデンで風力発電の予測可能性が類似していると仮定してドイツの結果の規模をスウェーデンに合うように調整した。この報告 (Axelsson et al., 2005)では、Dena の結果の使用に関して、「スウェーデンの数字はおそらく上限と見なすことができる。スウェーデンの場合でも、これらの数字は強風況での特別な要求に関連している点に注意すべきである。」と述べている。

3.6.2 必要な予備力 (SvK2008)

報告書：Large scale expansion of wind power — Consequences for the transmission grid and need of regulation power (Svenska kraftnät, 2008)

結果：必要な調整資源の量を、(Axelsson et al., 2005) の報告に基づいて計算した。その結果を表 9 に示す。この表に示した量は、他の報告よりも高くなっている点に留意されたい。その理由を以下に説明する。

表 9 スウェーデンにおける風力発電 4,000～12,000 MW に必要な追加予備力

予備力の種類	風力発電 4,000 MW	風力発電 12,000 MW
一次予備力の追加	200～250 MW	600～750 MW
風力発電の予測誤差を補償するのに必要な追加予備力	500～600 MW	1,500～1,900 MW
暴風雨前線で風力発電の停止を補償するのに必要な追加予備力	700～900 MW	2,200～2,700 MW
必要な追加予備力の合計	1,400～1,800 MW	4,300～5,300 MW

入力データ、風力発電のモデル化：(Axelsson et al., 2005) で使用されたデータと比較検討した新規データはない。しかし、この結果は解釈や方法によって著しく異なっている。

方法：追加する一次予備力の計算方法は次のとおりである。ここでは (Axelsson et al., 2005) の報告から「最大毎時変動 (MW) の増加」の数字を用いている。これは 1 時間で正味負荷(負荷と風力発電の差)の変動がどの程度増加するかを示したものである。風力発電 6,000 MW というのは、正味負荷増加の最大値が 2,383 MW から 2,582 MW へと 199 MW 大きくなり、また正味負荷減少の最大値が -1,331 MW から -1,883 MW へと 552 MW 大きくなることを示す。この場合、正負の「最大変化」の平均値は $(199 + 552) / 2 = 375.5$ MW となる。想定した発電レベルが 6,000 MW の 90%、すなわち 5,400 MW である場合、「最大値の変化」は想定した発電レベルの 7% となる。次にこの「90% 発電レベル」と「7%」を用いて、追加的一次予備力の上限を計算すると、 $0.07 \times 4,000 \times 0.09 = 250$ および $0.07 \times 12,000 \times 0.09 = 750$ となる。低い発電レベルの方は、計算方法の不確実性の推定値に基づき設定される。

「風力発電の予測誤差の補償に必要な追加予備力」は、(Axelsson et al., 2005) の報告に基づいており、この場合、風力発電 4,000 MW に対し、「前日の最大負方向」予測は 590 MW、「前日の最大正方向」予測は 690 MW である。その平均は 640 MW で、これは 4,000 MW の 16% に相当する。推定した 4,000 MW の 90% レベルでは、前日予測誤差が $0.90 \times 0.16 \times 4,000 = 576$ MW だということになる(表の 500～600 MW)。風力発電レベルが 12,000 MW の場合にも、これと同じ方法が適用され、12,000 MW の 90% では、平均前日予測誤差が $0.90 \times 0.16 \times 12,000 = 1,728$ MW となる(表では 1,500～1,900 MW)。

「風力発電の供給停止の補償に必要な追加予備力」は、以下の計算により推定される。高い方の発電レベルを 90% と仮定すると、これに当てはまらない場合は発電の 25% に影響する可能性がある。その結果としての供給停止はそれぞれ $0.25 \times 0.09 \times 4,000 = 900$ MW、 $0.25 \times 0.90 \times 12,000 = 2,700$ MW となる。低い発電レベルの方は計算方法の不確実性を想定して定めている。

方法に関するコメント：本報告書では (Axelsson et al., 2005) のデータと結果を用いているが、同論文では結果を別の方法で解釈している。風力発電 4,000 MW のために追加する一次予備力を (Svenska kraftnät, 2008) は 250 MW としているが、(Axelsson et al., 2005) では 20 MW としている。これは異なるデータを用いているからではなく、異なる方法論を用いているからである。「出力増加する予備力」を確保することは、概して「出力を減少させる予備力」よりも困難であるため、以下に「正味負荷の増加」の予備力の方向性のみを示す。(Svenska kraftnät, 2008) は、基本的データとして「毎時間の最大負荷変化」を用いており一次予備力を見積る場合でも、秒をタイムスケールとしている。留意すべきこととして、風力発電がなければ、毎時の最大負荷変動が +2,383 MW となり、スウェーデンにおける必要な一次予備力が 235 MW になる。風力発電 4,000 MW では、「毎時最大正味負荷」が +199 MW 増加し、これは $199 / 2383 = 8.35$ MW の増加に相当する。必要とされる一次予備力が「毎時最大正味負荷変動」に左右されるのであれば、一次予備力の必要量は 8.35%、すなわち 21 MW 増加する。これは (Axelsson et al., 2005))) に非常に近い値である。つまり必要量が 250 MW になるような方法を用いた場合、これらの予備力を著しく過小評価することになる。

「風力発電の予測誤差を補うのに必要な追加予備力」について、必要な追加分は前日予測誤差に基づいている。

但し、予測精度が一定時間に近づくにつれ高くなる点に留意すべきである。電力系統で維持すべき予備力を事前に計画し、出力変化速度を予測誤差に起因するインバランスに追随するよう留意しなければならない。ほぼどの系統でも、最も遅い発電所でさえ数時間で起動することができる。スウェーデンおよび北欧の電力系統では、予備力は主に水力発電所の電力で、これは数秒のうちに静止状態からフル稼働させることができる。物理的側面（系統に並列している十分な容量）からすれば、重要なのは 24 時間の予測誤差ではなく、多くの電力系統の場合 3 時間予測、あるいはスウェーデン／北欧の電力系統の場合 1 時間予測である。24 時間の予測誤差は、市場という観点からは重要だが（前日市場外で取引しなければならない量）、必要とされる物理的 MW マージンの推定に用いることはできない。24 時間予測誤差を用いた場合、必要とされる予測誤差の予備力を過剰に見積もることになる。

追加予備力に関して、暴風雨前線における風力発電の供給停止を補うため、(Axelsson et al., 2005) は複数の場所の風速および特定の風力発電所モデル（カットアウト風速 25m/s）を、基本的データとして使用している。つまり結果的に生じる一連の風力発電においても、暴風雨前線に左右される供給停止を考慮している。(Svenska kraftnät, 2008) では、25%の供給停止を仮定している。当然ながら発電電力が 25%減少する可能性はあるが、問題はそれがどの程度の頻度で発生するかや、その予測精度はどの位か、またそれが必要な「追加予備力」を意味するのかどうかである。(SMHI, 2004) では (Axelsson et al., 2005) で用いられているデータを提示しているが、そこでは「統計によれば、6 時間以内に容量 50%が喪失する可能性は、平均して一年に一度である」としている。つまり、25%の容量を喪失するには 2~3 時間かかり、これはおそらく年に 1~4 回発生する。つまりこの電力の減少の補償には、十分な出力変化速度を備えた発電所を連系しなければならないということになる。(Svenska kraftnät, 2008) では、暴風雨前線の際の供給停止予測を用いる可能性を検討していないため、2~3 時間内に生じうる変動（暴風雨前線の際の供給停止）を補償するには、24 時間の変動（風力発電予測誤差の補償）に必要とされるよりも多くの予備力が必要になる点に留意が必要である。この予測を考慮しなければ、暴風雨前線に起因する供給停止の管理に必要な予備力を過大評価することになる。

「追加予備力の総必要量」に関する結果は、3 種類の予備力を追加することで得ることができる。この他の 2 つの予備力は別々の電源で用意されているわけではないため、非常に強い相関があることに留意しなければならない。同一の電源で 3 時間内に発生し得る変動に対してマージンを維持するのは合理的ではなく、また同時に別々の電源で 24 時間後に発生し得る変動に対してマージンを維持するのも合理的ではない。つまりこれらの予備力を追加する方法によっては、必要とされる予備力を過大評価することになる。

3.2 節で述べたように、風力発電の出力が高い状況、すなわち風力発電の出力を減少できる可能性のある状況では、他の電源は稼働していない（負荷の大部分が風力発電で賄われているため）。すなわち、風力発電出力減少時や負荷増加時は、これらの電源は出力を増加させることができる。さらに、同様に低負荷状況での負荷の増加に対応するための電源を起動できるため、風力発電の出力減少を補償するのに必要な予備力によって風力発電の出力低下に必要な予備力が利用可能であることも当たり前である。(Svenska kraftnät, 2008) は、必要とされる予備力とその利用可能性との関連の調査はしておらず、今後は系統のさらに詳しい研究が必要である。

報告書では、系統運用者がピーク負荷容量に対して現在支払っている MW あたりのコスト（電源容量およびおそらく年間数時間使用する柔軟性のある負荷のコスト）と予備力の合計値を乗じた値として、予備力の総コストを評価している。その結果、予備力の総量を過大評価することになるため、コストも過剰に評価してしまう。これらの予備力電源に何らかの（ピーク負荷容量としての）「補助金」が必要か否かは、これらの価格が市場でどのように設定されているかに左右される。現在スウェーデンでは、運転予備力容量に対する対価は一切支払われていない。

3.6.3 風力発電業者へのインバランスコスト

報告書：“A massive introduction of wind power. Changed market conditions?” (Neimane & Carlsson, 2008)

結果：この報告書では、各々の発電に対し需給調整の責任を負う 8 つの市場参加者を設定した。これらの参加者がインバランスを生じさせた場合、上方／下方調整価格を支払うことになる。これらの参加者には規模の違いがある。また所有しているウィンドファームも集中型であったり分散型であったりする。この研究では、大量の風力発電が導入される将来のシナリオとして、これら市場参加者のインバランスコストを推定している。その結果を図 25 に示す。この図において Elbas は実際の電力供給の 1 時間前に通告を締め切る当日市場であり、風力発電が 2006 年と比較して 4,000 MW 増加すると仮定している。つまりインバランスは合計で年間 0.95 TWh から 1.7 TWh に増加することになる。

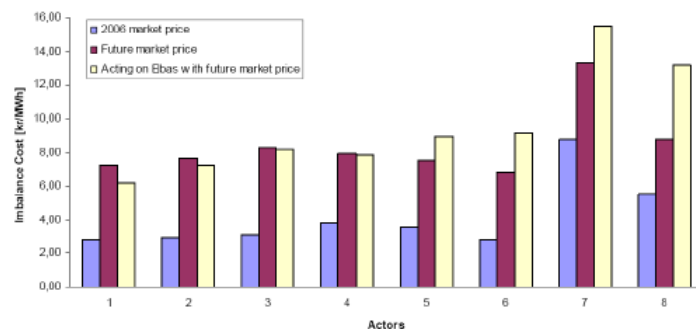


図 25 予測誤差のコストの比較

a) 2006 年の市場、b) 今後の市場、c) Elbas の結果を加味した今後の市場
1 スウェーデンクローネ=0.1 ユーロ

入力データ、風力発電のモデリング：この研究では、2006 年 9 月 11 日から 2007 年 3 月 31 日までの Hornz Rev 風力発電所（160MW）のデータにおける予測誤差を使用した。このデータでは限定的な予測誤差の相関が考慮されている。調整価格は 2006 年の金額を用いている。

方法：予測誤差のコストの計算には、デンマークの Risø 研究所の Klaus Skytte が開発した価格モデルを使用した。このモデルは、2006 年の市場状況を推定したパラメータを用いている。全ての関係者の予測誤差を、エクセルの正規分布を用いた年間の乱数として計算することで、関係者の予測誤差を計算することができた。但しインバランスコストとは、異なる市場関係者間で支払われた金額であり、インバランスコストの増加が自動的に総コストの増加を意味することにならない点に注意すべきである。

3.6.4 予備力の使用量の増加

報告書：Future trading with regulating power, (Brandberg & Broman, 2007)

結果：この研究の目的は、北欧の調整電力市場が、スウェーデンの 4,000MW 風力にどう反応するかを探ることである。2 つの方法を用いたこの研究の結果は、以下の通りである。

	風力発電なし	4,000MW 方法 1	4,000MW 方法 2
調整電力 [GWh]	2,279	3,566	2,680
Elbas の総取引量[GWh]	2,490	4,010	—

データの入力：風力発電設備容量 2,400MW のデンマーク西部の電力系統に関する 2003 年のデータを用いた。このデータは 24 時間および 4 時間予測と実際の風力発電の値を用いている。

方法：調整市場価格への影響を探るため、風力の予測誤差の影響を調査した。風力発電の予測誤差を、過去の調整量に加え新たな調整電力量レベルに準じ新たな価格を推定した。風力発電の予測誤差は、以下の 2 つの方法で見積もっている。

1. 予測誤差を計算し、その結果を模擬して風力の設備容量 4,000 MW が反映されるようにした。24 時間予測誤差を用いて、Elbas 市場での調整力の増加を見積り、調整電力の増加の 4 時間予測を行った。
2. 運用時間前の時間と運用時間中との間の、発電の変化に関する予測誤差を設定することで、予測誤差を計算した。デンマークのデータに関してこの予測誤差を計算し、その結果を 4,000 MW 用に模擬した。

3.6.5 水力発電の効率

報告書：Integration study of small amounts of wind power in the power system (Söder, 1994).

結果：スウェーデンの年間約 2~2.5 TWh の風力発電の設置は、スウェーデンの水力発電系統の効率に影響しない。年間の風力発電レベルが 4~5 TWh の場合、水力発電系統の効率低下を補うため、風力発電の設備容量は約 1%

増加させる必要がある。年間の風力発電レベルが約 6.5～7.5 TWh であれば、約 1.2%の補償が必要になるが、この数字はより大規模な解析により検証する必要がある。

入力データ、風力発電のモデリング：多くの発電出力の時系列データは、確率的に生成した風速の予測誤差に基づいている。

方法：発電所の効率性を含めた詳細なモデルを用いてひとつの河川で風力発電の需給調整が行われ、その結果をスウェーデン全体に適用できるよう模擬されている。計画策定は決定論的に行ったが、その結果は確率論的な予測誤差に基づくものとした。「連系コスト」は必要とされる追加電力量 (MW) として計算され、損失した水力エネルギーが補われている。風力発電の平均値の増加を補うために週毎の負荷を増やした。負荷と風力の不確実性も考慮されており、評価戦略が機能しなくなるまで風力発電を増加させた。評価リストは別表 2 の通りである。

仮定：利用可能なもののうち最適な風速予測 (1994 年) を利用可能なものと仮定した。新たに修正された風速予測を考慮するため、水力発電所のリスクスケジュールは毎時行われるものと想定されている。電力系統への完全なアクセスが想定されている。すなわち制限がなく、100%頼ることができると見なされる。

制約：スウェーデンの全ての風力発電はスウェーデンの水力発電のみで需給調整されると仮定している。また、近隣の系統および火力発電との電力取引は不変であると仮定している。スウェーデンの部分的な小規模電力系統に関する研究結果を元に、スウェーデン全体が模擬されている。電気系統の損失に関する結果は考慮していない。

3.7 ドイツ

ドイツのエネルギー機関 DENA は「2020 年までのドイツの陸上および洋上風力発電の系統連系計画」(DENA 系統研究)を委託した。この研究の目的は、風力エネルギー、系統および従来型発電所の協会や企業の支援を仰ぎながら基本的・長期的エネルギー経済計画を実現させることであった。

2007、2010、2015 および 2020 年の再生可能エネルギー電源の利用を促進するシナリオでは、風力発電を特定の系統に割当てすることで、陸上および洋上風力発電の開発に関して地理的な差別化を計っている。これらのシナリオに基づき、送電系統および従来型発電所に対する風力発電の導入の影響を調査している。

本研究の結果から、大量の風力発電の導入により、ドイツの発電に占める再生可能エネルギーの割合を計画通り 20%以上にできる可能性が示された。但しその前提条件は、送電系統の開発に関してこの研究が示した基準を適用することである。この風力発電は、ドイツ連邦政府が遅くとも 2020 年までの達成を目指している目標、すなわち、ドイツの電力供給に占める再生可能エネルギーの割合を 20%にするという目標に沿ったものである。本研究の枠組み内で唯一可能なことは、既存の電力系統による発電の約 20%を、再生可能エネルギー電源 (5%を洋上風力発電、7.5%を陸上風力発電、7.5%を他の再生可能エネルギー電源) が占めるようにするための技術的解決策を検討することである。2015 年以降に計画されているように、地理的にドイツ北部に集中している洋上風力発電所をさらに大幅に増やすには、今よりも大規模な調査を行い、実行可能な技術的解決策を展開していくことが必要とされる。

本章では、DENA の系統調査の結果および需給調整のニーズに関する調査に基づく開発プロジェクトを本章で説明する。また系統とアデカシーに関する研究結果を次章以降で述べる。

3.7.1 DENA 研究／予備力

結果：風力発電の予測誤差は、常に需給バランスが確実に保たれるように、調整力容量と予備力容量の増強が必要であることを示唆している。風力発電の予測可能性の改善が見込まれているが、必要とされる調整力容量と予備力容量は、風力発電の設備容量が増すにつれ不釣り合いに増加する。風力発電に起因する調整容量および予備力容量は、予測された風力発電の出力レベルによって決まるため、翌日に必要とされる調整容量および予備力容量は、「最適化」の観点から、このレベルに基づいて決定されることになる。これが「前日」平均調整容量および予備力容量である。調整容量が必要となる場合は、既存の従来型発電所から得ることができる。但し、発電所は必要とされる最大の調整容量および予備力容量を常に提供できるようにするため、集中的に配置しなければならない。2015 年に関して言えば、

- ・ 追加すべき正の調整容量および予備力容量は最大 7,064 MW であり、このうち平均 3,229 MW (風力発電容量の 9%) を「前日」に契約しなければならない。なお、2003 年は最大 2,077 MW、平均 1,178

MW である。

- ・ 追加すべき負の調整容量および／予備力容量は最大 5,480 MW であり、このうち平均 2,822 MW（風力発電容量の 8%）を「前日」に契約しなければならない。なお、2003 年は最大 1,871 MW、平均 753 MW である。

入力データ、風力発電のモデリング：1992 年から 2003 年までのドイツの参照地点をカバーする 10 km² エリアの 220 の測定地点からの風速と風向を、高度 10 m、30 m、50 m の地点でサンプリングレート 10 Hz の風力発電の時系列を用いて、7 年間分の 5 分間隔の風力発電の時系列を計算した。

方法：必要な調整容量および予備力の計算では、風力発電出力の予測誤差の確率分布および負荷需要の予測誤差の確率分布を考慮した。確率論的な発電所の供給停止による電力不足の確率分布と共に、電力系統の電力不足および過剰の確率分布を導き出した。この確率分布は必要とされる調整容量および予備力の提供を計算するための入力パラメータである（計算は 1 年間分を実行している）。

仮定：風力発電の前日予測を用い、運用時間に直前の更新は行わないものとする。2010 年のハブ高さの仮定は、陸上 90 m、洋上 100 m。2015 年については陸上 100m、洋上 110m とした。

2003 年、2007 年、2010 年および 2015 年の前日および 4 時間前予測誤差の分布の主要な数字を表 10 に示す。個々の契約区域に関する正と負の調整容量、ならびに予備力容量の不足確率として 0.1%（年間約 8.76 時間）を見込んだ。不足確率 0.01%（年間約 52 分）と 0.0025%（年間約 13 分）で感度分析を行った。風力発電に起因する調整容量および予備力追加の必要性に対してこの不足確率が及ぼした影響は、2003 年から 2015 年までに設置された風車の設備容量の影響と比べて限定的であった。

表 10 2003～2015 年の風車の前日および 4 時間前予測誤差（導入容量に対する%）に関する主要な値

	前日の風予測				4 時間風予測			
	平均	標準偏差	最低	最大	平均	標準偏差	最低	最大
2003	-0.28%	7.29%	-27.5%	41.5%	1.26%	4.92%	-17.0%	33.0%
2015	-0.32%	5.91%	-23.5%	29.5%	0.97%	3.89%	-14.0%	24.3%

3.7.2 DENA 研究後の研究

DENA の系統研究は、ドイツにおける風力発電の系統連系という課題を国民や政策決定者が認識する上でのマイルストーンとなり、この研究の結果は風力発電業界や系統運用者に受け入れられた。DENA の系統研究における結論の一部は、2009 年 1 月 1 日に施行されたドイツ新しい再生可能エネルギー法 (EEG) に取り入れられた。

2009 年の新たな EEG で取り組んだ DENA 系統研究の特徴のひとつは、系統内の風車機能の改善である。発電電力の買い取り価格は、系統連系に対する技術的要件の準拠、および系統故障の際の風車の振る舞いに左右される。ドイツ環境自然保護原子力安全省 (BMU) の法規定を裏付けるための研究が Bömer and Burges, 2008 によって実施されている。この研究に基づき、最新のグリッドコードに基づく法規定の技術要件が提案され、追加すべき電源コストは 0.3～0.47 セント/kWh と見積もられている。また仕様書を遵守していることに対する証明書のガイドラインが型式認証と系統解析に基づいて作成されている。

BMU はまた、ドイツの電力系統への風力発電の最適な系統連系の可能性を探る研究を委託するとともに (FGE/FGH/ISSET, 2007)、さまざまな取り組みによって風力発電の電力系統への連系をさらに改善していく可能性を探っている。その目的は、さまざまなアプローチの影響を定量化することではなく、関係する解決策や有望な解決策を明らかにすることである。この調査は DENA 系統研究の 2020 年の風力シナリオに基づいて行われている。この研究では、当日市場の創設により風力発電の連系を改善する可能性を探っている。当日市場を用いることで、風力発電の予測誤差が減るため、予備力容量および分のタイムスケールで応動する予備力の需給調整用電力量の必要性が少なくなる。この概念は、必要とされる需給調整を確保するための当日市場の流動性を根拠としている。現在の欧州では、当日市場の取引量はあまりにも少ない。

風力発電の系統連系のために当日市場を用いることの経済的便益を評価するにあたって、現在の予備力容量は、正の予備力容量が 年間 82,000 ユーロ/MW、負の予備力容量が年間 26,000 ユーロ/MW と仮定されている。当日市場での電力の購入は欧州の当日市場の実際の挙動に基づき平均スポット市場価格 45 ユーロ/MWh、電力の売却は無収入 (0 ユーロ/MWh) と仮定されている。これらの仮定に基づく、風力発電の系統連系のために当日市場を用いることは、大きな利点が見い出せない。

風力発電と予測誤差に起因する需給調整の必要性、およびドイツの 4 つの系統運用者の誤差をプールすることの潜在的なメリットも評価されている。この結果は、異なる系統運用者の制御エリアの負荷予測誤差の相互関係に大きく左右され、これについては本研究では評価していない。全く相関していない負荷予測誤差の事例では、予備力と調整力が最大で約 20% 低いことがわかった。電力をプールするには、さらなる組織的取り組みが必要であることと、さらに系統負荷が生じる可能性ことが指摘されている。

電力需給調整のための短中期的なデマンドサイドマネジメント (DSM) が本研究で検討されている。DMS により、電力消費の多い産業も需給調整力市場に参加することができる。これは既に実施されており、今後の開発はどの程度の収入が期待されるか（つまり予備力と需給調整電力量の価格）に左右される。情報通信システムの開発により家電のコントロールができれば利用可能な予備力が、一般家庭からさらに得られる可能性がある。推定によれば、冷蔵庫や冷凍庫を管理することで、最大で 3 MW の正負の調整容量が得られる可能性がある。洗濯機、回転式乾燥機、食器洗い機を含めれば、その可能性は日中で 7 GW に達する。しかしそのためには利用者がその行動を明確に変える必要がある。

本研究で調査したように、風力発電の割合が大きな系統に要求される調整力は、主として風力発電の予測の誤差がその大半を占めている。風力発電の出力を管理することで、風力発電に起因する正の予備力の追加要求量が大幅に下がることになる。系統運用の観点からは、利用可能な予備力に限りがある場合、風力発電の出力を減らすことが最も効果的である。そうすることで最大調整力の必要性を限定することができる。ある解析例では、風力発電の増加に伴う必要な調整力を 70% 削減した場合でも、発電の損失は 0.2% 未満である。このコスト概算から、風力発電が大量に導入された場合は経済的に妥当であることがわかる。

圧縮空気貯蔵 (CAES) で風力発電の変動出力を調整する可能性についても調査されている。400 MW 発電機、250 MW 圧縮機能力、コスト約 2.5 億ユーロの事例に関し、次の 3 つの管理戦略を比較した。

1. スポット市場において低価格時間で電力を買い取り高価格時間で販売する戦略は、現在の市場価格では実現可能性はない。
2. 発電所を予備発電所として使用する。ドイツにおいて現在ミニッツ予備力の価格は非常に高く、年間 1,000 万ユーロの収入が期待できる。
3. 圧縮空気貯蔵発電所を用いて、天候に左右される風力発電の出力を、スポット市場における高価格時間にシフトさせる。さらに圧縮空気貯蔵の空き容量を予備力を供給する発電所として使う。もし新規の風力発電の予測誤差を補うために必要な予備力を建設せず、圧縮空気貯蔵にコストをかけるのであれば、年間 1,700 万ユーロの収入が実現可能である。

3.8 英国

英国政府の政策が目指している目標は、2015 年までに国内で必要とされる電力需要の 15% を再生可能エネルギー電源（主として風力発電）で賄うことである。英国では風力発電の開発が急速に進んでいることから、これらの追加的運転予備力の規模もコストも、著しく大きくなる可能性がある。英国では数年前からこれらの追加的に必要とされる系統調整力の規模とコストを把握するための研究が行われている (Dale et al, 2003; MacDonald, 2003; UKERC, 2006)。本報告書との関連が深いと思われる研究について、以下 (Ilex/Strbac, 2002) および (Strbac et al., 2007) の各項で説明する。

3.8.1 Ilex/Strbac, 2002

英国貿易産業省のために実施されたこの研究の目的は、英国のエネルギー需要に占める再生可能エネルギーの比率が 2020 年までに 20% あるいは 30% になった場合に見込まれる系統コストの増加を定量化することだった。この研究では、需要のさまざまな組み合わせ、再生可能技術の構成、ならびに再生可能電源（主として風力発電）の量を見積もるためのシナリオ分析を行った。多くの事例で風力発電は再生可能エネルギーの大部分（約 95%）を占めていたが、この研究ではそうではなかった。

結果：本研究における需給調整コストの内訳は、以下の通りである。

- ・ 周波数応答予備力および同期予備力コスト：秒および分単位の需要調整に関係する
- ・ 待機予備力コスト：時単位の需給調整に関係する
- ・ 起動コスト

- ・ 風力発電出力抑制コスト：通常は低需要時と風力発電の高出力時、需要に対し過剰に発電するのを避けるために、風力発電の出力を抑制する場合に生じる。

ベースラインで相殺決算する前の需給調整コストの総額を図 26 に示す。周波数応答のコストは、ベースラインにおける総コストの最大の構成要素だが、追加的成本の中ではそれほど顕著な構成要素ではない点に注意が必要である。これとは対照的に、予備力のコストは追加的調整コストの中で最も大きい。

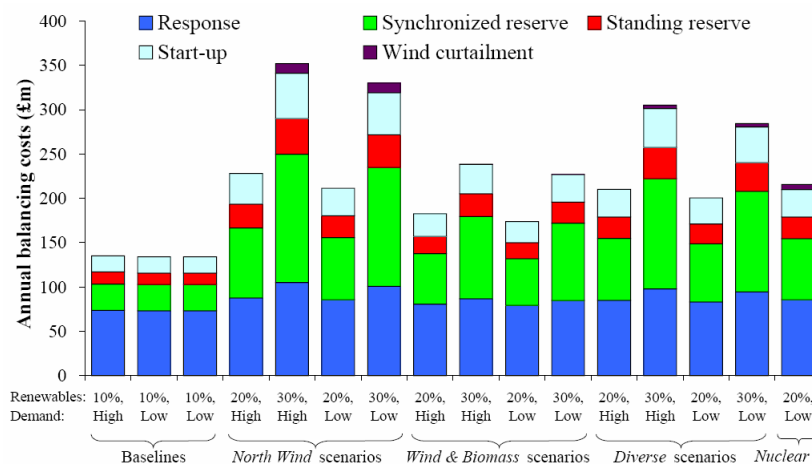


図 26 構成要素別の年間調整コスト総額

風力発電はほぼ全ての事例で再生可能エネルギーの大部分を占める。

追加的な短期の調整力あるいは予備力の推定コストは、本報告書では明確に計算されていない。当初の値を用い風力発電の発電電力量で割ると、風力発電導入率 10% の場合は風力発電 MWh 当たり 2.38 ポンドになり、15% では 2.65 ポンド/MWh、20% では 2.85 ポンド/MWh に上昇した。このコストは追加的成本として表され、したがって再生可能エネルギー 10% の事例の中で最大である。

入力データ、風力発電のモデリング：使用した風力発電データは、英国全体の風力発電プロジェクト 39 事例から集められている（通年 1 日平均 30 分）。風力発電の導入率が高い場合のプロファイルを構築するために、集合化した 30 分間隔の風速プロファイルの時間をずらして等倍して重ねることにより、風力発電の大規模導入の多様性を再現し新しいプロファイルを構成した。この操作には、39 プロジェクトの集合化された 30 分間隔の年間発電プロファイルを重ね合わせてスケールアップした観察データであるが、各データ端以降は時間をずらしたデータで補われている。これらのプロファイルの合計は、非常に大規模な風力発電が導入された系統を再現するものになっている。導入された多様性の規模は、任意の仮定であるが、本報告書で目標とした多様性のレベルは、データが利用可能な風力発電プロジェクトで実際に観察された多様性と、多くのプロジェクトの出力が全く相関していない場合の理論上の最大多様性の中間とした。

30 分（必要な周波数応答決定に関係）および 4 時間（必要な予備力の決定に関係）のタイムスケールでの風力発電の変動率の頻度分布を図 27 に示す。

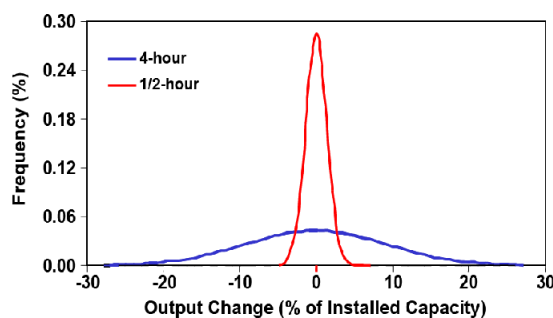


図 27 30 分および 4 時間タイムスケールにおける風力発電出力変化の頻度分布

方法：電源（従来型電源と風力発電）と需要を調整するために追加する電源を評価するため、再生可能電源の変動の標準偏差を、需要および従来型電源の変動と統計的に統合し、特徴的なタイムスケールにおける需給ミスマッチの約 99%を賄うにはどの程度の運点予備力（周波数応答および予備力）が必要か決定されている。

シミュレーションと分析という 2 つの方法を用いて追加的な系統調整コストが評価されている。このコストには、解列、待機、起動、運転、および風力発電出力抑制コストが含まれる。

シミュレーションでは、時系列データを時間ごとに区切り、起動、運転開始・停止の最小時間、出力変化速度、安定出力の最小値といった数多くの動的制約を考慮して系統運用がモデリングされている。また、電源構成、周波数応答および予備力のスケジューリング計画がこの目的で適用されている。需給調整コストは、全ての季節における営業日および非営業日を含む特徴的な 6 日についてシミュレーション研究を数多く実施して推定される。年間コストは、時間荷重ベースでサンプル日を拡大して時間の重みづけバイアスを行って一年間のデータを構成することによって推定される。この分析的アプローチでは、統計的な分析手法が用いられている。一連の研究を実施して、この方法によりある程度一定の結果が得られることが確認された。この分析的アプローチは、それほど複雑ではなく、計算も集約的ではないため、主としてシミュレーションにより感度とコストを評価するための分析モデルの較正に用いられる。

仮定：この系統で運用するどの発電機も、系統の慣性に寄与すると仮定されている。従来型発電機が提供する動的応答の規模は、その設備容量の 10%以上とし、効率性損失は 10~20%と見なされている。

同期予備力は部分負荷の石炭火力と CCGT 発電所から供給され、待機予備力は OCGT と揚水発電所から供給される。同期予備力と待機発電所間の予備力の割当は、部分負荷の同期発電所（比較的限界コストが低い発電所）の効率性損失と、待機発電所の高い限界コストでの運転コストとのトレードオフにより決定した。

制約：運転予備力とそれに付随するコストの必要性を見極めるのに適用される技術は、次に述べる研究 (Strbac et al.) におけるいくつかの分析のように、系統運用の際の変動する不確実な風力発電によるさまざまな影響を包括的に捉えるものではない。

3.8.2 Strbac et al., 2007

文献：風力発電が英国の電力系統の運用と開発に及ぼす影響 (Strbac et al.)

需要と発電の予測不可能な変動に対処するため、系統運用者が求めているのは、数秒から数分までの迅速な変動を中和できるような適切な自動応答と、数分から数時間までのタイムスケールのゆっくりした変動に対処するための予備力である。英国の系統運用者は平均して約 600 MW の動的周波数制御を義務づけ、その一方で 3~4 時間程度のタイムスケールでの不確実性を管理するには各種の予備力約 2,400MW が必要である。これらの数値は風力発電の出力が変動し予測できない場合は、今後風力発電の導入率が高まるにつれ著しく変化する可能性がある。必要とされる予備力は、追加的な発電所の起動により 4 時間以上のタイムスケールが管理できるという仮定で供給される。この発電所はガス燃焼技術の動的容量内であることが望ましい。

結果：風力発電およびそれに付随するコストによって発生する追加で必要な応答と予備力を系統における風力発電の導入レベル別に説明したのが表 11 である。風力発電の導入が中程度の場合、連続周波数制御の必要性は比較的少ないことが明らかになった。しかし、風力発電の導入率が高い場合、風力発電の設備容量の 25%に相当する予備力があれば風力発電の出力の極端な変動でもカバーできるようになる。

予想される最低値は、風力発電の出力の多様性の大きさに対応している。現在予想されているように、Wash 湾、Thames 河口、イングランド北西部、スコットランドに多数の風力発電所が集中することになった場合、連続周波数応答は、予想される最低値に近いものとなる可能性が高い。

結論としては、追加する予備力の量は、現在の従来型発電所に対処することができる。このため表 11 では、追加する予備力の運転コストのみを推定している。

また本研究では、変動性を同期予備力のみで管理する場合の系統パフォーマンスや燃料コスト（および二酸化炭素）の違いを評価することで、待機予備力供給の際の電力貯蔵の価値を定量化している。系統のな電源のさまざまな容量や柔軟性を考慮すると、電力貯蔵により減少した燃料コストを資本計上した値は、柔軟性が低い系統の場合は 970 ポンド/kW と高く、柔軟性が高い系統の場合は 252 ポンド/kW と低くなる。

表 11 英国における風力発電の導入率を増やすための継続的な周波数反応と予備力の追加的要件

予想される最大／最小 MW は、風力発電所のばらつきを反映している。予想される最大および最小コストも、2～4 ポンド/MWh の予備力保持コストを反映している。コストは 1 ポンド＝1.3 ユーロと仮定して、(Strbac et al.) の消費者コストからユーロ/MW に換算した。

風力発電 設備容量 (GW)	追加に必要な 周波数応答 (MW)		周波数応答の追 加コストの範囲 (€/MWh)		追加に必要な 予備力 (MW)		追加的予備力 コストの範囲 (€/MWh)		予備力の追加 コスト総額 (€/MWh)	
	最小	最大	最小	最大	最小	最大	最小	最大	最小	最大
5	34	54	0.1	0.3	340	526	0.7	1.7	0.8	2.0
10	126	192	0.3	0.6	1172	1716	1.4	2.5	1.6	3.1
15	257	382	0.4	0.8	2241	3163	1.7	3.1	2.1	3.8
20	413	596	0.5	0.9	3414	4706	1.9	3.5	2.3	4.4
25	585	827	0.5	1.0	4640	6300	2.0	3.7	2.6	4.7

入力データ、風力発電のモデリング：この研究では、前回の研究 (Ilex, 2002) の風力発電の時系列に関する入力データの最新値を使用した。

方法：追加に必要な応答と予備力は、負荷変動および風力発電＋負荷の変動分布の 3σ を用いて推定した。持続性に基づく技術を適用して、特定のタイムスケールの予測誤差を決定した。風力発電予測誤差の標準偏差を需要および発電予測誤差の標準偏差と統合し、管理すべき全体の不一致（誤差）水準を決定した。その計算は、独立の（非相関の）誤差を統合する標準的な統計アプローチの後で行った（この統合の平均二乗誤差は平均二乗誤差の合計値である）。

予備力のコストを評価するため、2つのシナリオ（燃料コスト 10 ポンド/MW および 20 ポンド/MW の場合）が検証に用いられた。このコストは、効率性の損失は 20% であり風力発電の出力が全て系統に供給されると想定すると、同期予備力のコストが平均して 2 ポンド/MWh および 4 ポンド/MWh と仮定して得られたものである。

仮定：コストは一切の風力発電が系統に供給されると仮定して計算している。従来型電源が柔軟性の低い発電所（原子力発電所等）に支配されている系統で、風力発電の導入率が比較的高い（20% 以上）場合、風力発電の出力を全て供給することはできない可能性もある。しかしこのような系統では、待機発電所（OCGT あるいは電力貯蔵設備）により供給される予備力によって系統の容量を増やし、風力発電を連系することが可能となる。

制約：特記すべきこととして、英国では現在非動的なデマンドレスポンスが応答の供給に大いに貢献している。こうした需要の役割を増強すれば、予備力と応答の両者のコストを減らすことができる可能性がある。但しこの点については本研究では扱っていない。

3.9 アイルランド

アイルランドの電力系統に風力発電を連系する際の影響、および 1990 年からの風力発電導入率の制限容量が研究されている。アイルランドの電力系統における風力エネルギーについてこれまで実施された初期の研究の多くは、主として発電システムへの影響よりも送電網の問題に焦点を当てている。

3.9.1 アイルランド／SEI

文献：Sustainable Energy Ireland (SEI) は「アイルランドの電力系統における風力発電の導入率増加に際して必要な予備力の運用」(Ilex et al., 2004) という報告書を公表した。

結果：この研究結果によれば、アイルランド共和国国内の系統への風力発電の導入率が 1,500 MW になるまでは、燃料コストと二酸化炭素削減は風力エネルギーの導入率に正比例している。風力発電の導入率の上昇に従い、比較的長いタイムスケール（1～4 時間）では運転予備力の追加の必要性が高くなることが明らかになっている（表 12 参照）。風力発電により系統運用コストの総額は確かに低下するが、風力発電 1,300 MW に対しては 0.2 ユーロ/MWh、風力発電 1,950 MW に対しては 0.5 ユーロ/MWh とやや上昇する可能性がある。

表 12 風力発電の導入率の違いによる追加で必要な予備力

風力発電設備容量 (MW)	総需要に占める割合	必要な 1 時間予備力 (MW)	必要な 4 時間予備力 (MW)
845	6.1	15	30
1300	9.5	25	60
1950	14.3	50	150

入力データ、風力発電のモデリング：風力発電所の過去データの統計処理により時系列が作成される。風力発電の 10%が洋上、50%が陸上にあり送電網に連系され、40%が陸上で配電網に連系されている。

方法：この系統の評価では、専有系統の動的モデルを用いて系統の解析を作成する方法を利用した。そのコストはディスパッチモデルから導き出した。この評価マトリクスは別表 2 に示す通りである。

仮定：風力発電は必要に応じて出力抑制できると仮定している。

制約：この研究では運転予備力の影響のみを調査しており、送電網への影響は考慮していない。質の高い風力発電データは限られている。この研究では容量の問題を明確に調査していない。

3.9.2 アイルランド／全島系統研究

2005 年、アイルランド島の両政府（アイルランド共和国および北アイルランド）は、共同で全島系統研究の実施を委託した (All Island Grid Study, 2008)。この研究の目的は、2020 年におけるアイルランド島の再生可能エネルギーの導入率別の影響を調査することだった。この包括的研究では、まず 6 つの適切なポートフォリオと広範な資源評価を行っている。この研究の核となる技術面は、送電網研究とスケジューリングおよびディスパッチに関する 2 点であり、最後に十分な経済分析が行なわれている。本項では、スケジューリングおよびディスパッチに関する研究の結果を重点的に説明する。研究の他の部分については、本報告書の中で別途説明する。

結果：スケジューリングおよびディスパッチ研究により、全島の電力系統を風力発電主体の再生可能エネルギー電源によって運用し、その信頼性を 42%まで高めることが可能だという結果が得られた。ポートフォリオ同士のコストの違いは比較的小さかった。具体的には、風力発電 2GW のポートフォリオ 1 では、再生可能エネルギーの占める割合は 16%だったが、風力発電 6 GW のポートフォリオ 5 では、再生可能エネルギーの占める割合が 42%で、コストの違いは 7%である。500 MW 連系線 2 回線により、アイルランド島およびグレートブリテン島の両方で、風力発電の高い導入率により二酸化炭素排出量を大幅に減らすことができた。またこの研究では、電力貯蔵を増やしたり既存の風力発電予測性能を改善させたりしても、さらなる便益が得られないことが明らかになった。

入力データ、風力発電のモデリング：過去の風力発電所データの統計的处理により、1 時間の時間分解能の時系列データが得られている。ポートフォリオ 6 を除き、風力発電所は全て陸上に立地すると仮定されている。

方法：この研究では、アイルランドの電力系統に合わせて設計された Wilmar 計画ツールを用いている。このツールは、包括的な方法でモデル化（運用および更新）した 2 種類の予備力を持つ完全な混合整数モードで、確率的に負荷を扱っている。経済的に最も合理的と思われるような状況では、風力発電の出力抑制を行っている。

仮定：この研究では、燃料、炭素コスト等多くの項目について重要な仮定を行っている。またこの部分では送電網の制約は考慮していない。送電網に関する研究も充分に並行して実施されている。

制約：計算負荷の問題のため、感度分析の回数には限界があった。風力発電データはピーク時に良好な出力が確認された 1 年の過去のデータに基づくもので、結果的に適切なポートフォリオとするにはさらに容量が必要であることがわかった。火力発電所で追加すべきサイクルと起動は風力発電の導入率が高い場合に顕著となるが、追加的に生じる可能性のあるコストの説明はなされなかった。特に慣性応答が制限される可能性がある場合、電力系統の当日運用は考慮されていない。

3.10 オランダ

商業的に利用可能なユニットコミットメントでありまた経済負荷配分ツールである PowrSym3 が、国際的環境下での風力発電系統連系の解析に用いられている。オランダに存在する発電所データベースを拡大し、近隣諸国の従来型電源ポートフォリオを含めることができるようになっている。さらにドイツの風力発電をモデル化し、オランダおよびドイツ各地の風速の空間的相関を処理できるようになっている。このユニットコミットメントおよび経済負荷配分ツールを 2014 年に予想される電源ポートフォリオを備えた電力系統の一年間の解析に適用した。

この解析は、オランダにおける 0～12 GW というさまざまな幅の風力発電導入レベル（12 GW でオランダの年間消費電力量の約 33%を賄うことができる）や、市場設計（孤立した系統から連系統の柔軟性のある利用まで）および風力発電予測など、さまざまな条件で実施している。

オランダの電力系統における風力発電の系統連系の技術的限界を明らかにし、風力発電が系統の運用に及ぼす環境的影響を定量化した。また、オランダの電力系統に風力発電を連系するためエネルギー貯蔵および熱ボイラーを導入する機会を探っている。揚水発電 (PAC)、地下式揚水発電 (UPAC)、圧縮空気貯蔵 (CAES)、特定地点のコージェネレーション（熱電併給）における熱ボイラーの使用、ノルウェーとの連系容量^{訳注}の増加といったことにより、風力発電を連系する技術的余地を生み出している可能性があり、技術的・経済的・環境的側面に解決策が見出される潜在力を秘めている。この研究結果が示しているように、風力発電の連系のため国際協力を進めることにはメリットが大きく、エネルギー貯蔵設備の開発に代わる代替案となっている (Ummels, 2009)。

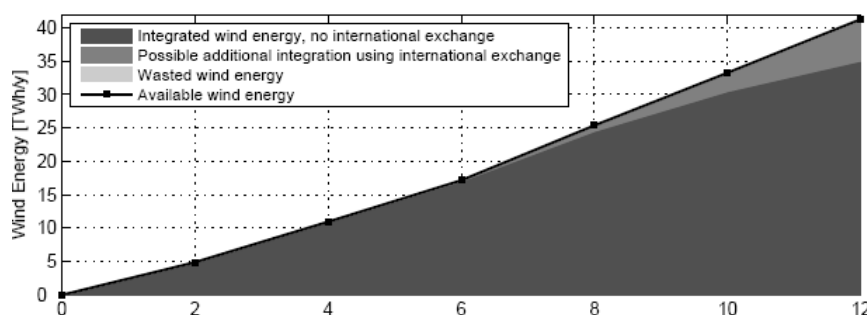


図 28 オランダにおける系統連系されたと破棄される風力エネルギー

この解析の結果から、オランダの火力発電システムでは、負荷および風力発電の集合化された変動によって出力変化速度の問題が発生することは稀だということが明らかになった。その理由は、ベース負荷（マスト・ラン）の石炭火力発電所および熱需要のためのコージェネレーション発電所に対して抑制制約が課されているため、その結果、運転予備力の水準が高くなっているからである。予備力の水準が高くなったことにより、既存の負荷変動に加えて風力発電の変動を調整するための出力変化に対応する十分な容量を得ることができる。大規模な風力発電を備えた系統の運用を最適化するには、風力発電の適正な出力を再現し、ユニットコミットメントと経済負荷配分の再計算を続けることが不可欠である。

風力発電により増加する変動性を統合することは必ずしも不可能ではなく、技術上の問題とはならないが、風力発電の連系は強風時および低負荷時により多くの制約を生じがちである。国際市場の設計によっては、最低負荷の問題を回避するため、風力発電の大きな機会が失われる可能性がある（図 28）。風力発電の予測の改善がなされることで、国際取引を最適なものにできる可能性があるため、国際市場の通告時間の延長は風力発電の系統連系に便益をもたらすことになる。

解析の結果から、風力発電により系統運用の総コストを減らすことができることが立証された。これは主として燃料コストが減るためである。風力発電により、ベース負荷の石炭を燃料とする発電の全負荷時間が短くなり、また CCGT（コージェネレーション機能あり・なし）の時間もある程度短くなる。このことは、特にこうしたコージェネレーション発電所所有者のプロファイルに影響する。ベース負荷の石炭燃焼による発電を風力発電に置き換えることで、排出される二酸化炭素、SO₂、NO_x の総量が大幅に少なくなる。国際取引の可能性がある場合、風力発電を連系した地域では風力発電により輸出入量が著しく減少する。ここで行った事例研究では、ドイツに大規模な風力発電が存在しているため、特定期間中のオランダの風力連系のための輸出の機会が制限されることが明らかとなった。それでもやはり、特に導入率が高い場合、国際取引は風力発電の連系の鍵となることが立証されている。国際取引の可能性そのものは、オランダにおけるエネルギー貯蔵設備の開発に代わる有望な代替案と見なすことが望ましい。

^{訳注} オランダ・ノルウェー間には、NorNed 国際連系統と呼ばれる総距離 580 km の世界最長の HVDC 海底ケーブルが存在する。電圧定格 ±450 kV、定格容量 700 MW で 2008 年に運用している。

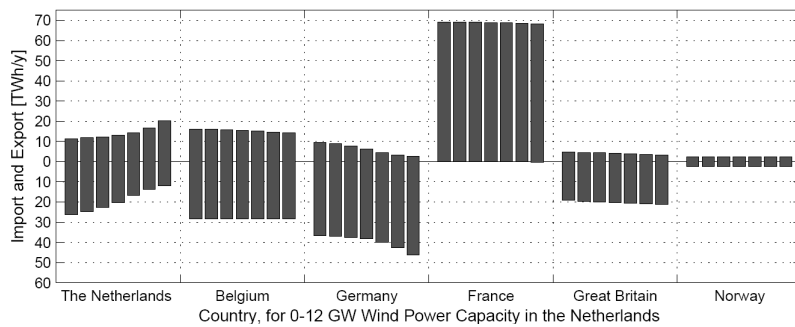


図 29 オランダで風力発電の 0～12 GW 設備容量を確保するための国際取引

国際取引が可能な場合、オランダにおける風力発電の系統連系は原則的に全ての国との国際取引に影響する。図 29 に国別の電力輸出入量を示す（それぞれの棒グラフは風力発電の導入率のシナリオを表す）。オランダでは風力発電の導入が進んだ場合は年間輸出量が増加、輸入量が減少し、主としてドイツ、イギリス、ベルギーにある程度影響することが明らかとなっている。

ドイツとオランダの間には大規模な連系容量が存在し、オランダの風力発電によって主としてドイツのベース負荷の石炭と褐炭（および CCGT の一部）の全負荷時間が短くなる。さらに風力発電によりベルギーからのベース負荷の石炭火力による電力取引量が減少する。またそれよりも小規模であるが、低負荷時（夜間および週末）のフランスとの取引量も減少する。オランダで強風になると、フランスからドイツへの輸入が減少する。輸出入の機会、オランダにおける設備容量が増えるにつれ風力発電に左右されることが多くなるが、ノルウェーとの取引量は一定となるようにモデリングされている。これらの結果から、オランダの電力系統における風力発電連系のためには、より大きな系統、すなわちドイツの系統が重要であるということがわかる。

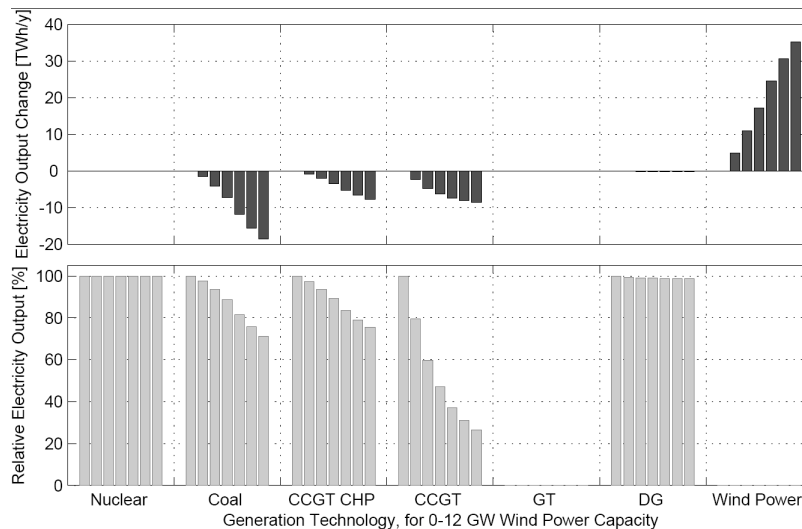


図 30 国際取引がない場合のオランダにおけるさまざまな風力発電導入率シナリオに関する発電電力量の変化（絶対値）と各発電方式の発電電力量（相対値）

図 30 は、国際取引がない場合のオランダにおける風力発電設備容量の増加に伴う各種電源の年間発電電力量の変化を示している。必ず全負荷で運用することが望ましい原子力発電は風力発電の連系による影響を受けない。風力発電によって石炭火力発電、CCGT コージェネレーションおよび CCGT の全負荷時間当量が減少することは確かである。重要なことは、風力発電は（技術的に実行可能な限り）常に運転が最も高価な発電所にとって代わることになるため、これらの発電所の利益もその運転時間中に減少するということである。石炭火力発電は、この研究でモデルとしたオランダの電源では大きなシェアを占めているため、石炭の発電電力量（TWh/年）が最も減少している。

注意すべきこととして、石炭、CCGT コージェネレーションおよび CCGT の技術的柔軟性により、風力発電の系統連系のためピーク負荷用ガスタービンの運転時間を延長する必要はないということがある。DG（温暖化ガスを発生するディーゼルエンジン）の運転時間はわずかながら減少する。マスト・ランは固定とし、他の時間は蓄熱をしながら柔軟性のある発電所により発電を行うからである。相対的規模から言えば、風力発電の連系による影響を最も受けるのが CCGT の発電電力量である。CCGT はピーク負荷および中程度の負荷で運転され、その際には限界発電方式として用いられることが多いため、風力発電はまず CCGT の代替として導入されることになる。石炭火力発電と CCGT コージェネレーションは必ず部分負荷で運転すべき発電所であるため、風力発電を連系してもその出力はわずかに減少するだけである。

方法：この論文では PowrWym3TM というユニットコミットメントおよび経済負荷配分ツールが用いられている。これは 1980 年代から Operation Simulation Associates, Inc. とオランダの旧電力会社 SEP が Tennessee Valley Authority の支援を得て開発してきたツールである。PowrSym3 はコージェネレーション・エネルギー貯蔵・エネルギーが制限された燃料契約を含めた電力系統の多地域・多種燃料の時系列電力コスト解析モデルであり、定期的なユニットコミットメントおよび経済負荷配分の最適化ツールである。すなわちユニットコミットメントと経済負荷配分は、それまでの状況後の技術的制約を考慮しつつ、利用可能な最適な負荷と風力発電予測に基づき更新される。このツールでは各種の解析時間刻みが可能であり、この研究では 15 分の時間刻みを適用している。PowrSym3 はヒューリスティック手法あるいは運用経験に基づく人工知能を用いており、ユニットコミットメントおよび経済負荷配分の初期最適化に適用している。ヒューリスティック手法から得られる解決策は、ユニットコミットメントをさらに最適化するための、いわゆる「スマートな」動的プログラミング演算手段への入力として用いられる。

仮定：完全な市場が仮定されている。すなわち発電事業者は短期限定生産コスト（主として燃料コスト）より価格が高くなる場合に発電し、市場支配力が発揮されることはない。将来の風力発電出力は通告時間に利用できる最適な風力発電予測に等しいという仮定のもとで実現可能な全ての取引がなされる UC-ED の一部として国際取引はスケジューリングされている。毎日の運用が行われる前に特定の市場参加者によって送電容量が確保されることはなく、電源容量は全て風力発電の需給調整に適用できる（但し起動回数その他の技術的制約によって容量が制限されている場合を除く）と仮定されている。この場合、非常に流動的に調整される電力市場を仮定していることになる。最新の風力発電予測を毎時行い、風力発電の実際のレベルが正確にわかると想定している。

制約：オランダおよびドイツの利用可能な風力発電予測は 1 つだけである。ユニットコミットメントおよび経済負荷配分は、利用できる最適な風力発電予測と実際の風力発電の出力に基づき最適化したものである。

3.11 米国

3.11.1 ミネソタ 2004 年

ミネソタ州商業局と EnerNex による共同研究は 2004 年に全て終了している (EnerNex/WindLogics, 2004)。この研究では、2010 年シナリオ（ピーク負荷 10 GW 系統における風力 1,500 MW）における風力発電の影響を推定している。

結果：コスト項目で最も大きいのは、毎時～毎日の風力発電の出力変動と予測誤差の影響である。風力発電に起因する調節力の増分は 8 MW（3 σ 信頼水準）であることが明らかとなっている。当日負荷追従の増分は毎分 1～2 MW であり、これは無視できるコストである。また、連系コストは総額で 4.60 ドル/MWh であることが明らかとなっている。このうち 0.23 ドルは需給調整コストの増加分、4.37 ドルはユニットコミットメント時間枠におけるコストの増加分を表している。需給調整は制御エリアの運用者が所有する予備力によって自動的に供給されている。

入力データ、風力発電のモデリング：地理的多様性を表現するために、大気モデリングからの 10 分毎の出力プロフィールの 3 年分のデータセットが用いられている。風力発電所の出力予測は翌日のユニットコミットメント計画に組み入れられている。電力会社の過去の負荷と発電を時系列で組み合わせた拡張データが利用可能となっている。

方法：評価マトリクスを別表 2（表 A5）に示す。

仮定：運用形態の変更や従来型電源の拡大計画の変更を伴わない独占市場構造が仮定されている。

制約：この研究では、制御エリア統合や市場運用は仮定されていない。

3.11.2 ミネソタ 2006

2004 年の研究と同じ EnerNex/WindLogics チームによって、ミネソタ州商業局の研究が 2006 年に更新されている。この研究では、中西部独立系統運用業者 (MISO) の領域では十分に発展した市場が機能していると仮定し、ミネソタ州における負荷の 25% を風力発電で賄うことに伴う連系コストを調査した。

結果：この研究結果から、ミネソタ州の負荷の 25% を風力発電で賄うことは、それを支える適切な送電設備が整っているのであれば、確実に実現できることが明らかとなった。風力発電の連系コストは、導入された風力発電 1 MW あたり 4.40 ドルであり、これは追加予備力のコストを含めた金額である。ミネソタ州の制御エリアの統合と MISO 市場の規模のため、2004 年度の研究と比較して結果に著しい違いが生じている。1 時間以内の需給調整は、ミネソタ州の制御エリア内の限界コストの電源により供給され、毎時変動は MISO 市場レベルで管理される。

データの入力、風力発電のモデリング：大気モデリングによる 5 分間毎の風力発電所の出力プロフィールを、約 750 km 四方の正方形から成るエリア全体に使用し、これを風力発電設備容量 6,000 MW のモデルに適用することで、良好な地理的多様性が得られている。風力発電所の出力予測は、ユニットコミットメントの翌日スケジュールおよび実時間運用の翌時間スケジューリングに組み入れられている。電力会社の過去の負荷と発電を時系列で組み合わせた拡張データが利用可能となっている。

方法：点検表を別表 2 に示す。

仮定：前日・前時間・アンシラリーサービス市場で構成される良好に機能している市場地域が MISO 領域内に発達し、ミネソタ州では実質的な制御エリアの統合が行われており、送電混雑を回避しながら一切の実際的目標値を達成できると仮定した。

制約：MISO 領域は 14 州にまたがり、現在の市場の負荷は 116 GW である。今回の研究では、仮定したミネソタ州の負荷 21 GW 以外の MISO の部分へ拡大して調査することが望ましい。

3.11.3 ニューヨーク州

ニューヨーク州 ISO の研究では、2008 年のシナリオ(ピーク負荷 33 GW の電力系統における風力発電 3,300 MW)の影響を推定した。大気モデリングに基づく風力発電プロファイルを用いて、州全体の変動が把握されている。この研究ではアンシラリーサービスのための競争的市場構造である NYISO が用いられ、それにより発電事業者と消費者への支払金の影響を見積もられている。送電に関しては電力輸送制限の問題のみが明らかとなった。故障後の系統安定性はベクトル制御した 2 重給電誘導発電機 (DFIG) を用いた風車の利用により改善されている。風力発電に起因する調整力の増加分は 36 MW であり、瞬時予備力の追加は不要であることが明らかとなった。

一時間内の負荷追従の増分は 5 分毎に 1~2MW であり、一時間あたりの出力変化は 858~910MW である。需要増加に対してはニューヨーク州の既存電源と市場運用が対応している。容量クレジットは陸上で平均 10%、洋上で 36% である。2008 年の天然ガス価格(熱単位 MW あたり推定 6.50~6.80 ドル)に関し、系統コストを 3 億 3,500 万~4 億 5,500 万ドルと大幅に削減できることがわかった。予測の改善による結果も研究した。前日ユニットコミットメント予測誤差 σ は、700~800 MW から 859~950 MW に増加した。系統全体の変動コスト節減は、ユニットコミットメントの最新予測を考慮した場合、3 億 3,500 万ドルから 4 億 3,000 万ドルに増加する(風力発電 1 MW あたり 10.70 ドル)。また、完全な風力発電予測により、2,500 万ドルが節約される。

3.11.4 コロラド州

2006 年の Xcel Colorado/Enernex 研究 (Zavadil, 2006) では、ピーク負荷 7 GW 以内の系統に関し、導入率(ピーク負荷に対する風力発電の公称出力)が 10% の場合と 15% の場合の事例が詳しく研究されている(ただし導入率 20% の事例の結果は、本報告書の出版に間に合わなかった)。需給調整の影響は 0.20 ドル/MWh であり、時間毎の解析の結果、コストは 2.20~3.30 ドル/MWh となった。また本研究では、系統容量の 50% 以上の燃料供給資源であるガス発電システムの給電が変動性および不確実性にどのように影響されるかが調査されている。導入率 10% の事例と 15% の事例では、追加コストが 1.25~1.45 ドル/MWh となり、これらの事例における連系コストの範囲は総額で 3.70~5.00 ドル/MWh になる。

3.11.5 カリフォルニア

CA RPS 連系コストプロジェクトでは、既設の再生可能エネルギー（うち風力発電は容量ベースで4%）の影響が調査されている。風力発電の調整コストは0.46 ドル/MW であり、負荷追従に対する影響は最小限であった (Shiu et al., 2006)。

2007 年に完了したカリフォルニアの間欠性分析プロジェクト (IAP) はカリフォルニアエネルギー委員会 (CEC) の助成を受けたものである (Porter et al., July 2007)。この研究は、2010 年までに再生可能エネルギーの占める割合を 20%にするという再生可能エネルギー利用割合基準 (RPS) を達成し、さらに 2020 年までにこの割合を 33%にする（そのうち 15%は風力と太陽熱という変動性のある再生可能エネルギー）という発展的目標を達成するために実施されており、送電負荷潮流ツール・統計分析・生産コストがモデリングされている。研究の結果、系統連系問題は何らかの妥当な送電インフラの変更や運用、あるいは政策によって管理できることが明らかとなっている。また軽負荷時や強風時、および水力発電の高出力時などの極値的条件の時間帯では、何らかの運用上の課題が生じると予想されている。カリフォルニア州で再生可能エネルギー電源の導入率が高まる中で、この州全体の分析に基づく結果と提言により、系統運用者・電力会社・インフラ計画者が今後の系統のニーズを判断するための枠組みを作ることが可能となる。

この報告書の研究結果は、電源アデカシー・送電インフラ・再生可能電源技術・政策とその実施に分類することができる。電源アデカシーについて明らかになったことのうち、重要なことは以下の通りである。

- ・ 埋火および日毎の起動／停止容量の下限をさらに大きくできるような電源を調べ、負荷参加を確実に改善し、揚水発電の利用を最適化することで、さまざまな再生可能エネルギー電源の連系が促進される。
- ・ カリフォルニア州では、輸出入の計画を（1 時間よりも短いタイムスケールで）より頻繁に行うことを検討することが望ましい。
- ・ 各種の再生可能エネルギーが需給調整に及ぼす影響は比較的中程度である。全てのタイムスケールにおける変動性は 7~8%増加し、1 時間、5 分（負荷追従）、1 分（周波数調整）の変動の 3σ 値は各々 387 MW、42 MW、10 MW となる。最も低い 10%負荷時間の毎時変化に対する 3σ 値はこれよりもはるかに高く、約 1,041 MW である。さらに 5 分の負荷追従時間の場合は 60 MW に増加する。1 分の値は有意な変化を示すものではない。これに対応する CAISO ピーク負荷は 66,700 MW で、風力発電と太陽熱発電の設備容量はそれぞれ 12,700 MW および 6,000 MW である。
- ・ 運用上の柔軟性は系統には重要なものであるが、電源供給業者は多額のコストと収入減を強いられることになる。この問題を克服するためには、大規模なアンシラリーサービス市場やインセンティブおよび要件が必要である場合がある。

この CEC 報告の完成後、カリフォルニアの独立系統運用者 (CAISO) が、CEC IAP に基づき、さらなる分析を行ったところ、調整要件を除き運用上の影響が類似していることが明らかとなった (Loutan et al., November 2007)。CAISO では、必要となる調整容量が「上方調整」の場合は 170MW 増え 250MW となり、「下方調整」の場合は 100 MW 増え 500MW になる（400 MW は風力発電設備容量の約 5%に相当する）と判断されている。増加の程度は季節および時間によって異なる。必要とされる調整力は GE が行った CEC 研究の 10 倍であるが、これはセルフディスパッチ系統と給電（ディスパッチ）指令に対する発電事業者の応答の時間差をより正確に表す詳細モデルを利用したためである。この問題のさらに詳しい分析はまだ行われていない。

3.11.6 PacifiCorp

PacifiCorp は、ユタ州、オレゴン州、ワイオミング州、ワシントン州、アイダホ州およびカリフォルニア州で規制下に置かれた事業を展開している電力会社であり、2004 年にはピーク負荷 9,000 MW を供給している。垂直統合された電力会社である PacifiCorp は、石炭火力や天然ガス火力といった電源を所有し、運用している。風力発電、地熱発電、水力発電および電力卸市場からのエネルギーを用いて、PacifiCorp は 6 州の需要家に電力を提供している。

PacifiCorp は 2~3 年毎に統合資源計画 (IRP) を作成している。PacifiCorp ではこの IRP を分析の枠組みとして、6 州における負荷に対応するため、今後実施し得るさまざまな取り組みに付随するコストとリスクを調査している。この枠組みは、この業務を監視する規制当局と最低コスト計画を検討するための有益な基盤となる。また PacifiCorp の既存の発電・送電資産に、新たな資源の選択肢を統合する解析を実施するための、確実な分析的枠組

みとなる。この分析に使われた毎時ディスパッチモデルでは、市場取引のハブおよび送電ルートと制約を検討し、資源の選択肢の経済的成果および運用上の成果が詳しく分析されている。

PacifiCorp ではまず 2003 年の IRP に風力発電を導入した (Dragoon & Milligan, 2003)。1,000 MW 規模の導入では、設備利用率 30% の風力発電所に対する 2003 年 IRP の運転予備力のコスト増分は、2.72 ドル/MW であった。インバランスコストとして推定された 3.00 ドル/MWh と合わせると、1,000 MW の連系コストは合計で約 5.50 ドル/MWh である。この分析が最初に実施されてから、インバランスコストの推定値は 2002 年時点のレートにおけるドルで 3.00 ドル/MWh のままであるが、予備力のコスト増分は、新たな市場価格に対し更新されている。最新の数値もこれと同じ方法で算出し、予備力のコストのみ変更されている。現在のところ系統の風力発電設備容量 1,000 MW に対して、2004 年ドルで 20 年に均等化した連系コストは、4.64 ドル/MWh と推定されている (PacifiCorp, 2005)。

3.11.7 テキサス州

テキサス州電力信頼性評議会 (ERCOT) は、テキサス州のほぼ全土の電力系統を単独で運用している。ERCOT では 65 GW のピーク負荷系統に風力発電を最大で 15,000 MW 導入するための研究を検討した。この研究の主眼は、風力発電の導入率の高いアンシラリーサービスに関する必要な増加分とコストを評価することだった。その研究報告によれば、風力発電に起因する必要な調整力の変化に対し 98.8 パーセントイルを用いると、上方調整と下方調整はそれぞれ 54 MW、48 MW となる。負荷追従のタイムスケールに関する詳細な研究は行われておらず、周波数応答予備力サービスの検討はなされているものの、このサービスの必要性を評価するのに必要とされる系統の信頼性調査は、この研究の対象外とされた。

興味深いことに、この研究では、最新の風力発電予測を用いた風力発電 MWh あたりの調整コストは、風力発電設備容量が 10,000 MW に近づくにつれ上昇した（最大で 0.27 ドル/MWh）が、その後低下し、15,000 MW 導入時における調整コストの実際の削減額（0.18 ドル/MWh）まで低下している。その理由としては、必要な調整力が増えたとしても、ユニットコミットメントの問題が風力発電設備容量の追加により安価な発電所を利用することで解決されるため、アンシラリーサービス市場調整の需給調整価格は低下する。したがって調整のために失われた機会コストは低下し、同様に調整価格（ドル/MW）が減少するにつれて調整コストも低下する。実際のところ、コスト増分は多少なりとも不安定なもので、予測精度に直接左右される。追加調整コストがプラスでもマイナスでも、MWh の値は小さすぎて有意な値ではない。また風力発電によって、系統の総発電原価が低下する。風力発電により回避することができるコストは風力発電 MW あたり約 55 ドルと推定されている。

第 4 章 系統増強と効率

送電網の新たな連系要件（グリッドコード）により、この系統が高いレベルで維持される信頼性を確保することができる。風力発電はいくつかの方法とタイムスケールで系統アデカシーおよび効率に影響する。コストの高さや、技術面における課題の多さという負の影響があるが、風力発電の導入率を高めることには系統およびその運用にとって明らかに便益と機会がある。

大規模な風力発電の連系により電力系統に要件が課されることになだけでなく、系統の要求に応じられるような風力発電技術を開発しなければならない。風車の電力品質の特徴を述べるための手順と、風力発電所の各種のグリッドコード設定のための系統要件を具体的に述べた IEC 61400-21 (IEC, 2001) の作成は、このような開発の一例である。IEA 風力実施協定では、これまでに実施した第 21 分科会 (Task21) により、電力系統研究のための風力発電所の有効な動的モデルを明らかにしている (Tande et al, 2004)。風力発電がもたらす、あるいは風力発電によって可能になる、系統への影響に関する各種側面を以下に説明する。

A. 電圧制御（無効電力補償）

電圧制御の主たる課題は、「負荷が最低で風力発電が最大」の状況から、「負荷が最大で風力発電がゼロ」の状況まで、あらゆる運用条件において受容可能な静的電圧レベルと電圧プロファイルを維持することである。最新型の風車はパワーエレクトロニクス技術を備えており、それによって無効電力の発生と端子電圧を一定範囲内に保っている。発電機そのもののほか、コンデンサバンクや変圧器タップ切替器が最も一般的な電圧プロファイル調整手段となる。系統あるいは風力発電所に静止形無効電力 (SVC) や STATCOM を配置することで、系統と風力発電所の両者の便益を確保する可能性が開かれる。この状況におけるもう一つの課題は、主な送電系統と地域配電系統間で無効電力を取引するための制御（あるいは制限）に関係する。

B. 電圧安定度

系統擾乱により、風力発電所で無効電力が不足する場合がある。電力系統により適切な無効電力を供給できない場合、電圧不安定や電圧崩壊を起こしかねない。可能性のある電圧安定性の制約を緩和するには、利用可能な予備力の有効電力により、無効電力を十分かつ迅速に補償する必要がある。これは有効電圧を制御する風車や、外部補償装置 (SVC や STATCOM) を利用することで可能になる。

C. 過渡安定度および動的安定度

従来の風車の保護システムは、系統の一時故障もしくは永久故障が検出された場合に常に発電機を解列し停止させる設計になっていた。風力発電の導入が進むにつれ、風車の一時的な故障に対する運転継続能力 (FRT 容量) を要件とすることで、瞬時予備力や電圧維持といった重要な系統サービス提供に寄与する取り組みがより一般的になっている。これは過渡安定度に対する性能、電力振動、系統ダンピングに重点を置いた要件である。また、風力発電の導入率が高くなるにつれ、同期発電機が直接系統に接続されるために、電力系統の慣性も低下する。その結果として、発電所の解列により周波数がより大きく、またより急速に低下することになる。

最新の風車により、有効電力と無効電力の両者を、場合によっては従来型発電所よりも迅速に制御することができる。したがって風車が系統擾乱時に有効に電力系統を支援できるような性能を実現するための研究が現在行われている。解析の結果から、新たな設備設計と適切な設備管理により、主要な発電所あるいは回線故障に対応するための系統の安定度を、風力発電を追加することで実際に改善する可能性が示唆されている (GE Energy, 2005)。

D. 送電容量と効率

風力発電が送電に及ぼす影響は、負荷に対し発電所をどこに設置するか、また風力発電と負荷消費の相関に左右される。風力発電は他の負荷や電源と同様、送電網の電力潮流に影響し、一部の潮流の方向を変えることさえ

ある。送電線の利用状況が変わることで、電力損失が発生したり便益が得られたりする。風力発電を増加させた結果、ボトルネック状況に影響が及ぶ可能性がある。風力発電所の立地条件によっては、ボトルネックを減らすことになるかもしれないが、別の場所でボトルネック状況がより頻繁に生じることになりかねない。

風力発電の連系に伴う送電容量の問題は、通常は運用時間全体のわずかな時間帯に関してのみ生じ得る。送電網への投資は、いくつかの手段により回避あるいは先送りすることができる。ひとつの解決策とし得るのは、重要な時間帯で風力発電の出力を抑制する制御システムの適用である。もしくは他の制御可能な発電所を混雑した地域内で稼働できるのであれば、調整した自動発電制御 (AGC) を利用できる可能性もある。もうひとつの選択肢は、風と送電の状況に応じて制御するデマンドサイドマネジメント (DSM) である。後の2つの手段は、エネルギーの浪費を回避することができるため、風力発電の出力抑制よりも効果的である。風力発電の導入率が非常に高い場合だけでなく、重要かつ実証されている風資源の確保のため系統拡張が必要な場合でも、風力発電の制御可能性と DSM を適用してもなお系統拡張や容量の増強が必要になる可能性がある。

E. パワーエレクトロニクス・コンバータの相互作用によるマイナスの影響

パワーエレクトロニクス・コンバータを利用した最新の風車は、従来の固定速の方式よりも高度な性能と制御性を提供する。パワーエレクトロニクスの利用が進む中、風力発電所内で不都合な制御上の相互作用が生じる可能性がある。コンバータのモジュール化原則とフィルタ設計は対処すべき重要な問題であり、発電所の設計と建設の際に分析し取り扱わなければならない。

4.1 ドイツ

4.1.1 DENA 研究

DENA 系統研究 1 では、2015～2020 年の間に発電に占める再生可能エネルギーの割合を 20%以上にするという連邦政府の目標は不可能ではない、という結果になった。しかしその前提条件として、今後の電力系統開発に関しこの研究で示された対策を実施しなければならない。

系統補強への影響：新たな回線が建設されなければ強風時に送電網のボトルネックが生じるという予測が 2007 年時点で既になされている（表 13）。これらのボトルネック状況では、系統セキュリティを維持するため、市場介入が必要になる。2015 年までに、大規模需要地に風力発電の電力を送るためには、380 kV 送電線を合計で約 850 km 敷設する必要がある。これは既存の超高压送電線の 5%に相当する。既存の送電線 390 km の補強も必要である。さらに 380 kV 設備を有効電力潮流制御のための新たな機器(例えば四象限コンバータ)、および無効電力補償(2015 年までに約 7,350 MVar) に組み込まねばならない。2015 年までに必要な送電システム拡張の総コストは、約 11 億ユーロである。

表 13 2015 年までの風力発電 36GW 連系に向けた系統増強 (DENA, 2005)

風力発電設備容量合計	36,000 MW
新たな 380 kV 回線の敷設	850 km
既存系統の強化	400 km
四象限コンバータ (各ケース 1,400 MW)	3
無効電力補償	7350 MVar

発電にますます多くの再生可能エネルギーが利用されるようになり、またエネルギー市場の自由化による開発が進んだことで、電力生産構造が変化している。また、このことが電気系統の動的安定度（電圧あるいは周波数における故障ベースの変動時の系統の性能）に影響を及ぼしている。DENA の系統研究ではこれらの影響を調査し、危機的な状況を明らかにするとともに、解決策を提案している。

系統の動的解析によれば、特定の系統故障が大規模な電圧降下と系統の危機的状況を招く可能性がある。例えばある地域で母線の 3 相短絡により 20%を越える電圧降下が生じた場合、2004 年以前に運用開始された風車を当時有効であったグリッドコードに従い系統から切り離す必要性が生じる可能性がある。このような解列が増加すれば系統の危機的状況が悪化し、電圧降下により計 3,000 MW 強の短時間電圧降下が生じる恐れがある。これは発電所の短時間故障を補償するために欧州送電協調連盟 (UCTC) によって管理されている一次制御予備力を上回る値であり、したがってドイツおよび欧州の連系系統の供給信頼度を脅かす可能性がある。これを回避するため、

2004 年以降系統に接続された発電所を対象に規制が改訂された。新たな規制では、80%以上の電圧降下が生じるまで、風力発電所を系統から切り離してはならないとされている。

しかし、2004 年以前に設置された風車には、引き続きかつての系統規制が適用されている。このため系統の動的安定度が危うくなっており、その結果、供給リスクが高くなっている。原則として、連系する系統および発電所に設置できる専門機器があるが、その設置については詳細に検討し、送電系統運用者と風力発電運用者間で合意する必要がある。そのための方策としては、

- ・ 2004 年以前に建設された古い風車に対して新たなグリッドコードの基準に合わせた技術的改変を行う。
- ・ SVC 等の電圧維持機器の設置
- ・ 既存風車の撤去を伴う風車設備更新の加速
- ・ グリッドコードのさらなる改善

DENA 研究その他の研究結果に基づき、また既存の風力発電プロジェクトによる経験から、高压系統に風力発電所を連系し運用していくためには、FRT の観点から、また電圧制御ではなく系統の電圧維持という観点から、既存のグリッドコードを改訂していくことが必要となる。E.ON Netz では 2006 年 4 月に高压系統と超高压系統のグリッドコードを適用している (<http://www.eon-netz.com>)。これは 1 つには、系統要件を風車容量により合致させるため、またひとつには、より具体的な制御規則と保護規則の導入を可能にするためである。新たな対策、および拡大的対策を実行に移すことで、風車の性能の改善と安定化を実現し、それにより擾乱後の風力発電の損失を減らすことができる (Erich et al., 2006)。

データの入力、風力発電のモデリング：2007 年、2010 年、2015 年における各地の風力エネルギー開発に関するデータを表 14 に示す。ドイツの超高压系統を 6 つの系統地域（東部、北西部、中部、南東部、西部および南西部）に分けて、各地での結果を説明する。

表 14 計画対象期間と系統接続地域毎の風車容量の結果 (MW)
(同時率 0.9 を考慮) (DENA, 2005)

	2003	2007	2010	2015
東部	4950	7970	8843	9410*
北西部	4240	4980	5250	5600**
中部	1590	2020	2160	2178
南東部	70	200	280	298
西部	1620	4052	4946	5647
南西部	193	368	436	450
計	12663	19590	21915	23583

*) 2015 年の洋上風力発電所追加：1,540 MW

**) 2015 年の洋上風力発電所追加：7,281 MW

静的研究のため、調査した各計画対象期間に関し以下の状況が調査されている。

- ・ ピーク負荷（風力発電なし）
- ・ ピーク負荷（風力発電あり）
- ・ 低負荷（風力発電なし）
- ・ 低負荷（風力発電あり）

ドイツにおける 2015 年のピーク負荷（風力発電あり・なし）ならびに低負荷（風力発電あり・なし）に関する電源、系統負荷、損失、貯蔵および電力取引の比較を示したのが図 31 である。低負荷・強風の時間帯では、負荷の 60%までを風力発電のみで賄っている。

方法：Forwschungsgemeinschaft fir Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGe.V.) 研究所が開発した系統計算ソフトウェア INTEGRAL を用いて、準静的計算を行った。本研究の一部として実施した動的計算と解析には、NETOMAC というソフトウェアを用いた。

仮定：強風シナリオにおける計算では、風車からの設備容量を最大 90%までドイツ全土の系統に同時に供給できると仮定している。

制約：解析では 380 kV 送電系統における系統拡張とその影響のみを扱っている。

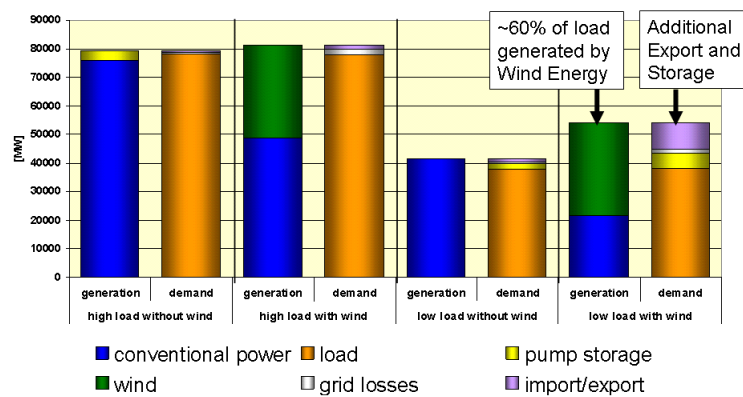


図 31 2015 年ドイツにおける発電、系統負荷、損失、不足および電力取引
(Dena Grid Study, 2005)

4.1.2 DENA 系統研究後の研究

新しいドイツ EEG2009 で扱った DENA 系統研究の特徴のひとつは、系統における風車挙動の改善である。風力発電による収入は、系統連系の技術要件の準拠、および系統故障の際の風車の性能に左右される。ドイツ連邦環境自然保護原子力安全省 (BMU) の法規制を立証するための研究が実施された(Bömer & Burges, 2008)。その目的は、法規定の技術要件を作成し、風車の追加コストを見積もることだった。また型式認証と系統計算に基づきコンプライアンス証明のための提案もなされている。

また BMU では、風力エネルギーのドイツの電力系統への連系に関する最適化の可能性を探る研究が命じられている (FGE/FGH/ISET, 2007)。数々のアプローチについて、風力発電の電力系統への連系を促進する可能性が調査されている。その目的は、各種のアプローチの効果を定量化することではなく、関連する有望な解決策を明らかにすることである。この調査は DENA 系統研究の 2020 年の風力発電シナリオに基づくものである。

- この研究では、電力需給調整に関し負の分予備力は風力発電が系統の電力需給調整に唯一寄与できるものであり、この調整はドイツの現在の市場機構と経済的枠組みの中で実行可能である。技術的には風力発電所もまた一次および二次制御電力を供給することができるが、現在の事前資格審査と入札規則には合致しない。また正の予備力は常に出力の減少が必要であり、二酸化炭素削減という観点からは不適切である。
- この研究では、系統故障の際の風車の性能について、受動的 FRT 容量を今後十分に確保できなくなると結論している。また風車は系統に無効電力を供給できなければならない。風車の追加コストの推定はなされていない。
- ドイツでは架空送電線の建設認可を得るのが困難であるため、高圧および超電圧の地下ケーブルを使う可能性が盛んに議論されている。この研究でも、さまざまな電圧階級において架空送電線の代わりにケーブルを用いることについて、電力損失を含む技術的可能性と経済的実現可能性を調査している。技術的には架空送電線の代わりにケーブルを用いることには概して障害はないが、潜在的な問題がいくつかあり、それに対処しなければならない。例えば、ケーブルおよび高圧直流 (HVDC) 系統の稼働率はケーブルの稼働率よりも低い。またケーブルと GIL はメッシュ系統で潮流分布に影響する。さらには長距離ケーブルの運用経験はほとんどない。経済面から言えば、エネルギー損失コストはケーブルよりも架空送電線の方が高いため、このコストを含めることは重要である。380 kV 接続に関しては、ケーブル建設コストは架空送電線建設コストの 3~10 倍になると推定されている。架空送電線の損失の方が高額であるため、実際の総コストは 1.1~5.3 倍になるに過ぎない。110 kV 接続では 0.6~1.4 倍になる。つまりケーブルは一般的に架空送電線よりもコストがかかるとは言えない。概して GIL と HVDC は AC ケーブルよりもコストが著しく高くなる。
- またこの研究では、架空送電線の一時的荷重と動的送電線定格の潜在性も調査している。一時的荷重とは、各月の最高気温に従い送電線定格を調整することである。ある事例では、冬期に送電線定格が最大 20% 増加すると推定されている。動的送電線定格でモデルとしているのは、気温や風速と

いった複数のパラメータをオンラインで測定する、オンライン送電容量である。E.ON による実証プロジェクトでは、最大 50%の増加が達成可能とされている。

Lange and Focken (2008) は、同時にドイツの風力発電の総発電電力量に基づき、ドイツ北部から西部までの気温と風速の依存関係に起因する 5 つの架空送電線の送電容量の増加を研究している。彼らはドイツの風力発電出力が設備容量の約 75%強である場合、平均的な輸送容量が 40~90%上昇すると結論した。99%の場合では、この上昇は全ての回線で 15%以上であったが、一部の極端に好ましくない事例は例外で、この場合上昇は 5%にとどまった。

4.2 英国

風力発電所の設置場所は、従来型電源と同様に送電に大きく影響する。歴史的には、英国の送電コストは主として北部に立地する火力発電事業者が南部の需要を満たすために北から南へと送電するための送電コストが大部分を占めていた。既存の従来型発電所の多くが廃炉となつてはいるが、スコットランドとイングランド北西部および北東部ならびに北ウェールズ海岸に風資源が豊富に存在するため、この潮流のタイプにも耐えられるシナリオを予測することができ、それにより送電の増強および損失レベルに対する要求も増している。

あるいは、陸上風力発電をグレートブリテン島全土で開発し、イングランドとウェールズ沿岸の洋上風資源を含めるのであれば、送電の増強コストははるかに少なくなる。さらには、従来型電源の新設場所と廃炉する発電所の場所もまた、今後の送電容量の需要に大きく影響することになる。

英国各地における風力発電所の連系が、送電増強コストに及ぼす影響が考慮されている (Strbac et al., 2007)。その中で従来型発電所の新設および既存の電源の廃炉の影響が調べられている。このコストは、風力発電 26 GW の場合、発電容量 kW あたり 65~125 ポンドであり、風力発電 8 GW の場合、35~77 ポンド/kWh であった。低い方の値は分散型の風力発電連系シナリオの値であり、イングランドとウェールズ沖合の洋上発電所の割合が非常に大きい。一方高い方の値はスコットランドとイングランド西部に風力発電所が多いシナリオの値である。既存の従来型電源をスコットランドと北部地域で引き続き使用する場合、コストはさらに高くなる。100 ポンド/kW という値は、送電インフラのコストを表す値として使われている。風力発電 26 GW に関しては、これは必要な資本投資が 26 億ポンドであることを暗示しているが、(Illex & Strbac, 2002) の研究におけるコストの幅を考えると、この投資額は、立地条件によっては 17~33 億ポンドとなる。

遠隔地に分散する風力発電機を基幹送電網に連系するコストは高額になる場合もある。例えばスコットランドの Western Isles から再生可能資源を連系するコスト、あるいは洋上風力発電所を送電系統に連系するコストは、高額になる可能性がある。風力発電の連系コストは平均で 40~70 ポンド/kW と推定され、これはサイトの多様性と規模の経済に対するさまざまな見方を反映しており、50 ポンド/kW が代表値として用いられている。風力発電の 60%が送電系統に直接連系されていると仮定すると、連系に必要な資本投資は 6 億~10 億ポンドになる。

4.1 系統安定度への影響

風力発電所が系統の運用と安定度に及ぼす影響に関しては、数多くの推測がなされている。固定速誘導発電機 (FSIG) をベースとした風力発電所の過渡安定度は乏しいが、系統ダンピング (減衰性) を著しく向上させる。同期発電機には出力の変化が回転子角の変化に非常に密接的に関係するという運転特性がある。したがってダンピングは風速変動と一致したトルク (あるいは電力) の変動によって決定されるため、系統に連系された発電機の固有応答は振動性である。一方、誘導機にはトルクの変化が風速の変化に直接関係するという運転特性を持つ。したがって振動性の系統条件下で誘導発電機を用いると、発生するトルク変動の大部分は風速変動と一致する。その結果、振動性の状況では、同期発電機にかかる出力変動はほとんどが減衰性である。したがって、系統に FSIG を導入することで系統ダンピングが改善される。二重給電誘導発電機 (DFIG) が減衰に及ぼす影響は FSIG よりも小さい場合が多いが、結果としては系統ダンピングが著しく改善し、また動的安定度のマージンも得られることが明らかになっている。

4.2 風力発電所の FRT 容量の値

英国 DG&SEE センターは、故障耐性を持つためのさまざまな容量の風力発電を導入するために必要となる系統

コストの追加規模を推定する研究を行っている (Strbac & Bopp, 2007)。FRT 容量が十分でない風力発電を導入する場合のコストは、(i) 追加の周波数応答コスト（主として従来型発電所を低効率で運転するための燃料コスト）および、(ii) 風力発電の出力を抑制する代わりに従来型電源を導入する場合に発生する追加の燃料コスト（系統運用の実行可能性を維持するため必要になる場合がある）である。さらに、部分負荷の発電機の数を増やして運転し、風力発電の一部を出力抑制しなければならないと、これもまた推定されているように、二酸化炭素排出量が増えることになる。

全体的には、この研究結果から、比較的低安定度の低い風力発電を大量に設置した場合、英国の場合は系統のコストが著しく増加することになる。こうした追加コストは、FRT 容量を提供するのに必要になると予想される技術的コストよりも著しく高くなる可能性がある。実施した研究の結果からわかるように、大規模な風力発電所に著しい FRT 容量を求めることは、経済効率が良いと言える。

4.3 オランダ

4.3.1 系統の補強、6,000 MW 連系 その 1

2003 年、オランダ経済省は、6,000 MW の洋上風力電源がオランダの電力系統に及ぼす影響の研究に着手した。2005 年の高圧系統のピーク負荷は 15.2 GW である。6,000 MW 風力発電の最適立地条件をコスト分析に基づいて決定し、電力を陸上変電所へ送る選択肢が研究された。

この研究の第 2 期では、オランダの 150/380 kV 系統の重要性が負荷潮流解析によって明らかにされている (Jansen & de Groot, 2003)。

結果：図 32 は、風力発電の追加によって生じるボトルネックを示している。新設や増強した高圧系統への連系で問題を緩和できることが示唆されている。また電圧制御装置が必要とされる。投資コストは約 3.1 億ユーロと推定された。新規もしくは増強した系統への連系のうち、30%を架空送電線ではなくケーブルにしない場合は、総コストが約 9.7 億ユーロになる。

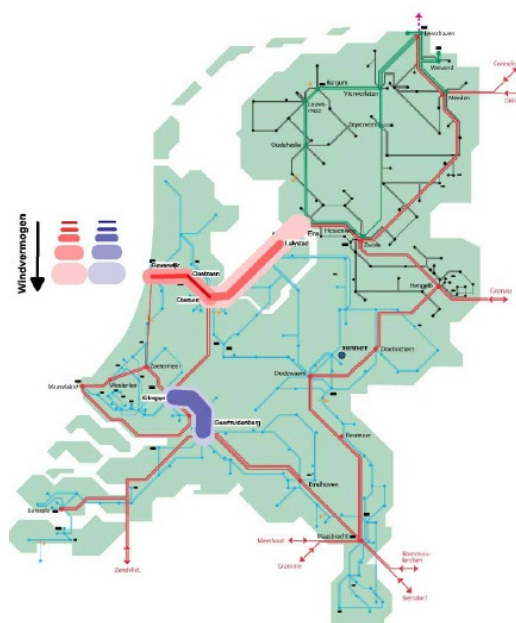


図 32 オランダの送電系統における洋上風力発電に起因するボトルネック

データの入力、風力発電のモデリング：風力発電モデルは用いていない。風力発電の出力変化の上限は公称出力である。

方法：150/380 kV 系統に洋上風力発電 6,000 MW が及ぼす影響が負荷潮流解析によって明らかになっている。連

系地点は Beverwijk と Maasvlakte である。

4.3.2 洋上電力インフラ、6,000 MW 連系 II

2005 年、オランダ経済省は第 2 期「6,000 MW 連系 II」を委託した。この研究では風力発電の設置シナリオ、事前設計および洋上系統のコスト、ならびに環境・法制・政策の各側面を調査した。ここでは洋上電力インフラについて概説する (Eleveld et al., 2005)。

方法：この研究は、「6,000 MW 連系」研究の 3 つの選択肢 (AC150 kV、AC380 kV、従来型 HVDC) をさらに発展させたものである。AC150 kV に関しては、前回と違うケースが調査されている。すなわち風力発電所の個別の連系である。380 kV に関しては円弧状と環状という 2 ケースが調査されている。HVDC のケースも同じく環状である。これらの選択肢の主要な技術的特徴、特に陸揚げに関する側面が明らかにされている。各選択肢の投資コストを決定し、各種の経済的シナリオを比較した。

結果：表 15 は割引率 7% および 4 つの開発シナリオの投資額の正味現在価値 (10 億ユーロ) である。これらのシナリオでは、全設備容量達成までの時間が異なっている。

表 15 割引率 7% の投資正味現在価値 (10 億ユーロ)
シナリオ 1 では、総容量 6,000 MW に到達するのは 2020 年だが、シナリオ 2 では 2030 年である。

	シナリオ 1	シナリオ 2
AC150 kVAC	0.96	0.77
AC380 kVAC スター型	1.01	0.80
AC380 kVAC 環状	1.55	1.19
他励 HVDC	1.80	1.43

4.4 ポルトガル

4.4.1 送電系統開発研究

風力発電の導入率を高くするという目標を達成するには、主として次の 2 つの理由により系統開発が必要である。ひとつは強風の可能性のある地域に風力発電を集合させるべく系統を拡張すること、もうひとつは国内のいくつかの地域で電源を追加で増設することである。2001 年に「2010 年再生可能エネルギーの送電系統開発計画」が実施され、その結果に基づき「送電系統計画」が作成されている。系統運用者 REN は、この計画を 2 年毎に調整当局に提出しなければならない。2001 年の当初の計画は、IST (Instituto Superior Tecnico) 電子情報工学科の Centro de Energia Electrica と REN が作成した。

結果：既存の 220 kV および 150 kV 回線の数的大幅を増やし、系統の無効電力補償を増加させ、2 つの変電所に位相シフト変圧器を導入するため、400 kV、220 kV、150 kV 送電線と変電所からなる新たな送電系統を建設する必要がある。4,000 MW レベルの風力発電を送電系統に連系するコストについて、2005～2010 年に再生可能エネルギー (主としてウィンドファーム) に直接帰せられる投資総額は、2 億ユーロになる見込みである。これは、

- ・ 再生可能エネルギーのための系統容量の創出に直接関係する種々の系統構成要素 (送電線、変電所等) のコストの合計。この計画における系統構成要素の大部分が、系統の他の目的にも資するというものを考慮する必要がある。関係する全ての系統構成要素のコストを単純に加算すれば、総額はほぼ倍になる (4 億ユーロ)。
- ・ ウィンドファームの主変電所や送電系統連系点へ接続する送電線は考慮していない。これは開発事業者が建設しコストを負担することになっている。

方法：「標準的な」系統開発研究で使われるのと同じ、ジューメンス/PTI の PSS/E モデルを用いた系統の通常の交流定常解析を用いた。

仮定：風力発電の 3 つの導入率が設定されている。すなわち 80%、30% (系統に予想される損失計算にも使われる平均水準) および 10% である。他の電源の構成要素に関しては、以下の通常の計画シナリオを考慮した。すなわち (1) 水力発電が高い (火力発電が低い) ケースおよび乾期 (水力発電が低く火力発電が高い) ケース、(2) 需

給バランスが調整され、電力取引が活発なケース、(3) 輸入もしくは輸出量が極端に多いケース、(4) 負荷がピーク時、最小時、中負荷時のケース、における負荷解析の各シナリオである。また、一部の既存の送電線定格を増強し、位相シフト変圧器といった FACTS 機器の寄与を考慮することができると仮定した。

制約：第 1 期研究が終了した時点では、将来の風力発電所の具体的なサイトや建設スピードは明らかになっておらず、系統運用者 REN はサイトおよび風力発電の潜在性に関し過去の研究に頼らざるを得なかった。REN はこれら 2 つの領域において生じ得る異なる結果に対応するための解決策を計画する際に、柔軟性の項目をいくつか導入する必要がある。

4.4.2 ポルトガルの系統の電力系統の過渡安定度

風力発電が 2010 年までにポルトガルの送電系統の過渡安定性に及ぼす影響が 2004 年に REN によって調査されている。また IST (Instituto Superior Tecnico) の Centro de Energia Electrica との協力により、解列なしでの系統短絡故障により生じた電圧ディップ耐性を持つための風力発電機の新たな要件を規定する必要性が調査された。

結果：系統の少数の特定の母線故障に関しては、風力発電機が現在行っている電圧保護のままであれば、イベリア半島の一部で脱調が生じる可能性がある。設置された風力発電割合が高い場合、FRT 容量を確保するため制御装置を導入することで、風力発電の解列が著しく減る結果となる。

ポルトガルにおける風力発電の喪失は、スペインとフランスの連系線に影響することに注意が必要である。この連系線は、通常はフランスからスペインへの電力取引のために運用されている。

データの入力、モデリング：イベリア半島とフランスの詳細な系統平衡を用いた PSS/E 動的解析データが用いられている。各風力発電機の解析に関しては特別な配慮がなされている。

方法：以下の仮定に基づく通常の過渡解析が用いられている。

仮定：3 相故障は遮断器の故障保護および遠方故障保護の第 2 段階の際に「通常」除去時間内の通常の 3 相故障と同様に除去される。

制約：風力発電機のモデルは一般のものであるが最新のモデルではない。風力発電の導入率 (26,000 MW) は、後に設定された国内目標値よりも低くなっている。

4.5 イベリア半島の送電系統の安定度

スペインの系統運用者 Red Electrica de Espana による研究「Produccion Eolica Tecnicamente Admissible en el Sistema Electrico Peninsular Iberico-Horizonte 2011」がポルトガルの系統運用者 REN (Rede Electrica Nacional) 社の参加を得て行われ、2006 年に完了している。この研究結果に基づき安定度の観点から風力発電の導入率の限度を確定するため、イベリア送電網の過渡解析が実施されている。

結果：研究結果によれば、設置された風車の FRT 容量 75% が達成されるとすれば、スペインの風力発電を 20 GW に、ポルトガルの風力発電を 5 GW にすることが可能である。FRT 容量 100% が可能であれば、過渡安定度の理由による制限はないことが立証されている。

データ入力およびモデリング：イベリア半島とフランスの詳細な系統および「その他の UCTE 系統」等価モデルによる PSS/E 動的解析データが用いられている。風車のモデリングには特別の注意が払われ、製造事業者からモデルが獲られている。また、大部分のケースは不開示の合意に基づいている。

方法：送電網母線 3 相故障に対し、イベリア半島の電力系統の過渡解析が実施されている。スペインのケースでは、この故障模擬は保護継電器の運用に基づいている (REE, 1995)。冬期のピーク需要シナリオと、夏期の最小需要時が検討されている。

仮定：3 相故障は遮断器の故障保護、遠方故障保護の第 2 段階の際に「通常」除去時間内の通常の 3 相故障と同様に除去される。スペインで運用されている全てのウィンドファームについては、かご形誘導発電機、巻線形誘導発電機、フルパワーコンバータを有する同期発電機、さらには二重給電誘導発電機など、各方式を区別して考慮し、将来の風力発電所が追加されている。将来の風力発電所には、電圧ディップ耐性を持ち、スペインのグリッドコードに準拠した風車モデルが用いられている。解析シナリオでは、フランスとスペインを結ぶ 400 kV 回線の新設により、両国間の連系線容量を現在の最大 1.5 GW から 4 GW まで増やすことが検討されている。

制約：この新たなフランス-スペイン連系線の増強は、環境認可および行政認可がまだ得られていない。上記の結果では、既存の風車の部分的改良により FRT 容量を達成できることが仮定されている。イベリア半島では 12

GW 強の風力発電が既に設置され、その多くが「旧式の」技術だということを考えると、これは容易なことではない。

4.6 スペイン

4.6.1 電力系統の一時的安定度と系統の強化

イベリア半島の系統で扱うことのできる風力発電の最大容量を決定するために（前節参照）、スペインおよびポルトガルの系統運用者 REE および REN によってさまざまな研究が行われた（REE/REN 2005, Rodríguez-Bobada et al., 2006）。

この研究では、フランスとの間に直流 400 kV 連系線を将来敷設する重要性が強調されている。スペインの事例では、風力発電の開発により新たな連系と運用規則が課され、風力発電所が（風力発電所から変電所までの）接続と増強のコストを負担することになった。その一方で、これにより連系要件、保護装置、遠隔計測制御、出力抑制の解決、あるいは風力発電所の集合化などが強化されることになった。

送電網は明らかに増強が必要であり、22 億ユーロという投資額は再生可能エネルギーに帰因する金額というだけでなく、REE により 2006～2010 年度の投資額として見積もられた値である。風力発電による投資という観点からすれば、系統の増強と新たな回線の新設が風力発電所と他の利用者のために求められているため（電力需要の上昇率は近年高くなっている）、スペインの事例に関してはこの数字を達成することは困難である。

4.6.2 風力発電所の LVRT 容量

近年承認された REE グリッドコードでは、送電網との相互連系点において電圧ディップが発生した場合、ウィンドファームはトリップせずに系統を支援しなければならない。（Gómez-Lazaro et al., 2007a）では、REE グリッドコードについて詳しく言及されており、スペインのグリッドコード（運用手順 12.3）で課された各種の値の妥当性を示している。

電圧ディップに対するウィンドファームの応答を測定し評価する手順は、電力系統運用手順 12.3 では「電圧ディップに際して風力発電所の応答を測定し評価する手順」において規定されることになる。この手順は、一般的な検証プロセスあるいは特定の検証プロセスを用いて達成することができる。一般的な検証プロセスでは、ウィンドファームが解列しないことを検証し、運用手順 12.3 で定めた要件を以下の動作により実現することになる。

- ・ 風車や FACTS 機器の実地試験による電圧ディップの際の応答の測定。
- ・ 風車や FACTS 機器の解析および検証。解析結果と測定値との比較。
- ・ ウィンドファームの解析。ウィンドファームのモデルには、風力発電の電力設備（ケーブルや変圧器）と共に認証された風車モデルが含まれる。ウィンドファーム外部の電力系統は、プログラミング可能な理想電圧源とする。この電源により、3 相電圧ディップと相間電圧ディップという、2 種類の二乗平均電圧プロファイルが得ることができる。スペインのグリッドコードによって課された有効・無効電力要件を満足し、ウィンドファーム内にトリップする風車がひとつもない場合に、ウィンドファームモデルの評価と遵守証明を得ることができる。

風車およびウィンドファームのモデルはプロセス全体で重要な役割を果たすことは明らかである。この手順が課す要件によって、風車とウィンドファームの完全なモデルを作成しなければならない（Gómez-Lazaro et al. 2007b）。

4.7 デンマーク

2025 年までにデンマークにおけるエネルギー消費の 50%を風力発電で賄うようにするために（Danish Energy Authority, 2007）デンマークで必要とされる系統増強コストに関する報告書が 2 つ報告されている。すなわち EA Energinanalyse A/S, 2007 と Electricity Infrastructure Committee, 2008 である。

2008 年 4 月、デンマークの系統運用者 Energinet.dk を含む電力インフラ委員会が発表した報告書によれば、今後デンマークでケーブルを用いるか架空送電線を用いるかによって必要となる系統投資コスト大きな幅がある（Electricity Infrastructure Committee, 2008）。この報告書では、各電圧階級のケーブル敷設に関する 6 つの原則を定めている。2030 年までに風力発電 3.5 GW を新たにデンマークの電力系統に連系することになっており、それによ

り風力発電の設備容量が合計で 6.5 GW となる。

この 6 つ原則による拡張コストは、風力発電 3.5 GW 追加により 107～1,920 ユーロ/kW までと幅があるが、このコストが全て風力発電に割当てられるわけではない。2008 年 11 月、デンマーク政府が「原則 C」を選択することにより風力発電 3.5 GW 追加によりコストは 675 ユーロ/kW となり、このうち約 40%が風力発電に割当てられる。したがってデンマークにおける風力発電による系統拡張コストは、2030 年までに風力発電の設備容量約 270 ユーロ/kW になると推定される。

(EA Energinanalyse A/S, 2007) の送電網増強分析に関しては以下ようになる。

入力データ：2025 年の陸上の風力発電の設備容量は 3,500 MW となり、2008 年と比較して 700 MW 増加することになる。洋上風力発電の容量は 2,250 MW 増加する。洋上ウィンドファームの建設位置が推定されている。

結果：風力発電により発電された電力を陸上に輸送するためのコスト(変電所および AC/DC コンバータを含む)は、9.25 億ユーロ、すなわち洋上風力発電 MW あたり 41 万ユーロとなる ((EA Energinanalyse A/S, 2007)の表 18 参照)。必要とされる陸上送電線の補強の追加により、1.425 億ユーロ(洋上風力発電 MW あたり 63,000 ユーロ)のコストが発生する。この場合、他の理由によりデンマーク西部とノルウェーとの間にもう 1 回線ケーブル(Skagerrak 4)を追加することが想定されている ((EA Energinanalyse A/S, 2007) の表 19 参照)。Skagerrak 4 が設置されない場合、送電網の補強コストは 2.634 億ユーロに増加する(洋上風力発電 MW あたり 117,000 ユーロ)。2007 年から 2025 年までに陸上風力発電を 700 MW 増やすには、ある地域の分散系統補強が必要になるかもしれないが、送電系統の補強なしでも可能であると見込まれている。

方法：この分析は送電網の解析ではなく専門家の判断に基づくものである。これにより、洋上風力発電所と陸上送電網の連系の種類(交流または直流)に関する仮定、およびケーブル、変圧器、コンバータに関するコストの見積りと組み合わせてコストを見積ることができる。

仮定：全ての陸上送電網の強化はケーブルで行わねばならない、すなわち架空送電線の使用を避けなければならないことが仮定されている。コストの見積りは必然的にケーブルに関するコストの見積りに左右される。

4.8 ノルウェー

報告：(Korpås et al., 2006.) によると、送電容量が限られている地域に風力発電を計画する際に、保守的な仮定によって可能な風力設置に関し不必要に厳しい制限を課される場合がある。自動発電制御 (AGC) と電力系統の協調制御により、風力発電の設備容量を増大させることが可能である。風力発電が電力系統に及ぼす影響を評価する際には、風力の確率論的で分散的な性質を考慮しなければならない。今回の研究は、またこれまでの研究においても、スカンジナビア地域で風力発電が最大になる季節は通常消費量が多い冬期であることが立証されており、これは既存の送電容量の活用にプラスに影響する。さらにこの研究では、地理的に分散した風力発電所の出力の平滑化効果により、1 つの大規模風力発電所を設置した場合と比較して制約された送電網による風力発電の出力抑制が大幅に減ることが明らかとなった。

公表された具体的な事例研究では、地域の電力系統の送電容量は 420 MW であると仮定されている (図 33)。水力発電 380 MW が既設され、最低 75 MW がその地域に設置されている場合、最も保守的な方法でも風力発電の総設備容量は 115 MW となる。

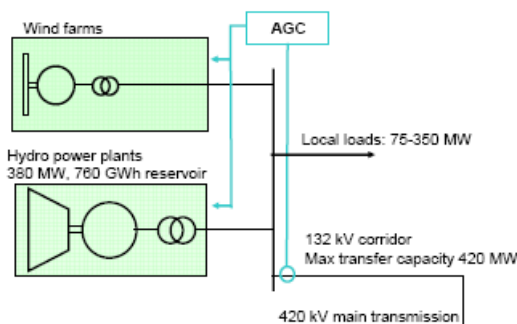


図 33 事例研究の電力系統の概要

地域の系統は複数の 132 kV 送電線経路から 420 kV の国内系統に連系されている。自動発電制御は送電を最大輸出容量 420 MW 未満に保つために考慮している。

方法：地域の電力系統解析モデルは MATLAB で実行されている。地域の電力系統解析を実行するため、以下のタイムスケールの異なるパラメータに関して時間分解能が 1 時間の時系列解析が 30 年間分実行された。

- ・ 3 つの風力発電所からの（混雑のない）規格化された風力発電出力
- ・ 消費電力量
- ・ 貯蔵可能な流入量
- ・ 貯蔵不可能な流入量
- ・ 計画的な水力発電
- ・ 市場電力価格

風力発電所の各サイトの風力発電の時系列を構築するため、週毎の分解能を有する 1 年の時系列風速データを組み合わせ、一般的な 30 年の時系列風速データが作成されている。まず、週毎の時系列風速データが 30 年平均で 10.5 m/s となるように模擬される。次に 1 年分の時系列が規格化され、週平均風速に 8,760 時間×30 年をかけ、典型的な風車出力曲線を用いて電力に変換される。毎時風力発電の合計は、単純に 3 つの風力発電所の出力を合計して算出されている。

他の時系列は EMPS モデル（多地域電力市場シミュレータ）を用いて作成されている。このモデルは、ノルウェーの SINTEF Energy Research が水力発電計画と市場価格予測のために開発し市場化したものである。このモデルは複雑な確率論的最適化モデルであり、水力発電所への流入の確率論的表示と数多くの物理的制約を考慮しつつ、ある地域における水力発電資源の最適な運用を模擬したものである。電力消費は気温に左右されるようモデリングされているため、年によって違いが生じている。消費電力量の長期的増加は考慮されていない。北欧の電力系統の EMPS 解析は水力発電計画および電力市場価格の根拠を提供するために用いられており、これまでは関心のある地域では風力発電なしで用いられてきたものである。

EMPS は風力発電が地理的に分散されている北欧の電力系統の解析に利用することができ、特に電力市場における風力発電の価値を評価し、大規模な風力発電が連系された場合の最適な長期的水力発電計画への影響を明らかにすることができる。一方、今回のケースでは、EMPS モデルの時間分解能は 1 週間毎と低く、送電が著しく制約されている地域では、風力発電と水力発電の協調のための明示的な制御戦略の柔軟性が限られているため、EMPS の利用は必ずしも充分適切ではない。

EMPS からの出力の時間分解能は 1 週間毎であるため、消費、流入、水力発電の出力および価格の毎時変化を合成して算出する必要がある。毎時の消費電力と水力発電の出力は、ノルウェーの電力系統で計測された週平均値と代表的な日変動カーブの積として作成されている。他のパラメータ（貯蔵可能な流入量、貯蔵不可能な流入量、価格）の時毎の値は単純に週毎の値を外挿して作成されている。

結果：この研究結果から、調査された特定の系統では、風力発電所と水力発電所を協調運用することで、混雑のない理想的なケースと比較して、売電収入を著しく減らすことなく風力発電で最大 600 MW を発電できることが明らかとなった（図 34）。このことは、貯水池が比較的小規模で流入した水の大部分が貯蔵できない電力系統（貯蔵可能な流入量は全体の 37%）でも実現可能なことが強調されている。地域の水力発電所が風力発電に影響されない電源計画に従う場合でも、年間風速と流入量により風力発電の出力抑制による収入減は 1~5%と低い水準となる。

電力系統を協調をすることにより、風力発電の比率を画期的に増大させる余地が生じる。電力系統の柔軟性と風力発電の確率論的で分散的性質を考慮することは不可欠であり、ここに示した方法を用いることでそれが容易になる。またこの方法は、送電容量が限られている地域で風力発電所を電力系統に連系させるための合理的な方策でもある。

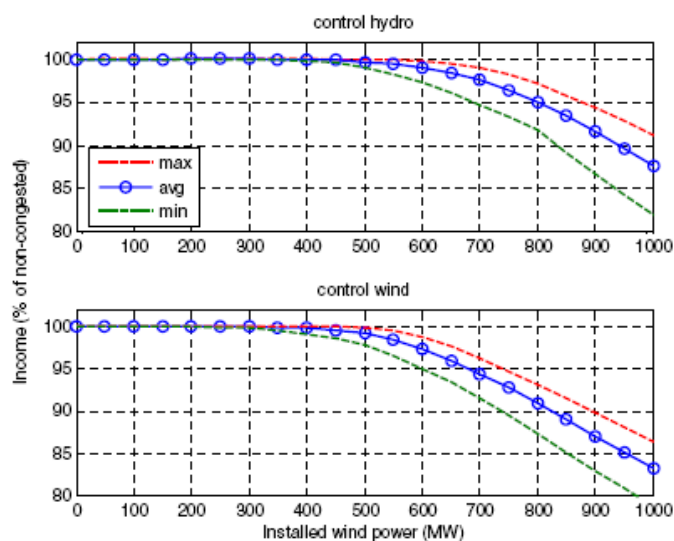


図 34 混雑のないケースと比較した場合の電力市場への売電による年間収入（風力＋水力）

4.9 スウェーデン

Julija Matevosyan による博士論文 “Wind power integration in power system with transmission bottlenecks”, 2006 では、風力発電の出力抑制を制限するための送電線拡張の価値についての経済的評価が検証されている (Matevosyan, J. 2006.)。

結果：系統を拡張しない場合のスウェーデン北部における各種の風力発電設置による漏出結果を表 16 に示す。

表 16 系統に対する投資がない場合のスウェーデン北部で見込まれる風力発電の出力抑制

風力発電設備容量 (MW)	送電制限の超過 (時間)	出力抑制% (離散確率論的方法) %	出力抑制% (直接的方法)
1,000	94	1.9	0.8
2,000	453	5	3.4
3,000	750	10.1	7.4
4,000	1019	16.7	12.4

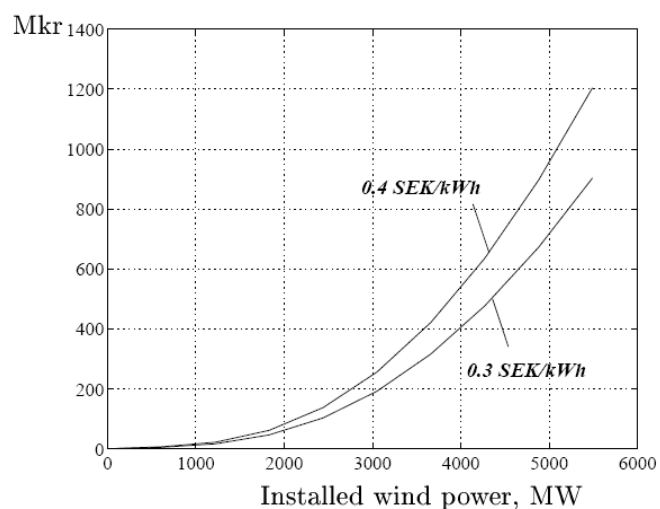


図 35 2つの価格水準に対する風力発電設備容量の関数としての出力抑制コスト

風力発電 4,000 MW の場合、風力発電の発電電力量の 15.4% が出力抑制され、出力抑制コストが 0.4 クローネ/kWh とすると年間コストは約 5.4 億クローネとなる（図 35）。3,200 MW の場合は年間 3 億クローネになる。したがって、新たに 800 MW の送電線を敷設することで、出力抑制コストは年間 5.4 億から 3 億クローネに減少する。必要とされる 800 MW の送電線のコストはこのケースの場合、年間 4 億クローネである。したがってこの場合、風力発電の出力抑制を避けるためだけに、新たな送電線を建設することは妥当ではない。但し、必要とされる利率 10% が送電線への投資に使われており、これは比較的高いことが指摘できる。

入力データ、モデリング：送電線コストのデータ、現在実際に使われている送電経路、送電線への投資利率、可能な風力発電の持続曲線、風力発電の出力抑制コスト

方法：持続曲線と利用可能な時系列に基づく単純化した計算

仮定：スウェーデン北部では、風力発電による余分な電力を貯蔵するために地域の揚水式水力発電を（あるいは他のいかなる地域の風力発電も）用いていない。この点を考慮すると（この論文でそうしているように）、追加する送電の価値はさらに低くなる。

想定：これは特定の地域に特化した研究であり、7,000 MW 容量の大規模回線の拡張を考慮している。

4.10 アイルランド

アイルランドでは 5 年前から送電レベル (EirGrid Grid Code, 2008) および配電レベル (Distribution Grid Code, 2007) の両方で風力発電のグリッドコード開発に向けた大規模な取り組みを行ってきている。これらのコードは詳細な動的モデルを要求しており、アイルランドはこのような開発の最前線に立っている。これについては (Coughlan et al., 2008) に報告されている。近年では、アイルランドの系統運用者 EirGrid がアイルランド送電系統 2,000 km 強の更新と機能改善、ならびに新規送電線 1,000 km 強の敷設を含めた包括的な性能改善の必要性を具体的に述べた報告書の作成に取り掛かっている。これらの数値は、以下に概括するアイルランド全島系統研究 (All Island Grid Study, 2008) の送電線に関する調査結果とほぼ一致している。

結果：送電網に関するアイルランド全島系統研究の結果によれば、再生可能エネルギー電源 2.25 GW（うち 2 GW が風力発電）を含むポートフォリオ 1 に関しては、適節な容量の高圧送電線が必要である。風力発電の導入率が高い場合、大規模な送電線の増強が必要になる（図 17）。ポートフォリオ 5 に関しては（風力発電 6 GW を含む再生可能エネルギー電源 6.6 GW）、計 10 億ユーロを上回る送電への資本投資が必要になる。この場合の投資総額は、設置した再生可能エネルギー電源 kW あたり 154 ユーロになる。

ポートフォリオ 1 を上回る再生可能エネルギー電源 4.3 GW の連系に必要な送電への追加的投資は、再生可能エネルギー電源 kW あたり 212 ユーロになる。年間コストに換算すると、最大の風力発電容量を持つポートフォリオにおいてさえも追加される電力コストは 1~2% 程度である。唯一最大の問題は、送電に関し住民の理解を得ることである。無効電力の重要な問題が明らかにされており、これについてさらに詳しく検討する必要があるだろう。

表 17 アイルランド全島系統研究の送電コストの結果。

2,254 MW から 6,560 MW までの追加コストは、合計で kW あたり 212 ユーロである。

設置された再生可能電源 (MW)	送電への投資総額 (ユーロ)	設置 kW あたり送電投資コスト (ユーロ)	追加的送電投資コスト (ユーロ)	設置追加 kW あたりの追加的送電投資コスト (ユーロ)
2254	0.92 億	41	—	—
4254	6.68 億	157	5.76 億	288
6560	10.07 億	154	3.39 億	147

入力データ、モデリング：アイルランド全島系統研究の送電モデルは、系統運用者 EirGrid および北アイルランドの系統運用者によって提供されたものである。

方法：直流系統の潮流を含めた解析の第一歩である包括的モデリング手法が利用されている。多数の事例を用いて、純粋に決定論的な計画策定アプローチが試行錯誤されており、さらに全ての交流系統の解析が行われている。またこの方法は、再生可能エネルギー電源（主として風力発電）の増加によってのみ促される送電網の性能改善を明らかにしようとしたものである。

仮定：詳細な動的解析や短絡故障解析は行われていない。

制約：この研究は完全な計画に基づくものではなく、高水準の評価であり、保守管理等の問題は考慮していない。

4.11 フィンランド

Jarno Lamponen の修士論文 (2008) では、フィンランドにおける風力発電の2つのシナリオに必要とされる電力系統の補強が評価され、これは2008年のEWEC論文 (Lamponen et al., 2008) として報告されている。2,000 MW および 7,320 MW はそれぞれフィンランドの総需要の約5%および20%に相当する。

結果：このコストはまずフィンランドの既存の系統増強に必要とされる補強のための総コストとして計算されている。次に、風力発電以外の理由でそれまで計画されていなかった補強コストのみが考慮された (図 36)。この価格には、系統増強のコストのみが含まれている。

風力発電シナリオ	総コスト	MW あたり総コスト
7,320MW	3 億 9,400 万ユーロ	54,000 €
2,000MW	1 億 4,900 万ユーロ	74,000 ユーロ

風力発電設置による追加的系統補強コスト		
風力発電シナリオ	コスト	MW あたりコスト
7,320MW	2 億 5,300 万ユーロ	35,000 ユーロ
2,000MW	800 万ユーロ	4,000 €

図 36 フィンランドにおける風力発電 2,000 MW と 7,320 MW に
必要になると推定される系統補強コスト。

低い方のコストの計算では、既に計画された系統補強のコストを無視している。
これらのコストは、系統が概して本研究で推定したように開発されていない場合は有効ではない。

入力データ、モデリング：系統運用者 Fingrid より提供されたスカンジナビア電力系統モデル。

方法：ウィンドファームは既存の変電所に連系されている。健全な系統あるいは N-1 故障後に過負荷あるいは電圧低下が生じた場合の PSS/E 解析において、新たに 110 kV あるいは 400 kV 線を追加した場合の解析が行われている。風車に関しては、PSS/E 風力発電パッケージから DFIG モデルを使用した。

仮定：送電系統は本研究の目的に従い設計され、系統運用者 Fingrid が策定した計画と一致していない点もあることを強調しておかねばならない。これらのコストは、一般に系統の開発が本研究で評価したものと異なっている場合は有効ではない。

制約：この結果は包括的研究に基づくものではない。これは単なる修士論文であるため、選択肢の計算は行っておらず、動的影響に関し限定的に分析しているに過ぎない。系統の補強コストは本質的に既存の系統によって決まる。このコストは時間によって異なり、発電事業者が連系するタイミングに左右される。いくつかの送電線を敷設した後で、新たな補強の必要性が生じる前に、複数の発電事業者が連系する場合がある。特定の時間の例の後では、新たな送電線や変電所といったものが必要になる。したがって別のタイミングで連系された同じ風力発電所では、全く別の系統補強コストが生じる可能性がある。この研究では、系統は通常と同じ方法で計画されおらず、各種の選択肢を比較している。本修士論文で用いている系統の投資計画はひとつだけである。したがってこれらの数値を、ひとつのタイミングに生じ得る一事例として扱う以外の目的に使うべきではない。

4.12 米国

20 MW 以上のプロジェクトにおける風車の系統連系に対処するための米国のグリッドコードが 2005 年 12 月に発表された FERC 指令 661-A で述べられている。この指令の主要条項には、LVRT、無効電力および SCADA の要件について述べられている。LVRT に関しては、9 サイクルまでの通常の故障除去時間の 3 相故障が発生した場合、および 2008 年より前に使用されていた発電所の昇圧変圧器高圧側で 15 p.u. より低い電圧ディップの際に事故除去が遅延し単相地絡故障が生じた場合でも、発電機を連系しておく必要がある。この電圧ディップ要件は 2008 年に 0.0 p.u. に拡大された。無効電力要件に関しては、セキュリティと信頼度確保のために必要とされる場合、風力発電所では動的電圧維持を含め力率 ± 0.95 を供給できなければならない。SCADA に関しては、風力発電所は系統

運用者との間で合意された必要な情報を提供しなければならない。この情報に、電力パラメータと気象データの両方が含まれる場合もある。

4.12.1 安定度の研究 — ニューヨークとカリフォルニア

風力発電がシステムの動的パフォーマンスに及ぼす影響を図 37 に示す (GE Energy, 2005)。この解析は通常、ニューヨーク州における 345 kV の重要な母線に関する 3 相故障を除去するためのものである。この解析では 10% の導入率で二重給電誘導機による風力発電 (33,000 MW システムに 3,300 MW) を仮定している。GE PSLF 計画を用いた解析の結果に見られるように、風力発電所が存在する場合、存在しない場合よりも電圧が故障後により迅速に回復し、減衰レベルも高くなる。また送電線の潮流はオーバーシュートが少なく、減衰レベルも高くなる。

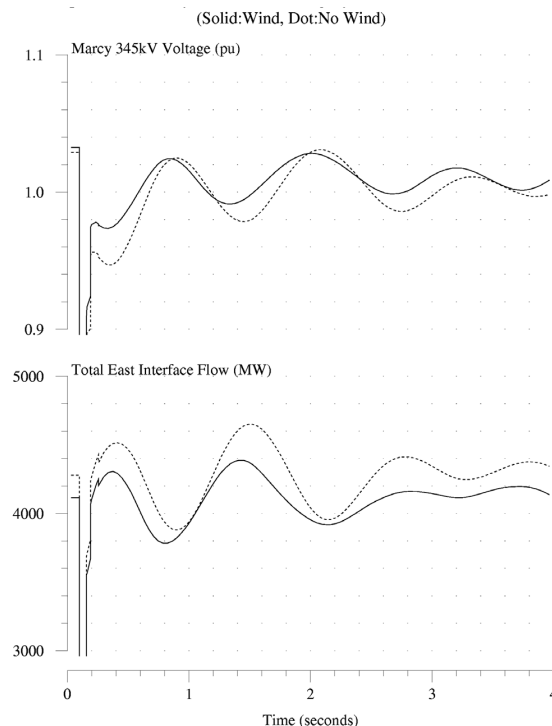


図 37 システムの動的パフォーマンスに対する風力発電の影響

この 2007 年 11 月の CAISO 報告書 (Loutan et al., November 2007) では、新たに 4,200 MW の風力電源の追加を計画しているカリフォルニア州の Tehachapi 地域における無効電力の補償の必要性が調査されている。二重給電誘導発電機あるいはフルコンバータを持つ同期発電機の使用を想定した場合、それぞれの発電機が持つ無効電力に対する制御性により、この送電系統設計研究で仮定した静止型無効電力補償装置の追加が不要になる可能性がある。なぜならば、新たに設置するすべての風力発電所が無効電力の静的・動的な制御性を適切に組み合わせることにより力率 ± 0.95 という WECC 要件を満たしているからである。動的な制御範囲の最低限の要件を決定するためには、さらなる分析が必要となる。このことは、無効電力の動的制御性を備えた風力発電所により、送電系統における動的な無効電力補償装置が必要なくなる可能性があることを示唆している。

4.12.2 送電インフラ：カリフォルニア州とテキサス州

カリフォルニア州の CEC 研究 (Porter et al., 2007) の送電インフラに関する結果から、遠隔地の再生可能エネルギーを大規模需要地に送るために大規模な送電線を新たに建設する必要性が明らかになっている。風力発電の変動により送電混雑が増大する可能性があるが、風力発電の地理的分散が大きくなると送電線の利用率が高まることになる。政策面では、全てのタイムスケールにおいて風力発電所の出力予測をさらに活用することが奨励されている。リアルタイム定格や系統の各接点ごとの予測、調整制御など、既存の送電線の利用を拡大することが奨

励されている。負荷が最低時に強い風が吹き、さらに従来型水力発電の柔軟性が低い状況が同時に発生するといった稀な状況下では、可変的な再生可能エネルギー電源の出力抑制が必要となる可能性がある。

テキサス州の CREZ 送電プロセスの更新：過去 10 年間、テキサス州では電力の顧客需要を満たすため、電力小売事業者に再生可能エネルギーの一定量を確保することを義務付けてきた。テキサス再生可能ポートフォリオ基準 (RPS) は大きな成功を収めており、大規模な風力発電の設置によりその目標を早期に達成することができている。しかし風力発電の開発は主としてテキサス州西部あるいは **Panhandle**、で行われているのに対し、負荷は州の中東部に集中しているため、風力発電開発事業者は配電のための既存の送電容量をすぐに使い果たしてしまい、系統運用者は風力発電所に対して出力抑制を命じることが多くなっている。

従来の送電計画プロセスでは、これらの風力発電所に対する限定的な送電容量を解決することができない。問題は、既存の規則の下では、送電サービスを要求する風力発電開発事業者が、新たな高压送電線に投資するために電力会社が求める保証金を賄えるだけの経済力を持たない場合がある、ということであった。それと同時に送電事業者も送電を利用すべく風力発電プロジェクトが実施されると確信できないため、必要な送電線を敷設することができず、コストを回収できるか否かも疑わしいという状態が続いていた。したがって、新たな風力発電に必要とされる送電インフラを確実に利用するためには、新たな解決策が必要であった。

テキサス州は、大量の風力発電（および他の再生可能エネルギー電源も）のための新たな送電線の必要性およびそのコスト回収に対処するため、CREZ（競争的再生可能エネルギー地帯）プロセスを開始した。CREZ プロセスの下では、テキサス州公益事業委員会 (PUCT) が、強風の可能性のある地帯を明らかにする業務を請け負っている（図 38）。PUCT はこれらの地帯をテキサス州の系統運用者 (ERCOT) の助言と分析支援を得て指定し、これらの地帯は法の下で特別の扱いを受けることになった。風力発電合計 12,000～24,000 MW の送電の必要性を調査した 4 つの将来シナリオのうち、PUCT は風力発電 18,000 MW を利用可能にするというシナリオ 2 を 2008 年に選んでいる。この送電コストは、全ての電力供給事業者から回収することになる。

シナリオ 2 は、新規の 345 kV 二回線約 1,400 マイル、および 345 kV 一回線約 1,000 マイルを設置し、さらに変圧器と端末機器を備えた直列コンデンサを追加するというものである。この設備のコストは約 50 億ドルと推定されている。テキサス州のさまざまな送電事業者がシナリオ 2 の送電線建設の提案を 2008 年 9 月に PUCT に提出している。

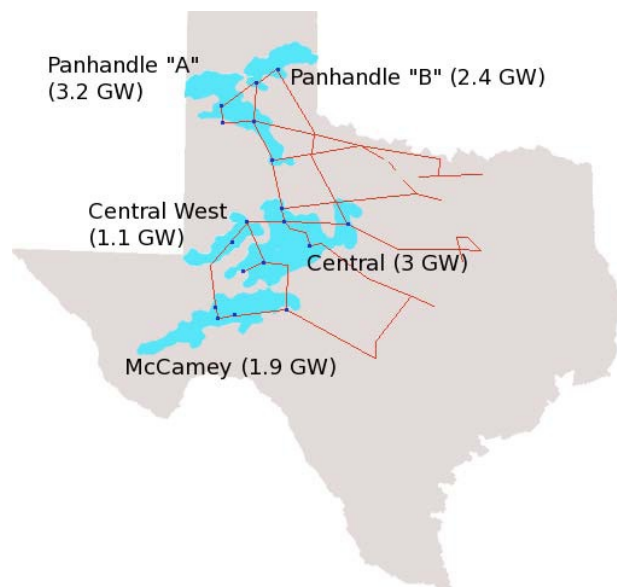


図 38 PUCT（2008）で指定された ERCOT における CREZ、各地の予想される風力発電容量および新たな送電線経路を示した地図

4.12.3 米国の送電網拡張コストの概要

Lawrence Berkeley 国立研究所では、近年風力発電を含む 40 の詳細な送電研究の事例を文献調査している。これ

らの研究は広範な地理的領域を対象とし、2001 年から 2008 年にかけて実施されている。これらの研究の文献調査の主たる目的は、増大しつつある風力発電の利用に必要な送電コストをより詳しく理解することである。

これらの研究は、範囲や目的、方法やツール、書き手がそれぞれ大きく異なっている。そのため研究を比較しようとするのは適切ではなく、単にさまざまな状況下におけるさまざまな風資源を利用する際の、一連の送電コストを調査することが望ましい。この分析では、主として各研究が示唆する送電コストの単位コストに注目した。風力発電のための送電線の単位コストは、容量重み付けベースで kW あたりのドルで表し、研究のモデルとした（風力発電および風力発電以外の）追加される発電容量の総量で送電コストの総額を割って推定したものである。このアプローチの限界については、報告書の本文である位程度詳しく説明されている (Mills et al., 2009)。

風力発電容量を詳しく分析した研究では、最小で 63 MW から最大で 236 GW までの風力発電が追加されるケースについて調査されている。これらの研究で調査した風力発電のための送電の総コストは、0 ドル/kW から 1,500 ドル/kW 以上までと大きな開きがある。但し研究の大部分では、単位コストを 500 ドル/kW 未満、あるいは 2,000 ドル/kW の風力発電プロジェクト建設コストの約 25%としている。サンプル中全シナリオの送電コストの中央値は 300 ドル/kW で、これは現在の風力発電プロジェクトコストの約 15%である。この研究における最も興味深い研究結果のひとつは、風力発電の導入率が高くなるにつれて風力発電のための送電単位コストが著しく大きくなるとは言えないということである。むしろ、風力発電を最大限に追加するケースでは、送電単位コストが低くなる傾向にあり、このことは、大規模な資源地域を評価する際には規模の経済が働くことを示唆している。

この関連で、同報告書では、ボトムアップ型送電プロジェクトのコストが近年終了した 3 つのトップダウン型のケースと比較されている。3 つのケースの 2 つにおける送電コストは、ボトムアップ型の事例におけるコストの中間値と同額あるいはそれ未満である (300 ドル/kW)。具体的には、米国の 20%風力エネルギーシナリオを可能にするために送電網を評価した AEP Interstate Transmission Vision および NREL Wind Deployment System (WinDS) による米国の 2 つの研究における送電の単位コストは、それぞれ 150~300 ドル/kW および 207 ドル/kW である。これら 2 つのトップダウン型の単位コストは、近年実施された東部連系のための 20%風力エネルギーシナリオである Joint Coordinated System Plan (JCSP) (195 ドル/kW) のボトムアップ型で得られた風力発電の送電単位コストよりも有利な値になっている。Energy Information Administration (EIA) が維持管理する National Energy Modeling System (NEMS) では、風力発電の資本コスト調整要因、送電コストを反映するのに用いた送電の基準コストその他の要因は、2030 年までに新たに設置される風力発電 40 GW に関し 450 ドル/kW の平均送電単位コストを暗示している。これは本報告書で文献調査した諸研究の中央値よりも 50%高いものとなっている。

4.13 EU の TradeWind プロジェクト

大規模な風力エネルギーを欧州市場に統合し、連系を改善するための選択肢の評価が、EWEA の調整により欧州 IEE 計画の下で実施された TradeWind プロジェクト (2006~2008) の一環として行われている (Van Hulle et al. 2009)。低位・中位・高位の風力発電容量シナリオを仮定し、2010 年、2015 年、2020 年、2030 年に固定して、2020 年に「中位シナリオ」の設備容量 200 GW、2030 年には同 300 GW が達成されるものとした。電力潮流解析により、強い低気圧の通過等の気象事象がもたらし得る系統の特徴的状況の影響、すなわち大規模な風力発電の変動および国際的な潮流に観測される変化などが調査されている。それと並行して、TEN-E プログラムに基づく欧州の連系線運用に携わる事業者特に留意しつつ、主要な送電ボトルネックを明らかにしている。連系線の現在および今後の構造的混雑を緩和するような送電線の増強による効果と経済的便益も評価されている。また特にこのプロジェクトでは、国際オフショアグリッドのトポロジーも含め、洋上風力発電連系のための送電形態が調べられている。

結果：解析により、欧州の風力発電容量が増加すると、国際電力取引が促進され、国際的な送電ボトルネックが今後さらに深刻になることが明らかになっている。特に風力発電が 2020 年および 2030 年に予想されている容量になった場合、フランス国境地域、英国とアイルランドの国境、およびスウェーデン、ドイツ、ギリシャの一部の国境地域における混雑がより深刻になる。風力発電の予測誤差によって国際電力潮流の予測値と実際の値がほとんどの連系線で長時間に亘り大きく異なる結果となり、それによってこうした混雑が加速されることになる。気象事象に関して言えば、2015 年までに設置される風力発電容量のシナリオに関し、国際連系線は欧州の大部分の国における風力発電の変動に著しく影響される。稀に発生する暴風雨やある国での大幅な出力減少による風力発電所の解列があったとしても、欧州全体としてはその影響はさほど大きくない。但し本モデルの分解能は、こ

これらの影響を正確に把握できるほど高くないことが明らかとなっている。こうした影響は、導入率がより高くなるほど顕著になる可能性がある。

TradeWind では、欧州の電力系統ならびにその風力発電の連系能力に寄与する 22 の陸上連系線と、その増強のためのタイムスケジュールを明らかにしている。この増強に伴う電力系統運用コストの節減を完全な市場を想定して定量化すると、年間 15 億ユーロになり、2030 年までに風力発電シナリオを達成するには、220 億ユーロ程度の投資を行うのが妥当とされる。

北海およびバルト海の今後の洋上ウィンドファームを環状につなぐ（事前の経済分析によれば放射状につなぐより望ましいとされている）オフショアグリッドが提案されている。このようなオフショアグリッドでは、陸上の送電網のさらなる増強が提案されている。大陸における連系の著しい混雑が、ドイツおよびスウェーデン国内、ならびにベルギーとオランダ、ベルギーとフランスの連系線で観察されている。

入力データ、風力発電のモデリング：地理的に分散された風力発電のシナリオデータを調査した欧州全土の系統を 6 時間の時系列データから 1 時間に線形補間して再分析した風速データと組み合わせ、ハブ高さと地形別の風力発電の時系列が作成されている。必要な場合は、風力発電の最重要国と洋上地域を含めた特定の地域で観察・予想される風力発電の長期的な動向と充分一致するように補正率が適用されている。

方法：簡易化した直流潮流ベースの市場モデル (opf) を用いた EU の高压系統の電力潮流の分析が行われている。これは欧州電力系統の唯一の完全に機能している市場を表すものである。UCTE、Nordel、英国およびアイルランドの同期エリアにもこれと同じ送電網表現を使用した。一定の妥当性を確認するため、解析の結果を実際の国際取引や、より具体的な UCTE 送電網モデル (UCTE2008 年夏期・冬期研究モデル) と比較し、本プロジェクト終了時に利用可能となっている。

仮定：このモデルでは完全な市場が想定されている。完全な市場では、電源はメリットオーダーに従いディスパッチ（給電）するものとされている。

制約：特に UCTE エリアに関し、利用できる送電網データが限られていたため、エリア内の送電制約はごく限定的なものになり、主として個々の連系線容量と正味送電容量 (NTC) により国際潮流が限られたものになった。これは詳細な系統の規模を決定する研究を行うためのものでも、系統の動的振る舞いや N-1 基準などの信頼度の側面を検討するためのものではない。

4.14 2006 年欧州風力発電連系研究 (EWIS) 第 1 期

風力発電の連系に関する欧州全土の系統研究が欧州の送電系統運用者によって 2006 年に開始されている。この研究では、欧州全土で大規模な風力発電を円滑に連系していくための技術面・運用面・市場面が調査されている。この研究では、さまざまな電源が存在する場合の送電網をセキュリティおよび信頼度を保ちながら運用するのに不可欠な風力発電連系のための調和のとれた一連の規則を制定できるように、司法当局・規制当局・系統運用者・系統利用者が取るべき対策に焦点が当てられている。このプロジェクトの第 1 期では、2008 年の事例が分析されており、第 2 期では 2015 年までの計画対象期間が調査される予定である。この研究により、電力系統モデルに関する定常状態研究と動的研究 (EWIS, 2007) で明らかにされた欧州の電力系統のリスクを緩和しセキュリティを保ちながら運用するための、技術的対策および運用上の対策に必要な情報が得られることになる。

結果：第 1 期の結果から、風力発電の拡大が欧州の電力系統に重要な影響を及ぼすことが明らかになっている。風力発電は欧州に集中しており、設置された風力発電の 7 割が 3 ヶ国だけに集中している。このため欧州北部等の地域で電力が過剰に生産され、その結果ドイツおよび近隣諸国（オランダ・ベルギー・ポーランド・チェコ共和国等）の送電系統を介して北から南への大規模な電力潮流が生じている。現在既に北欧諸国内およびその国境で深刻なボトルネックが生じており、2008 年の計画対象期間には構造的問題がさらに深刻になると予想される。北欧で風力発電レベルが高くなった場合、ドイツ・チェコ共和国・ポーランド・ベルギー・オランダ国内では単線故障により負荷が著しく高くなることが観察されている。

2008 年の計画対象期間に関してこれらの過負荷を防ぐための対策が調査され、その説明が EWIS の中間報告でなされている (EWIS, 2007)。

入力データ、風力発電のモデリング：UCTE 北部シナリオのため、風力発電の既存の時系列データ（15 分毎の値）を用いて、北部の UCTE 諸国で風力発電が瞬間的に最大となる時刻が明らかになっている。UCTE 南部シナリオについても、南部の UCTE 諸国での風力発電が最大となる時刻が明らかにされている。

次に各国の風力発電導入率が決定されている。2008 年に外挿するデータには、各国で 2008 年に設置される見込みの風力発電のデータが用いられている。ドイツ・スペイン・ポルトガル・デンマーク・オーストリア・ベルギーの同期された時系列データが利用できるようされている。風力発電の時系列データが全く利用できない状況では、風力発電の出力は各国の数多くの観測所における風速の測定値から推定されている。

仮定：2008 年の風力発電シナリオに関しては、本研究では欧州の送電網の運用とセキュリティに重要な影響を及ぼす次の 2 つの風力発電の状況について調査されている：

- ・ UCTE 北部の風力発電の状況：UCTE 諸国北部（オーストリア・ベルギー・チェコ共和国・デンマーク・北フランス・ドイツ・ハンガリー・オランダ・ポーランド）における風力発電の最大出力
- ・ UCTE 南部の風力発電の状況：南部の UCTE 諸国（南フランス・ギリシャ・イタリア・ポルトガル・スペイン）における風力発電の最大出力

限界：移相器が国際連系線のボトルネックに及ぼす正確な影響は、今後の研究でさらに分析されることになる。移相器を用いない場合、連系線における過負荷がドイツとオランダ、ドイツとポーランドの間で観察される。国際潮流を制限すべく、オランダ・ドイツ・ベルギーの移相器の設定を調整することで、オランダードイツ間の連系線の過負荷を 2008 年に減少させることが可能である。ドイツ国内で既に計画されている送電網の拡大を考慮すると、ポーランドードイツ間の連系線において過負荷が発生することはないと考えられる。2009 年に計画されている Neuenhagen – Bertkow 間の新規の 380 kV 架空送電線二回線が実現するまでは、運用セキュリティを確保するため、一連の暫定的運用対策を講じることとなる。

国内のボトルネックに関しては、風力発電からの高い出力とドイツ北部の限界コストが比較的低い従来型発電所からの高い出力に加え、および Nordel 系統から輸入される大量の電力が組み合わさることで、ドイツ国内で北から南への電力潮流が著しくなっている。その結果 N-1 状態において国内の高負荷状況が何度も生じている。国内の過負荷は UCTE 北部シナリオでも、チェコ共和国・ポーランド・ベルギー・オランダで N-1 状態観察される。これらの過負荷を避ける方法の研究結果が詳しく分析されている。

第5章 電力系統のアデカシーと風力発電の容量クレジット

電力系統の信頼度には、系統のセキュリティとアデカシーが含まれる。顧客のニーズを満たすことのできる電力供給設備が十分に設置されていれば、この電力系統のアデカシーは十分なものとなる。また電源や連系線といった主要な電力供給要素の喪失（ときにより複数の喪失）に耐えられるような電力系統であれば、その系統はセキュリティが保たれているということになる。本章では、風力電源が電源アデカシーに及ぼす影響に焦点を当てる。送電アデカシーの問題は、第4章で扱っている。

系統の発電アデカシーの分析は、数週間、数ヶ月、あるいは数年間先の系統の静的状態に関連して行われている。この分析は送配電容量および制約条件を含めた経時的な発電－負荷モデル、あるいは確率論的手法により分析することができる。発電の推定に必要なデータには、系統の需要と発電所の稼働率データが含まれる。

容量クレジット（「容量価値」とも呼ばれる）は、特定の発電事業者がどの程度系統全体のアデカシーに寄与するかを表すものである。機械的・電氣的故障のリスクは常にゼロではないため、従来型電源を常に稼働できるというわけではない。信頼度はコストが高いため、通常は目標とする系統の信頼度を定めることになる。発電事業者の容量クレジットとは、当該の発電事業者を加えることで、目標とする信頼度の達成に役立つ追加すべき電源の量を表す。

次節では、風力発電の容量クレジット評価に使われる方法を調査する。それ以降の節では、風力電源の容量評価を行った各国の結果を簡潔に要約していく。

5.1 風力発電の容量クレジットを評価するためのアプローチ

風力発電の容量クレジットの計算方法はいくつかあるが、ほぼいずれも電力系統の信頼度分析方法に基づいている。

電源アデカシーを評価するために使われる基準は、停電時間期待値 (LOLE)、電力不足確率 (LOLP)、あるいは不足電力量期待値 (LOEE) などの計算に基づいている。LOLP は特定の時間に負荷が利用可能な電力量を上回る確率である。この基準は LOLP の累積結果として定義されており、一定時間内の各時間ステップにおいて特定のレベルよりも低くなると LOLP が累積される。LOLP は定義上、系統が機能不全になった時間が得られることになるが、深刻度や喪失した MW 容量などの供給停止の情報を欠いている。LOLE は時間数（通常は負荷が一定期間満たされない年間時間数で表す）あるいは日数（通常は 1 日のピーク負荷が一定期間満たされない年間日数で表す）のどちらかである場合が多い。LOEE は負荷が一定期間満たされない年間 MWh 間の値である。

年間の系統運用期間中に、発電所に何らかの状況が発生する場合がある。発電所の定期的な保守管理計画が立てられ、これは通常系統にとって重要ではない期間中に計画されるが、発電事業者がある時に期せずしてそれに従うことができない状況が常に生じ得る。これらの強制停止は予測不可能なものであるということが、信頼度分析の主要な関心事であり焦点でもある。発電あるいは送電に伴う強制停止を誘発しかねない系統故障が生じた場合、危険な状況が生じないようにするため、偶発事故に備えた予備力（「擾乱予備力」とも呼ばれる）を提供している。信頼度のモデルでは各種の供給停止をさまざまな方法で扱っているが、系統アデカシー評価では、計画的・強制的な供給停止の両方を考慮しなければならない。さらに考慮すべき項目には、通常は利用不可能な容量として扱われる発電上の制約が含まれる。流水式および貯水池式水力発電（および稼働可能な場合は揚水発電）の両者の流入量変動に起因する水力発電系統の変動による不確実性も考慮することが望ましい。さらには負荷予測に伴う不確実性もある。また信頼度のモデルでは、系統の無効電力支援といった、他の系統サービスも考慮することができる。したがって信頼度の計算では、稼働不可能な各種の電源（使用不能容量、計画停電および計画外の供給停止等）および系統サービスのためにに系統運用者が求める予備力 (UCTE, 2005) などが全て検討される。必要とされる供給アデカシーを提供するために求められる残余容量 (RC) のレベルは電力系統の特徴を考慮して評価されなければならない。図 39 は予測されたピーク負荷に関する系統の電力需給バランスの構成要素を示したものである。概してこの種のグラフでは、風力発電の設備容量の一部がいわゆる「利用可能でない容量」に、別

の部分「保証された容量^{原注1}」に割り当てられて表示されている。この割合は、風力発電に割り当てられた容量クレジットを反映したものである。残念なことに、系統アデカシーに関するいくつかの重要な報告書 (UCTE, VDN) では、いまだに風力発電を「利用可能でない容量^{原注2}」に全て割り当てている。各種の信頼度の数的指標で評価する系統のリスクは、計画されているいないに関わらず接続する電源容量 MW が追加されるほど低減する。したがって風力発電の容量クレジットを把握するには、信頼度ベースの計算を使用すべきである。

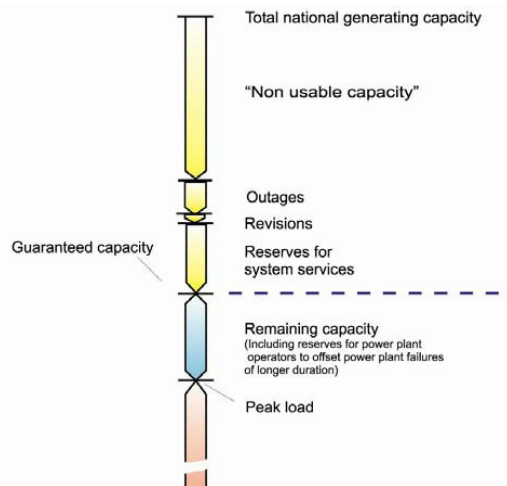


図 39 ピーク負荷時における電力バランス (VDN2005 から引用)

系統アデカシーを決定するため、達成し得る信頼度の望ましいレベルが選択されている (Ensslin, 2006)。通常用いられる信頼度の目標値は、10 年に 1 日という停電の割合 (LOLE) である。各国の規定では、信頼度のレベルはドイツの 99% (Dena, 2005) からイギリスの 91% (Ilex & Strbac, 2002, UK) までさまざまである。「リスクレベル」とは、電力を輸入しなければ対象とする電力系統がそのピーク需要を満たすことができない確率のことである。ここで系統へ「電力の輸入をしなければ」という点を強調しておかねばならない。すなわち、系統の総発電容量から利用可能でない容量、供給停止容量および予備力容量を差し引いた値よりも負荷が大きい場合、系統の負荷が自動的に削減されるわけではない、ということである。その代わりに国際連系線容量を用いる必要がある。つまりアデカシーは市場と規制の両者に関連しているということである。

「保証された」あるいは信頼できる従来型電源容量は、強制停止の割合を用いて、全ての個々の発電所を稼働率を確率的に組み合わせて計算することができる。これは各電源の供給停止が統計的に独立しているという仮定に基づいている。電源の強制停止の確率は、発電所の技術、使用年数および規模によって、1~10%まで幅がある (例としてドイツにおける運用統計を参照のこと (Dena, 2005))。

電源の容量クレジットの評価法は系統エリアごとによって異なる。主な容量クレジット評価基準のひとつが、供給信頼度対応能力 (ELCC) である。これは、当該の電源を追加した場合に目標とする信頼度レベルを達成できるような追加すべき負荷の量である。これを計算するには、2 つの信頼度モデルを実行することが必要となる。さまざまな信頼度の目標値を達成するまで、計算を何度も繰り返す必要がある。最初の実行では、信頼度の目標値が達成可能であるか確認される。この系統が当該の信頼度レベルを達成できないのであれば、目標値達成のため電源を追加するか負荷を減らす (あるいはその両方を変える) 必要がある。次の実行では、モデリングした系統に電源を追加し、負荷を増やして信頼度が第 1 段階のレベルと合致するようにする。負荷上昇が ELCC、あるいは電源の容量クレジットである。「保証された容量」という測定基準は「ELCC」と同じものではない点に注意が必

原注1 容量を完全に保証することはできないため、特定の確率論的目標値に関し提供可能な容量を表すのにこの用語を用いている。この目標値は通常 LOLE として計測する。系統の一般的な信頼度の目標値は、10 年に 1 日という LOLE である。この目標値あるいはその他の適切な目標値を提供する容量が、いわゆる「保証された容量」である。

原注2 「利用可能でない容量」に関しては、UCTE によって「1 次エネルギー (水力発電所、ウィンドファーム) の一時的な不足などさまざまな理由により計画することのできない発電容量の一部」と定義されている。
(http://www.ucte.org/statistics/terms_power_balance/e_default_definitions.asp)

要である。例えばアデカシーは「保証された容量」を用いて計算していない。これは各種の負荷レベルの確率を含めていないからである (Amelin, 2008)。

利用されているもうひとつの方法は、完全に信頼できる電源あるいは標準電源に照らして電源の容量クレジットを評価することである。これらの測定基準を計算するには、信頼度モデルを 3 回実行することが必要になる。最初の実行では、先の方法と同様に、モデルを運転して信頼度の目標値が達成可能であることを確認する。2 回目の実行では、電源（風力発電）をモデリングした系統に追加し、この新たに得られた高い信頼度の値（低い LOLP、LOLE あるいは LOEE）を記録する。3 回目の運転では、電源（風力発電）をモデルから除去し、完全に信頼できる電源あるいは標準電源を系統に追加し、信頼度のレベルが第 2 段階のレベルに合致するようにする。この段階から追加された容量が、この電源の容量クレジットである。この方法のひとつの変化形として、第 3 段階で電源を追加するのではなく負荷を減らす方法もある。

これらの方法を用いた結果にはわずかな違いが生じる。なぜならば、ELCC 測定基準の計算の第 2 段階で追加された負荷は変動性および不確実性を有し、また標準電源は強制停止の確率を持つためである。また第 2 の方法の第 3 段階で負荷を減らした場合、線形的な結果とはならないため、ELCC の測定基準の計算とは異なる結果になる。

信頼度の基準が厳しいため（例えば「10 年に 1 日」というのは全日停電を仮定した確率が 0.027%ということである）、容量クレジットはピーク負荷期間、あるいはその他の危機的期間に対する風力発電の供給のタイミングに極めて敏感である。さらに、天候は電力消費にも風力発電にも影響する。これらの統計的関係を直接計算するのは困難である場合も多いが、風力発電と負荷の間には明らかに複雑な相関がある。大規模需要地から比較的遠方に風力発電所がある場合でさえも、気象との相関関係は、時間と天候によってさまざまな時間差を持つ複雑な構造で構成される可能性がある。最後に、系統の最も問題とされるピーク負荷は、大規模な停滞高気圧のため無風もしくは弱風となったり、高温多湿あるいは著しい寒冷気候で風車が動作温度外となり停止する場合などに関係する場合もある。したがって非常に重要なことは、風力発電の容量クレジットを計算するための共通の気象条件下における風力発電および負荷のプロファイルを使用することである。つまり実質的に少なくとも 1 年間の風力発電と負荷の毎時データは、同暦年データを使用しなければならない。風力発電プロファイルと発電電力量は年によって異なるため、系統の最も問題となるピーク負荷が稀にしか生じない極値的な天候に関係している場合、風力発電と負荷を同期した何年分かの（最低 10 年、理想的には 30 年）データに基づいて風力発電の容量クレジットを評価する必要がある。

風力発電の容量クレジットを評価している国もすでにあるが、それが広く行われているわけではない。コストの推定が火力発電所よりも容量クレジットが低い風力発電に関して行われている場合、正しく比較することは重要である。風力発電の稼働時間は年間 2,000~3,000 時間という場合が多いが、ベース負荷の火力発電では、概ね 6,000~7,000 時間である。つまり年間に同じ量の電力量を得るには、火力発電を上回る風力発電の容量の追加が必要だということである。電力系統におけるエネルギー生産の選択肢の比較は、同じ基準、すなわち年間の発電電力量を用いて行わねばならない。コストの比較には通常この単位が用いられる。風力発電の容量クレジットは、年間の発電電力量が同じ火力発電所の値よりもやや低い。これら 2 つの容量クレジットの違いが「容量コスト」を意味することもある。このコストは正式には、風力発電あるいは火力発電を追加した電力系統に、同程度の容量不足リスクがあると見なされる場合、いくらかの容量の追加が必要だということを意味する。ここで留意すべきことは、追加した容量を使用するのは、年間数時間足らずということである。したがってこの容量の追加が排出量に及ぼす影響は、ごくわずかに過ぎないことになる。稼働時間が非常に短いため、コスト面からは、コストの見積りにはベース電源ではなくオープンサイクル・ガスタービン (OCGT) あるいはデマンドサイドマネジメント (DSM) を用いることが重要である。つまり「容量コスト」あるいは容量不足と同じリスクを保つために追加される容量のコストは、風力発電 MW あたり 2~4 ユーロと比較的低額になる (Söder & Amelin, 2008)。

5.1.1 逐次的信頼度モデル

容量クレジットは、負荷、風力電源、従来型電源容量を含む複数の時系列データを用いた時間領域における系統計測から導いた確率論的な値である。逐次的な値から頻度分布へと変換するさまざまな方法により、各種の容量クレジットの計算方法を本質的に区別することができる。

時間ステップ毎の解析あるいは逐次的解析手法では、風力発電の毎時あるいは 15 分毎の総出力を、毎時あるいは 15 分毎の負荷データから差し引き、残りの電力を例えば “National Grid model” のようなスケジューリングあるいは信頼度モデルにより利用可能な従来型電源に割り当てられる (Giebel, 2000)。この逐次的手法では以下のこ

とが必要になる：

1. 調査期間内の正確な負荷の時系列データ
2. 負荷と同じ期間の風力発電のバイアスされていない時系列データ
3. 従来型電源容量の完全なリストと強制停止率
4. 目標とする信頼度レベル

米国で近年実施された研究では、負荷と同じ期間を用いた質の高い風力発電データが使われている。それにより、これらの同期された時系列データを逐次的信頼度モデルへの入力データとして使用するのであれば、風力発電が系統アデカシーにどの程度貢献するかを、最も現実的に評価することができる。風力発電と負荷は年によって異なるため、可能であれば同期された風力発電と負荷のデータを用いて、長期的（理想的には 10～30 年）な分析を行うことが重要になる。さもなければ逐次的なモンテカルロ分析を用いることができる。但しモンテカルロ法が時系列的な風力発電の 1 日毎あるいは季節毎の特徴を保持している場合に限る。しかし後者の場合、最も問題となるピーク負荷と風力発電とが厳密に一致する時間帯が得られないことになる。

5.1.2 容量クレジットの頻度分布計算法

風力発電の容量クレジットの計算には、少なくとも 10 年分の同期された負荷と風力発電の毎時プロファイルを用いる必要があるが、DENA 研究などの多くの研究において、調査した電力系統の負荷プロファイルが不足していることが明らかになっている。ひとつの選択肢として、これらの研究の一部では、風力発電の出力頻度数分布を再現することによって容量クレジットを計算している（負荷持続時間曲線法とも呼ばれる）。

容量クレジットの頻度分布は、ウィンドファームの容量あるいは ELCC に基づいて定義することができる。この場合、容量クレジットを電源（風力発電所あるいは従来型発電所）の確率分布と負荷持続曲線が重畳して計算される。もうひとつ DENA 研究で利用されたのは、電源の確率分布のみをベースに容量クレジットを確定する方法である（図 34 を比較参照のこと）。但しこの方法は、目標値に選んだ信頼度に鋭敏であり、したがって風力発電が系統の電源アデカシーにどう貢献するかを実際に評価することにはならない。また DENA 研究では、風力発電を系統に追加した場合、電力不足のリスク（LOLP あるいは同様の指標）がどのように変化するかを考慮していない。したがって DENA の手法では、風力発電が系統の電源アデカシーにどう貢献するかを評価することができない。また、電源の確率分布のみに基づき容量クレジットを定義する場合、例えば ELCC に基づく定義と比較して、著しく異なる値になりかねない点に注意が必要である（Amelin, 2008）。

風力発電を含めた系統の信頼できる容量は、従来型発電所の確率を用いて風力発電の確率密度を重畳することで決定されている。（Dena, 2005, Ilex & Strbac, 2002）の研究では、設置した全ての風力発電を 1 つの風力発電「ユニット」と定義している。この集合化された「風力発電ブロック」の出力の確率関数を決定するため、風力発電の稼働率に関する長期的統計から系統のリスクが高い間（LOLP が高い、あるいは同様の指標の間）稼働することのできる確率を決定することができる。信頼度のモデルでは、リスクの大きい期間が調べられている。人為的バイアスを確実に排除するため、特定の時間あるいは日数が分析に使用するために事前に調査されることのないようにすることが望ましい。

容量クレジットは目標とするリスクレベルでの 2 つの信頼度曲線（風力発電を伴う系統および伴わない電力系統）間の違いとして計算している。図 40 は、電源の技術的稼働率に基づく確率を考慮した場合、従来型電源（火力発電および大規模水力発電）の容量が、目標とするリスクレベルによってどう変動するかを示している。この図の c 点は信頼度の目標値を、赤線は風力発電を伴わない場合の信頼度曲線を、青線は風力発電を伴う場合の信頼度曲線を示す。d 点と e 点間の距離が風力発電の容量クレジットである。

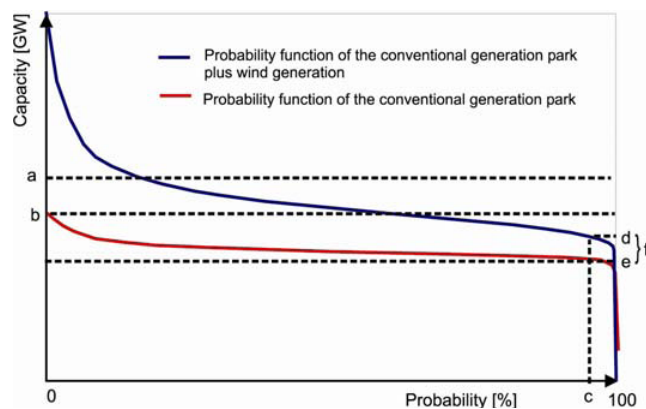


図 40 風力発電容量の「保証容量」への依存率（DENA 研究の数値に基づく [DENA, 2005]）

- a. 従来型電源の設置容量, b. 従来型電源の稼働可能容量, c. 供給保証レベル
d. 供給保証レベルに基づく風力発電+従来型電源の保証容量
e. 供給保証レベルに基づく従来型電源の保証容量, f. 風力発電の保証容量=「容量クレジット」

頻度分布手法では、風力発電の時系列は従来型発電所の稼働率と組み合わせられ、直ちに電力レベルの確率密度に変換される。この手法を用いる主たる理由は、適切な時系列データがないからであるが、この頻度分布手法では、風力発電の変動から情報を得ることはできず、風力発電と負荷の相関関係を考慮した正味負荷の頻度分布を用いない限り、逐次的手法と同程度の正確性を得ることはできない。頻度分布手法では、次の項目が必要になる。

1. 調査期間中の負荷の正確な時系列データ
2. 負荷と同じ期間に正確に表すことのできる月毎あるいは季節毎に異なる風力発電の確率密度
3. 従来型電源の容量と強制停止率の完全なリスト
4. 目標とする信頼度レベル

風力発電の頻度分布表示を用いる場合、これは分析で用いた負荷年数と一致していなければならず、さもなければ各年の風力発電と負荷のデータを用いた分析の結果が無効になる可能性がある。信頼度モデルの多くは、従来型電源の状態を繰り返しランダムにサンプリングするモンテカルロ分析を実施できる。計算上これはコストがかかるが、より正確に系統の別の状態のリスクを評価できるというメリットがある。しかし、風力発電はより複雑な確率論的構造を持つため、ほとんどの（「全て」ではないにせよ）モデルが提供するモンテカルロ固有の能力は、風力発電には適さない可能性がある。モンテカルロもしくは他の方法の解析の課題は、風力発電と負荷変動との相関を正しく表現することができるか否かにかかっている。特に負荷のピークが急峻な（つまり高負荷の時間が年間を通じてほとんどない）場合、風力発電の容量クレジットの正確な値を知るためには、このような状況下の風力発電の分布を表すことが不可欠である。

5.1.3 他の方法

風力発電の容量クレジットの信頼度評価のための計算とデータ要件は比較的厳密であるため、概算方法がいくつか開発されている。風力発電の容量クレジットの最も堅実な評価方法は、信頼度に基づく方法（近年開発された、および今後開発されるであろう新たな手法を含む）かもしれないが、短期間のデータセットに適用できるより単純な方法の開発に関心が集まっている。特に米国ではこの傾向が顕著である。単純化した方法は、通常適切に定義したピーク期間に関し計算される風力発電の利用率に基づくものである。この手法のメリットは、測定基準が明確で分かり易く、系統の状況に関連させることができる点である。この手法の欠点は、第 1 に最も問題となるピーク時間と風力発電とが厳密に一致する点を考慮できないことで、第 2 に負荷がそれほど高くなくても、系統が危機に晒される時間帯の評価や特定ができない点である。発電容量の大部分が通常期の維持管理に関するものであれば、LOLP、LOLE あるいは LOEE が著しく高くなる可能性があり、ピーク期間外に無視できないリスクが生じる可能性がある。

LOLP ベースの方法と異なる信頼度ベースの手法にも関心が高まっている。LOLP を調べるよりも、さらなる需

給調整その他の風力発電に起因する系統運用者の取り組みを必要とする状態に対してこの系統が発展する確率に焦点を当て、状態推移の確率を調べることは有益であると考えられる(Doherty & O'Malley 2005)。この分野では今後も研究が行われる見込みであり、風力発電の経験が世界各地で蓄積されていく中、国際協力によりこの最先端の取り組みを前進させることができると思われる。

5.1.4 IEEE 作業部会

2007 年、IEEE の Power and Energy Society (PES) は、Wind Power Coordinating Committee を通じて、風力発電の容量クレジットに関する作業部会を設立した。この作業部会は 2008 年 7 月にピッツバーグで年次会合を持ち、大いに支持されたパネル会議を実施した。現在この作業部会では、このテーマに関する研究論文を作成しており、これは 2009 年初頭に完成予定である。これまでの討議で明らかにされた主要な点をまとめると、以下のようになる。

- ・ 負荷データとの相関を捉えた質の高い同期された時系列データを利用できるようにすることは非常に有益であり、この計算を確実に行うことができるか否かは、データの量に大いに左右される。
- ・ 近似は避けることが望ましく、完全な供給信頼対応能力 (ELCC) の計算が完全な方法である。近似値を用いる場合は非常に慎重を期することが要求される。各種の研究で異なる定義が用いられている場合、各研究で得られた容量クレジットの比較が課題となる (Söder & Amelin, 2008; Amelin, 2008.)。
- ・ 「容量コスト」という用語を用いている報告書もある。その意味は、風力発電の容量クレジットと、従来型発電所の容量クレジットとの差異である。この場合、このコストを過大評価しないように、最も安価な補償を考慮する必要がある (Söder & Amelin, 2008.)。

5.2 ドイツ

容量クレジットに関しては、風力発電が提供する（統計的に）保証された容量の増加、すなわち供給の信頼度を制限せずとも完全に廃棄できる従来型発電所の容量は、供給の信頼度が 99% の場合、風力発電の設備容量が約 14.5 GW（2003 年）では 6～8%、約 36 GW（2015 年）では 5～6% である。

風車出力の確率関数の偏差期間の選択は重要な因子である。理想的には、年間ピーク負荷が実際に生じる期間を、風車出力の確率関数の偏差期間とするべきである。1994 年から 2002 年にかけて年間ピーク負荷は 11 月あるいは 12 月の午後遅くの時間帯に生じている。この結果が正確であることを確認するため、冬期間（11 月、12 月、1 月、2 月）の全日の感度計算が行われている。平均値からの各々の感度計算のプラス偏差とマイナス偏差は、2003 年ではそれぞれ +1%、-1.5% で、これは 2015 年には +0.5%、-0.7% 以下に下がっている（図 41）。これらの差異は無視できると見なすことができ、それ以降の計算では考慮していない。

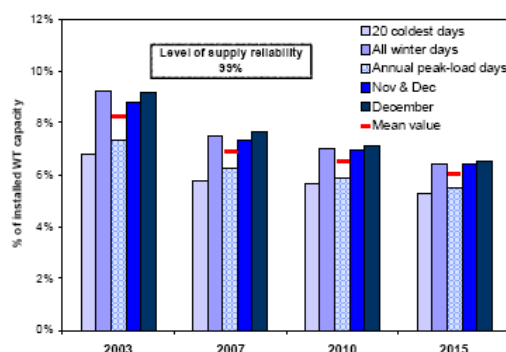


図 41 年間ピーク負荷時の風車の設備容量の%で示した風車のセキュリティ保証容量における平均増幅率 (DENA, 2005)

設置した風車に配分できる追加すべきセキュリティ保証容量は、供給の信頼度に左右される。この影響を分析するため、供給信頼度が 97%、98%、99% の場合の感度計算が行われている。供給の信頼度を選んだレベルが、

年間ピーク負荷時点の風車の特定のセキュリティ保証容量に及ぼす影響は、ごくわずかである（図 42 参照）。

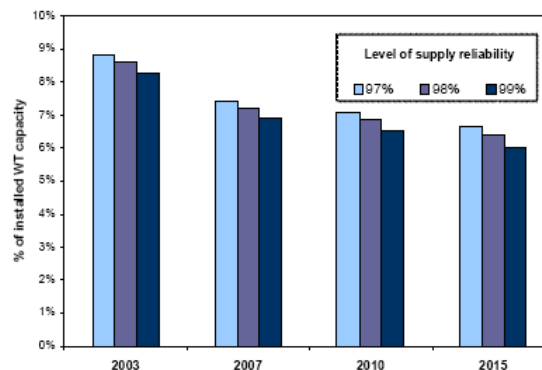


図 42 供給の信頼度に対する年間ピーク負荷時点における風車のセキュリティ保証容量増加に対する感度

風車のセキュリティ保証容量レベルは季節によって異なり、春期と冬期に最大になるが、夏期にはそれよりも著しく低くなる（表 18 参照）。

表 18 風車のセキュリティ保証容量の季節的増加 (DENA, 2005)

	2003	2007	2010	2015
風車の設備容量に対する比率				
冬期	8.3%	6.9%	6.5%	6.0%
春期	8.6%	7.2%	6.9%	6.4%
夏期	6.1%	5.3%	5.4%	5.1%
秋期	7.2%	6.1%	5.9%	5.5%
MW				
冬期	1.199	1.542	1.941	2.163
春期	1.245	1.605	2.057	2.289
夏期	889	1.187	1.599	1.824
秋期	1.040	1.352	1.750	1.970

方法：電力系統全体のセキュリティ保証容量がいくつかの段階におけるモデルを用いて決定される。第 1 段階で火力発電システムのセキュリティ保証容量を決定し、第 2 段階で従来型と分散型の両方の風力発電システムを含めた電力系統全体のセキュリティ保証容量を決定する。分散型風力発電には、洋上と陸上に設置された全ての風車を含め、その各々の空間分布を考慮する。

火力発電容量の供給停止の確率と程度は、確率計算によって得られる再帰的コンボルーション法を用いた単一電源の供給停止確率に基づく分析的偏差によって決定する。

仮定：分散型風力発電システムの季節毎出力の確率関数は、予測を行った 2003 年、2007 年、2010 年、2015 年の 15 分毎の値に基づいている。冬期に関しては、全期間中（11 月から 2 月）の確率関数だけでなく、他の期間の確率関数（過去の年間ピーク負荷に達する日数、最も寒い 20 日間、11 月と 12 月の日数、12 月の日数）も定めている。

計画外の供給停止に関する仮定は、関連発電方式によって区別されており、1.8%から 4%まで開きがある（表 19 参照）。貯水池式水力発電所および揚水発電所に関しては計画外の供給停止を 0%と仮定している。

熱制御コージェネレーション発電、流水式水力発電所、ならびに風力発電を除く再生可能エネルギーに基づく他の電源は、ピーク負荷時間中の平均出力に従いセキュリティ保証容量を与えられているため、モデルでは内生的因子としていない。さらなる計算のための供給の信頼度レベルは 99%と仮定されている。感度計算には供給の信頼度レベル 97~99%が仮定されている。

ピーク負荷ケースは冬季に発生し、大量の風力発電の出力がないものと仮定されている。ピーク負荷は長期間一定と仮定されている。系統エリアによっては、年間 800 時間ものピーク負荷が生じる可能性がある。

制約：この研究では、蓄熱系統または気象条件が異なる大規模地域全体に拡大された電力取引（欧州全体での平滑効果）などの風車のセキュリティ保証容量レベルを高めるための対策は考慮されていない。

表 19 発電所の供給停止率（DENA, 2005）

発電方式	計画外の処理不能な停電
原子力発電所	3.0%
褐炭火力発電所	3.2%
無煙炭火力発電所	3.8%
天然ガス・蒸気発電所	1.8%
ガス燃焼蒸気発電所	1.8%
ガスタービン	3.0%
石油火力発電所	1.8%
貯水池式水力発電所	0.0%
揚水式水力発電所	0.0%

5.3 アイルランド (ESBNG)

アイルランド共和国の系統運用者 ESB National Grid (現 EirGrid) から 2004 年に報告書が提出されている (ESBNG, 2004)。この研究の目的は、風力発電の導入率の増加がアイルランド共和国の従来型発電所の運用に及ぼす影響を定量化し、この電力系統における風力発電の容量クレジットを計算することである。

結果：この研究により、風力エネルギーの導入率が高いと系統内のガスタービン発電の起動回数が増加し、価格が上昇することが明らかとなった。また、アイルランド電力系統における二酸化炭素削減のために風力発電を用いるコストは、120 ユーロ/t という結果となった。風力発電の各導入率における容量クレジットを図 43 に示す。

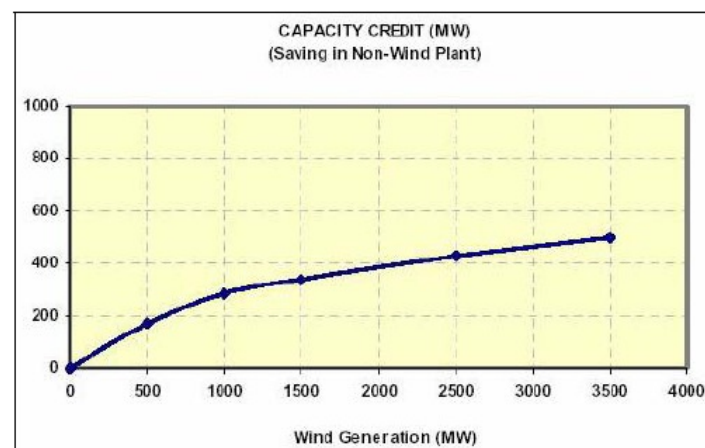


図 43 アイルランドの風力発電の容量クレジットの結果 (ESBNG, 2004)

入力データ、風力発電のモデリング：使用した風力発電入力の評価方法は、出力の時系列を作成するため、計画地域の風力発電データと既存の風力発電を組み合わせた出力データを直接スケーリングする方法である。

方法：容量クレジットは、所望のレベルのアデカシー維持のため撤去可能な従来型火力発電所の容量を評価して計算されている。この系統評価方法は、ユニットコミットメントと給電シミュレータを用いた発電システムを解析する方法である。2つのシナリオが検証され、ひとつはピーク負荷 5,000 MW のシナリオ、もうひとつはピーク負荷 6,500 MW のシナリオである。各シナリオに関して、4種類の風力発電導入率が検証された。この評価マトリクスは別表 2 を参照のこと。

仮定：例えば風力発電容量の 33% が洋上、などといったさまざまな風力発電所の立地条件が仮定されている。

風力発電の予測は非常に正確に予測できるとものと仮定されている。

5.4 ノルウェー

ノルウェーのある地域に関して風力発電が系統アデカシーに及ぼす影響が (Tande and Korpås, 2006) で報告されている。この影響は、今後の需要を満たすための新規電源や連系強化の必要性を予測し、その地域の実際の水力発電ベースの電力系統に基づくデータを用いて評価している (図 44)。

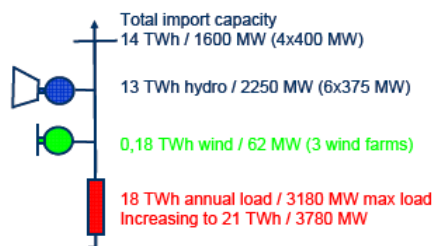


図 44 事例研究の仮定された系統仕様

方法： 停電時間期待値 $LOLP = \Pr(P_m < 0)$ が以下に概説する標準統計手法を用いて計算されている。ここで発電容量マージン P_m は、稼働可能な従来型電源容量 P_c と正味負荷 P_n の差である。

発電容量マージンの分散は、利用可能な従来型電源容量の分散と正味負荷の分散のコンボリューションとして計算している。すなわち稼働可能な従来型電源容量とピーク時の正味負荷の相関は仮定していない。

正味負荷の分散は風力発電出力の分散と需要家負荷の分散のコンボリューションとして計算している。つまり風力発電の変動とピーク時間内の需要家負荷との相関は仮定していない。

各群の風車出力分散は、2 段階の手順により計算される。まずひとつの 100% 稼働可能な風車出力分散が毎時風速変動と代表的な風車出力曲線から計算される。この手法は、地理的に分散した風力発電の平滑効果を考慮するのに適している。次に風車の数に基づいて、「理想的な」風車出力分散と、稼働可能な風車の 2 項分布とのコンボリューションとして風車出力分散が計算される。

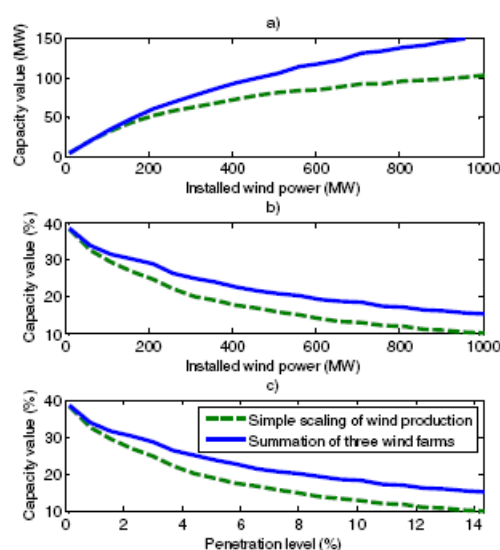


図 45 地理的平滑効果がある場合とない場合の風力発電の容量クレジット

a) 容量クレジット (MW)、b) 風力発電設備容量に対する容量クレジット (%)、

c) 風力発電の導入率の関数としての容量クレジット

結果：風力発電は系統アデカシーにプラスの効果を及ぼすことが予想される。風力発電は LOLP 低減および需給バランスの改善に寄与する。風力発電 3 TWh あるいはガス火力発電 3 TWh を追加した場合、週間ベースでも年間ベースでも、需給バランスに同様に寄与し、風力発電もガス火力発電も需給バランスの改善に役立つことが明らかとなった。ガス火力発電の容量クレジットは定格の 95%で、風力発電の容量クレジットは風力エネルギーの導入率が低い場合は約 30%、導入率 15%の場合は約 14%となる。風力発電の地理的分散による平滑効果は、導入率が高い場合は風力発電の容量クレジットに有意に影響する。

5.5 英国

5.5.1 Ilex/Strbac, 2002

現在の電力市場では、特定の電源方式の組み合わせに関して必要とされる容量マージンを規定するような法的あるいは正式な発電セキュリティ基準が設けられていない。明確な計算を行うため、英国で最新のセキュリティ基準が受け入れ可能な供給のセキュリティ指標として採用されている。供給損失リスク（供給停止が必要になる確率が、冬季 100 年間のうち 9 回まで、すなわち 9%のリスク）が上昇しないと仮定し、風力発電で代替し得る従来型電源容量が評価された。

結果：風力発電の導入率が低い場合、風力発電の容量クレジットは設備利用率（約 35%）とほぼ等しくなる。しかし風力発電の設備容量が上昇するにつれ、限界寄与は減少する。風力発電の導入量が 20 GW の場合、従来型電源容量約 4 GW を代替することができ、したがって容量クレジットは約 20%となる。

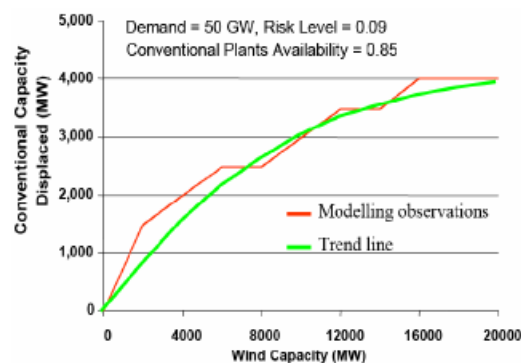


図 46 風力発電で代替可能な従来型発電所の容量

入力データ、風力発電のモデリング：過去の風力発電データに基づき、風力発電の 30 分毎の年間プロファイルが作成されている。電力系統における風力発電のさまざまな導入率に対してこの 1 年間分の時系列データは、風力発電の多様性のさまざまなレベルを表すものである。容量クレジット評価のため、利用可能な各種の時系列データに見られる風力発電の代表的な分散が需要の高い状況下でも生じることが予想されている。

制約：この研究は風力発電導入率の 1 年間分の時系列データに基づくものであったため（このデータに関しては一連のデータセットが利用可能であった）、受容が非常に高い時期と風がほとんどあるいはまったくない時期が一致するという極値的な状況を捉えることは難しい。本研究の風力発電の設備容量の寄与を確立するために適用した信頼度の基準である LOLP は、潜在的な供給不足の頻度、期間、深刻さを表現することができないため、発電系統の信頼度の見込みを簡単に比較することしかできない。極値的な天候、広域的な高気圧や暴風雨の（集合化された風車クラスターの影響を考慮した）も分析されていない。これらの要因は、イギリスにおける将来の電力系統開発に関するさらなる研究が必要な分野と認識されている。さらには、供給停止が電力消費者に及ぼす影響は、容認することができ経済的にも正当化されるサービスの信頼度と、それを達成し維持するのに必要とされる投資を決定する上で重要な一要因である。供給停止の頻度、期間、深刻さに関する情報は、デマンドサイドマネジメントや大容量電力貯蔵といった選択肢の機会を評価し、風力発電の系統連系に対するコスト効率のより解決策を提供するのに欠かせない。

また、風力発電に起因する追加的な系統容量コストを定量化するため、本研究で用いたアプローチは、比較的単純なものであった。現在最新の方法が開発されているところである。

5.5.2 Strbac et al., 2007

この研究では、風力発電の容量クレジットを決定するため、ピーク需要が利用可能な発電容量を上回る確率を定量化するための従来技術のひとつを適用したが、これらの方法はいずれも、電力供給が不十分となる状況の発生頻度や、可能性のある期間を示唆するものではない。また、電力および電力量に関する不足の深刻さも定量化していない（容量不足が単に一回発生する確率のみ定量化している）。大規模なエネルギー貯蔵装置、あるいはデマンドサイドマネジメント (DSM) の選択肢を風力発電を支援するため従来型発電所の代わりに用いる手段として検討するのであれば、想定されるさまざまな供給不足状況が生じる頻度、期間および程度に関する情報が必要である。本研究では、風力発電のさまざまな稼働レベルでの供給支障リスクを決定するため、「頻度期間法 (FDM)」が適用されている。

結果：英国における風力発電の容量クレジットを計算するため、多様性の水準が異なる 2 つのプロファイルが作成された。図 47 では、ピーク負荷が 70 TWh、エネルギー需要が 400 TWh、風力発電の設備利用率が 35% の場合について、供給支障率を過去の水準である 9% に保ちつつ、風力発電で代替可能な従来型発電所の発電容量を調査するため、さまざまな風力発電設備利用率に関して実施した解析結果が示されている。

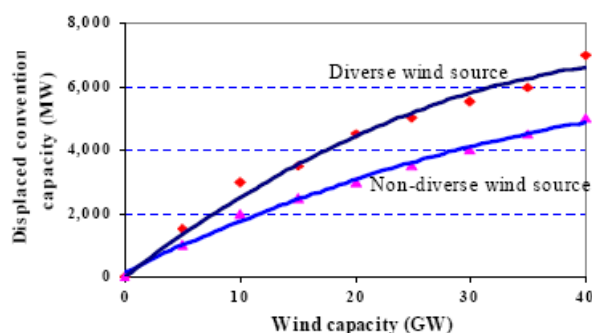


図 47 多様性のある風資源および一定の風資源で代替される従来型発電所の容量

頻度と期間を表す FDM 方法を適用して、さまざまな風力発電の設備利用率が、潜在的な容量不足の頻度および期間にどのように影響するかが調査された。この比較には変動資源のない電源が使用された。その結果を図 48 に示す。

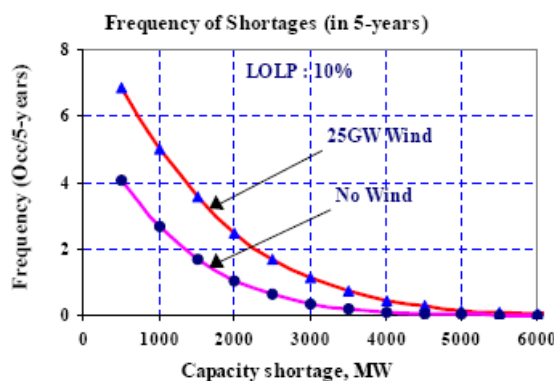


図 48 供給支障の頻度

風力発電の存在する系統および存在しない系統での供給不足のさまざまな規模

方法：停電時間期待値 (LOLP) と呼ばれる信頼度指標を用いて発電系統アデカシーを評価し、適切なセキュリティで需要を満足するのに必要な発電所の数が決定されている。この指標では、ピーク負荷が稼働可能な発電レベルを上回る確率（すなわち不足する確率）が定量化されている。従来型電源の特徴として、平均的な故障と補修サイクルに基づく長期的稼働状況を用い、それにより各々の平均稼働率が定義されている。電力系統内の風力発電の総設備容量は、さまざまな状態を持つひとつの発電所として表現されている。

FDM を用いて供給支障リスクを決定するため、発電系統モデル（従来型電源モデルと風力発電モデル）をベースとしてマルコフ連鎖モデルを用いた。発電容量の現状が負荷統計値と組み合わせられ、さまざまな予備力マージン状況の確率と発生頻度に関するデータが計算される。負のマージン状況は系統負荷が利用可能な容量を上回っていることを示しており、この場合供給支障状態が生じていることになる。

5.6 ポルトガルとスペイン

研究開発期間である INESC Porto およびポルトガルの系統運用者 (REN) とスペインの系統運用者 (REE) は、RESERVAS プロジェクトに参加し、共同で MIBEL（イベリア半島電力市場）に関する中長期的な計画作りを行った。このプロジェクトを進展させていくなかで、INESC Porto は Universidade de Itajubá（ブラジル）の支援を得て、プロジェクトの目的、モデルの承認および結果の分析を担当した REN と REE のチームと緊密に協力して研究に取り組んでいる。これは、計画対象期間である 2025 年までに、風力エネルギーを特に重視しつつ各種の再生可能エネルギー電源の大規模な系統連系を可能にするため、2 つの発電系統を今後具体的に構築していく上でのリスクを評価するためのプロジェクトである。

方法：長期的な運転予備力のアデカシーを評価するための新たな方法が開発され、検証された。逐次的モンテカルロシミュレーションを用いて、発電機の故障および水力発電、風力発電、コージェネレーション、太陽光発電その他の再生可能エネルギーの稼働率、さらには風力発電と負荷の予想外の変動を考慮しつつ、発電容量と運転予備力（1 時間先に必要とされる予備力）のアデカシー評価が行われている。発電系統に関する影響とリスクのさまざまな側面との複雑な相互作用が逐次的解析に反映されている。

このアルゴリズムはまず、特定の年の解析ごとに発電系統を適用する毎時の負荷を評価し、（過去のデータベースから）毎時の風力発電の稼働容量および水力発電の稼働可能容量の評価に使用する水力発電出力が導き出されている。コージェネレーションおよび他の方式（バイオマス、バイオガス、固形廃棄物、産業廃棄物）による発電も考慮し、保守管理が予想される期間に割り当てられている。負荷、保守管理、風力および水力発電の時系列データの中で、各電源の故障および補修回数の相互関係が各々の統計的分布と特定のパラメータ（故障率、平均修理時間）に従いサンプリングされている。

これにより、需要を満足するだけの十分な電力を利用することができる健全状態と、電源の故障あるいは天然資源の不足のために発電できずに負荷を満足することのできない事故状態の回数が定義される。事故状態が生じる度に供給不能電力量が計算され、再び年毎に事故事象の期間に関する情報が保持される。解析を何年間分も繰り返すことで、これらの指標の統計値が蓄えられ、この値から性能指数が導かれる。

健全状態の解析により、予備力が決定論的法則を満足することができるか否かによって、電力系統の性能をさらに特徴付けることができる。この目的のための典型的な閾値は、2 次予備力の具体的な値、あるいは系統で稼働可能な最大の電源である。例えば前者であれば、利用可能な電源容量と負荷の差が必要とされる 2 次予備力より大きければ、この状態は健全であると見なされる。健全状態を解析することで、以下の有益な指標が得られる。

- ・ EH：予想される健全な時間。系統が健全状態にある期間（年）中の時間数（時間/年）
- ・ EM：予想される限界時間。系統が限界状態にある期間（年）中の時間数（時間/年）
- ・ FH, FM：それぞれ健全状態と限界状態の予想される頻度
- ・ DH, DM：それぞれ系統が健全状態と限界状態にあると予想される期間

このプロジェクトの重要な特徴のひとつは、運転予備力の評価である。ポルトガルとスペインの 2 つの電力系統の特徴により、運転予備力は、それほど容量の大きくない 2 次予備力と大量起動の速い 3 次予備力（主として水力発電）で形成される。信頼度の研究という枠組みでは、既存の電源が必要が生じた場合に十分な予備力を供給できるかが検証される。つまり既存の電源が予想外の風力発電および負荷変動、さらには供給停止に直面した場合、必要な容量を十分に供給することができるか、ということである（図 49）。

期間 t では、予測負荷と必要とされる 1 次および 2 次予備力の具体的な条件を満たすための最低限の数の電源を動員する必要がある。さらに、運転予備力を完全なものにすべく、1 時間以内に稼働できる電源が定められる。図に示した 3 次予備力に追加される容量は、電源の発電容量の離散的性質によるものである。

このプロジェクトは容量クレジットの評価を目的としたものではないが、本プロジェクトのリスク評価方法を利用して、風力発電を追加する前とリスクが同程度になるまで火力発電所の数を減らすことにより、新たに追加

する風力発電の容量クレジットを評価することができる。この方法では、発電システムの一般的なアデカシーのみならず、運転予備力に関するリスクの程度を計算していることを考慮すると、風力発電が発電容量と運転予備力の必要性に及ぼす影響は世界中でさまざまであるため、特定のシステムの容量クレジットに関しては、2つの値が得られる可能性がある。

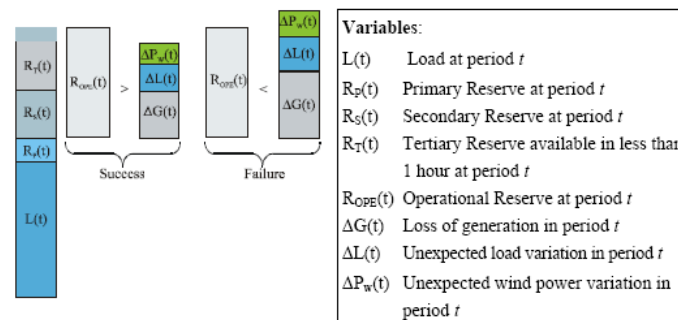


Fig 49. Operating Reserve Adequacy concept.

図 49：運転予備力アデカシーの概念

入力データ、風力発電：ポルトガルとスペインはそれぞれ7地域および18地域に分割されている。この研究では、一連の水力発電および風力発電が全て同等の確率である各年の基準シナリオだけでなく、最も悪い水理的状況（H-）、あるいはこの状況に加えて同時に風力発電の出力が減少し維持管理が増加した状況（HWM）に対応したよりストレスの高いシナリオも想定されている。また、最も豊富な水理学状況（H+）のシナリオも解析されている。水力発電の利用可能性をモデリングするため、16年分（1990～2005年）の毎月の水理的状況が用いられている。

結果：ポルトガル（およびスペイン）に関して、それぞれ以下の指標が計算されている。

- ・ 系統アデカシーに関する従来の信頼度指標（LOLP、LOLE、発電不能予測電力（EENS）等）
- ・ 健全性の指標
- ・ 運転予備力の信頼度指標（LOLP等）。これには各システムの基準事例のみならず、少雨年、風力発電の稼働率の減少といった各種シナリオが含まれる。追加的研究では、特定のリスク指標が計算されている（例えば廃棄が予想される再生可能エネルギー）

LOLEの結果を図50および51に示す。このシステムの形状は毎年変化し、新たな発電所が追加され、別の発電所が撤去されていくことに注意しなければならない。また設置した風力発電の規模は毎年変化し（増加していく）、負荷も毎年増加する。

この解析ツールの重要な特徴は、リスク指標の毎月の値を計算できることである。図52はポルトガルの例で、明らかに特定の月にリスクが集中していることがわかる。

連系線の影響、軽負荷間時間に再生可能エネルギーが廃棄されるリスク、新規電源と揚水発電による新規予備力が予備力に及ぼす影響をさらに研究し、その結果が得られている。信頼度の一般的な指標（LOLP、LOLE、ELCC）に加えて、平均値の背後にあるランダム変数の確率分布が得られている。それにより平均値だけでなくリスクをより深く知ることが可能である。例えば図53の場合、最も確率の高い状況（確率61.8%）は殆ど無視できる停電時間に対応しているが、年間約3時間の停電が生じる確率は約10%、年間6時間以上の停電が生じる確率は1.5%強である。

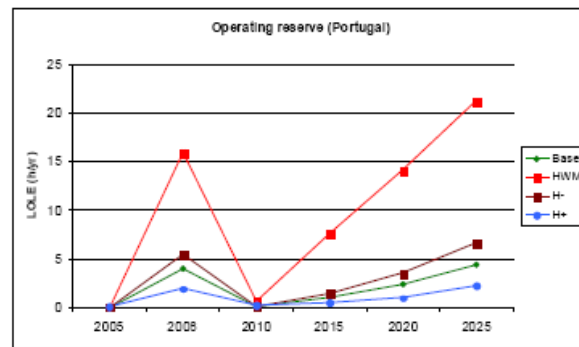


図 50 ポルトガルの研究で検討したシナリオの一部における運転予備力不足により推定される LOLE

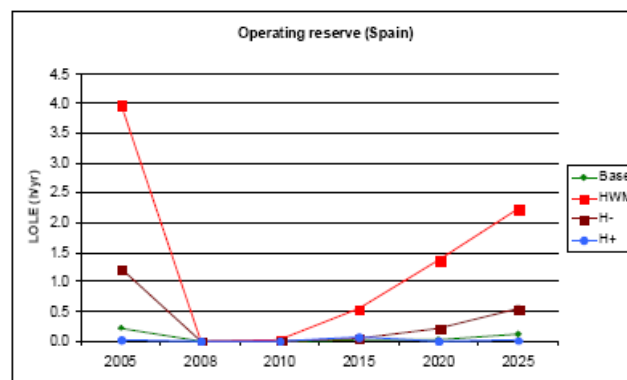


図 51 スペインの研究で検討したシナリオの一部における運転予備力の不足により推定される LOLE

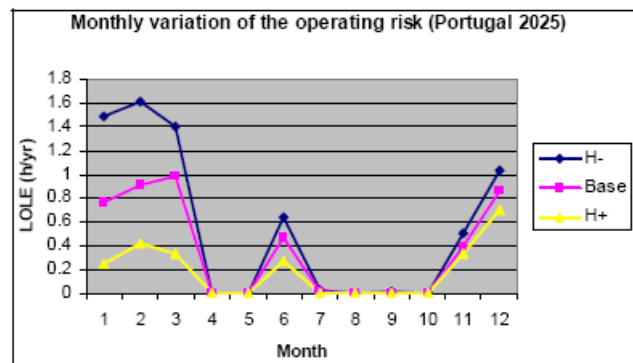


Fig 52. Monthly variation of risk.

図 52 リスクの月間変動

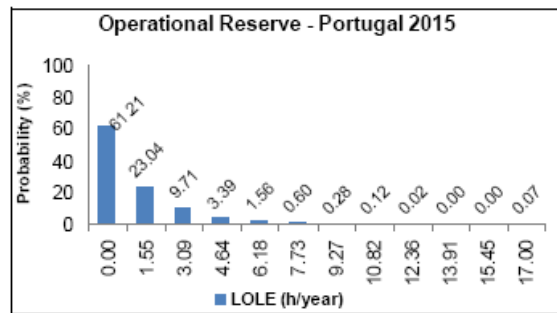


図 53 ポルトガルにおける 2015 年の運転予備力のアデカシーに関する確率分布

この解析ツールは、容量クレジットの値を直接計算することがこのプロジェクトの目的ではないとしても、この種の評価に用いることができる（例えば、リスクのレベルを維持しつつ、さまざまな発電の代替とし得る火力発電容量を試行錯誤によって見つけることができる）ことに注意すべきである。

5.7 米国

米国における風力発電所の容量クレジット計算方法として一様に認められている手段というものはない。風力発電所の容量クレジットを決定するための「黄金律」として一般に受け入れられているのは、有効な供給信頼度対応能力 (ELCC) である。風力発電の ELCC は著しく異なっており、主として系統のリスクが高い状況が生じる回数（負荷損失の確率あるいはそれと同等の測定基準と定義される）に対する風力発電供給のタイミングに依存する。風力発電所の容量クレジットは、風力発電所の定格容量の約 5% から 40% まで開きがあることが示されている。表 20 (Milligan & Porter, 2008) では、米国各地で使用されたさまざまな方法やに得られた結果の一部が示されている。一部の事例では、簡略化した方法を用いて信頼度の厳密な分析の近似値が算出されている。

3.11.1 項で説明したミネソタ州商業局と Enernex の研究では、2010 年におけるピーク負荷 10 GW 系統における風力発電 1,500 MW のシナリオに対して、風力発電が及ぼす影響が評価されている。ELCC 法を用いた一連の仮定により、容量クレジットは 26~34% であることが明らかにされている。ミネソタ州全体の負荷に対する風力発電導入率を 25% とした最新の研究は、ミッドウェストの独立系統運用者 MISO の管轄領域に十分に開発された市場が存在すると仮定して行った (3.11.2 項参照)。風力発電の容量クレジットは、著しい年間変動（設置容量の 5% から 20% 強まで）の影響を免れない。

米国における最近の 2 つの研究では、風力発電の複数年度の容量クレジットの計算が試みられている (Milligan & Porter, 2008)。ERCOT では風速と風力発電の長期的データベースからサンプリングし、これらのサンプルから ELCC が計算されている。したがってこの手法では、同期化されていない負荷と風力発電出力の時系列データを使用したために、問題の多い結果となっている。Xcel Colorado では、数気象予報モデルから得られた風力発電の 10 年分のデータが用いられている。この同期化は理にかなったものであるが、負荷予測に用いられた方法は若干疑わしい結果となっている可能性がある。

一部の研究では、ピーク期間における風力発電の設備利用率に基づき単純化した方法が用いられている。米国北東部地域の系統運用者 PJM では、ピーク時間は 6 月、7 月、8 月の午後 3 時から 7 時までと見なされている。したがってこの風力発電の容量クレジットはこの期間に風力発電が達成し得る設備利用率と同じであるとして計算されている。年間変動を説明するため、PJM では直近 3 年間のピーク期間に基づく 3 年という周期的平均期間が使用されている。ニューヨーク州とカリフォルニア州で実施された研究では、これと似た方法により、ピーク期間の地域的定義に基づき ELCC の近似値が妥当に得られるという結果となっている。Mid-Continent Area Power Pool (MAPP) も同様の方法を用いているが、設備利用率が計算されるのではなく、電力系統の毎月のピークを含む 4 時間という時間帯における風力発電出力の中央値が用いられ、可能であれば最長 10 年のデータを用いることができる。Southwest Area Power Pool (SPP) もこれと同様の方法を用いているが、MAPP で用いた 50%（中央値）ではなく、風力発電の 85 パーセンタイルという値を用いている。Milligan & Porter (2005) の研究により、この SPP 方法が非常に保守的なものであることが立証されている。

カリフォルニア州に関しては、風力発電の容量クレジットは、基準としたガス火力発電所の 23~25% という結

果となっている。

PacifiCorp では、2005 年の IRP で確率論的な信頼度評価方法を使うことにより、系統における風力電源の容量クレジットが決定されている。風力発電所の容量クレジットへの寄与率は平均 21%であった。この研究で保守的に推定された性能に基づき、PacifiCorp は風資源の予備力マージンを計画し、風力発電の寄与率を 20%としている。これにより、2003 年の段階で IRP が想定していた寄与率 0%という数値が変更されることとなった。

表 20 米国の風力容量クレジット (Milligan & Porter, 2008)

地域／電力会社	方法	注記
CA／CEC	ELCC	RPS (20 年代半ば) の定格入札評価、ピーク期間の 3 年間に関し CA PUC と CA ISO が使用したほぼ共通の容量クレジット
CPUC	ピーク期間	5 月から 9 月までの正午～午後 6 時の風力発電による月平均発電電力量
PJM	ピーク期間	6～8 月 HE 現地時間午後 3～7 時、3 年間の平均を用いた容量クレジット (利用可能な場合は実際のデータの 13%倍)
MN20%研究	ELCC	ELCC4%、15%、25%、年変動ベースでの有意な変動を確認
ERCOT	ELCC	ランダム風力発電データに基づく ELCC。風力と負荷の相関性は損なわれている (8.7%)
MN/DOC/Xcel	ELCC	逐次的モンテカルロ法 (26～34%)
CO PU/Xcel	ELCC	10 年間 ELCC 研究に基づく定格容量の 12.5%。負荷予測算法では風力発電と負荷の相関性が損なわれている
PacifiCorp	ELCC	順次的モンテカルロ法 (26～34%)
MAPP	ピーク期間	毎月 4 時間、中央値
Idaho Power	ピーク期間	7 月の午後 4～8 時の容量クレジット (5%)
Nebraska Public Power District		17% (方法の説明なし)
Northwest Resource Adequacy Forum	経験則	15%。今後予想される改訂に向けさらに調査されている
Tri-State	ピーク期間	2～12%。おそらく風力発電の毎月の同時ピークへの寄与率に基づく。
SPP	ピーク期間	毎月の負荷最大 10%、85 パーセンタイル
PNM	ピーク期間	7 月の午後 4～5 時の容量クレジット
ISO New England	ピーク期間	既存の風力発電に関しては、6～9 月午後 2～6 時、10～5 月午後 6～7 時の風力発電の容量クレジット。新規の風力発電に関しては、夏期と冬期の風速データに基づく値。この値は ISO ニューイングランドの検証および運用経験に基づき修正される予定。

CA/CEC: California/California Energy Commission

CPUC: California Public Utilities Commission

MN 20 % Study was sponsored by the Minnesota Public Utilities Commission

RPS: 再生可能エネルギーポートフォリオ基準

ELCC: 有効負荷容量－信頼度評価基準に基づく容量クレジット

PJM: Pennsylvania-Jersey-Maryland, an RTO (regional transmission organization) in the US

HE: 終了時間

ERCOT: Electric Reliability Council of Texas

MN/DOC: Minnesota Department of Commerce, the sponsor of the Xcel Wind Integration Study

GE/NYSERDA: General Electric Energy Consulting, New York State Energy Research Development Authority

CO PUC: Colorado Public Utilities Commission

MAPP: Mid-Continent Area Power Pool

RMATS: Rocky Mountain Area Transmission Study

PGE: Portland General Electric PSE: Puget Sound Energy

CF: 設備利用率

SPP: Southwest Area Power Pool

PNM: Public Service Company of New Mexico

5.8 欧州の TradeWind 研究

TradeWind (Van Hulle et al., 2009) では、欧州の風力発電の時系列データを用いて風力発電の電力生産アデクシーへの貢献度と地理的集合化がどのように影響するかが計算されている。

その結果、欧州全体を平均すると風力発電はピーク負荷期間の平均の 1.2 倍になることが明らかとなった。

Tradewind が調査した各国では、「2020 年中位シナリオ」に対してピーク負荷が最も高い 100 事例の風力発電の容量クレジットは平均 30～40%である。この欧州の容量クレジットの平均は、ドイツとフランスの風力発電所の容量から決定されている。

この電力需要と風力発電出力の相関、およびそれが容量クレジットに及ぼす正の効果と並んで、容量クレジットの確率計算（ドイツ DENA 研究と同じ）では、広域の風力発電の集合化が容量クレジットに及ぼす影響が調査されている。2020 年中位シナリオ（200 GW）に対する結果から、複数の国の風力発電の集合化により、いくつかの国の容量クレジットが確実に上昇し、地理的領域が拡大するほど、容量クレジットも大きくなることが明らかとなっている。欧州諸国間で風力発電の取引が行われない場合、欧州の容量クレジットは平均で 8%（16 GW）となる。欧州全体をひとつの風力発電システムとして計算し、風力発電を各国の負荷プロファイルに従い複数の国に分配すれば、容量クレジットはほぼ 2 倍の 14%となる。これはこの系統が持つ確実な容量約 27 GW に相当する。

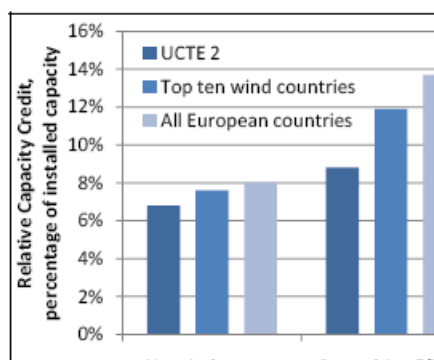


図 54 広域の風力発電を集合化した場合の容量クレジットの上昇 (Van Hulle et al., 2009)

第 6 章 大量の風力発電が導入された電力系統運用の実績

ほぼどの国でもどの電力系統でも、風力発電の導入率は未だに著しく限定されているとしても、一部の地域では導入率が高くなっており、風力発電の連系問題を初めて実際に経験することになってきている。本章では風力発電の発電電力量が総需要の 20%以上を占める地域の実績を報告する。具体的にはデンマーク西部 (24%)、ドイツ北部 (33%)、スペインの一部の地域 (Navarra 44 %, Castilla-La Mancha 40 %, Aragón 37 %, Galicia 34 % and Castilla y León 32 %) およびスウェーデンの Gotland 島 (20%) である (表 21)。

表 21 風力発電の導入率が高い地域

地域	負荷		連系線		風力発電		風力発電の導入率	
	ピーク 負荷 MW	最低負荷 MW	TWh/年	MW	MW	TWh/年	総需要 の %	最大風力/ (最低負荷 + 連系線)
デンマーク西部	3,700	1,400	21	2,570/ 3,070	2,350	5	24 %	59 %
ドイツ北部	2,000	750	12.6	5,200	2,275	4.2	33 %	38 %
アイルランド	5,000	1,800	29	500	745	1.6	6 %	32 %
スペイン	38,200	15,300	230	1,800-2,800	11,615	23.4	10%	68%
スウェーデン のゴトランド	160	45	0.93	180	90	0.18	19%	40%

6.1 デンマーク西部

- 風力発電の変動の大部分は、特にノルウェーとスウェーデンへの大容量の高圧直流 (HVDC) 連系線により需給調整することができる。予想される風力発電は、Nordpool 系統のスポット市場で取引され (前日予測)、予測誤差のコストは北欧の調整市場の市場価格で支払われる (調整電源は Nordel の正味インバランスに応じて用いられる)。前日予測誤差による推定コストは 1.2~2.6 ユーロ/MW である。
- 最新の予測でも予測できなかった予測誤差が生じた場合、困難な事態が発生する。その一例は、2005 年 1 月に生じた 6 時間内で 1,600MW の電源が喪失した事例であり、その際には風力発電の設置容量の 66%が喪失した。このような事態は頻繁に発生するわけではないが、系統にはそれに対する備えが必要である。
- 風力発電の出力抑制が必要になるほどの高い出力レベルは、2003 年以降ほとんど生じていない。これはひとつには、固定関税に従い運転されるコージェネレーション (熱電併給) 発電所が地域内に数多く分散しているからである。熱電併給による発電の柔軟性が改善されて以降は、風力発電の出力抑制はほとんど生じていない。強風時期はドイツとの連系線容量を利用することはできないが、これはドイツ北部でも同時に風力発電の出力が過剰になるからである。
- 予備力容量は増加していないが、運転予備力 (10~15 分間の調整電源) の利用は高まっている。風力発電は自動発電制御 (AGC) の増加の一因となっている。これは従来型発電所により速い変動 (秒オーダーのタイムスケール) を管理できるような 140 MW 分の調整容量の 140 である。
- 系統故障による風車の解列は発生していない。

6.2 ドイツ北部

- 風力発電の変動に対しては、系統運用者が必要な調整電源を分担し合うことで対処している。系統

運用者は風力発電の前日予測に基づき適切な調整電源を入札によって購入する。特に暴風雨の際に生じる風力発電の著しい変動は、系統運用者にとって重要な課題となっている。軽負荷時に風力発電からの出力が大きい場合、近隣諸国（オランダおよびポーランド）への連系線が大いに利用されることになるため、近隣の発電系統が著しく影響を受けることになる。

- ・ 風力発電の出力抑制を要するほど電力が過剰に生産される事態が、Schleswig-Holstein 州で 2003 年、Niedersachsen 州で 2005 年から発生している。これは強風時に系統がボトルネック状態になるためである。E.ON Netz では、系統の拡張が完了するまでに、再生可能エネルギー電源の連系をさらに促進するため、一時的な解決策としていわゆる発電管理を開発している。この発電管理では、架空電線や変圧器などの系統設備を供給に伴う過負荷から保護し、供給支障を防ぐため、再生可能エネルギー電源からの電力を出力抑制している。
- ・ 予備力容量は増加していないが、運転予備力（10～15 分の調整電源）の使用は高くなっている (Eriksen et al., 2005)。
- ・ 超高压系統で故障が起きた場合、その影響を受ける地域では多数の風力発電所が瞬時に供給停止となる可能性がある。3,000 MW 規模の供給停止が生じた場合、系統の安定度が危機に晒される。E.ON Netz は 2006 年 4 月 1 日に新たな系統連系規則を発表している (<http://www.econ-netz.com>)。その中で、この問題に対処するため FRT が義務付けられている。

6.3 アイルランド

EirGrid は現在までに 1 GW 以上の風力発電を成功裏に系統連系してきている。6 GW 以上という政府の目標が達成されれば、導入率はデンマーク西部に匹敵するほどになり、直に風力発電導入率が最も高い電力系統のひとつとなる。

1 GW の風力発電を成功裏に系統連系するためには、次のような対策が必要である。

- ・ ウィンドファームのグリッドコード（送電系統規則）および配電系統規則の新規作成
- ・ 多数の系統連系適用処理のためのグループプロセス手法の開発、および適用を含めた系統連系の処理
- ・ 送電網への接続およびそれに伴う大規模な強化
- ・ 運用手順の作成
- ・ 風力発電の予測
- ・ ウィンドファーム SCADA の導入
- ・ 風力発電の系統経済性への影響評価
- ・ 適切な出力抑制レベル、風力発電の出力抑制の評価
- ・ モデル開発への参加を含めた系統安定度の評価

こういった専門的な取り組みは、幹部やスタッフが行う重要なステークホルダを参加させる取り組みと並行して進められている。これらの達成後も、風力発電の急速な発展を考慮すると、さらに複雑な専門的・商業的問題、および規制上の問題やステークホルダの問題が生じる可能性があるため、取り組みの一層の強化が必要だと言える。

6.4 スペイン

2008 年末までに設置された風力発電は約 16 GW（電力の総需要の 17%）であり、その発電電力量は 31.5 TWh である（年間総需要電力量 264 TWh の 11%）。2008 年末までにスペインに既に設置されていた設備容量は約 95 GW だった。Canary 諸島では既に風力発電 142 MW が設置済みで、2015 年までにはこれを最終的に 1,025 MW にすることを目指している。この目標が達成されれば、風力発電によって発電された電力量は、需要が低い時期に予測される電力需要を上回る見込みである。電力系統の 1 日の風力発電の電力量と導入率に関する最新の記録（2008 年 4 月 18 日）では、当日の電力量は 213 GW であり、これは当日の電力需要の 28.2%であった。風力発電は変動が大きいため、時間ベースの導入率にばらつきが生じており、2008 年 11 月 24 日には需要に占める比率が 43%であったが、11 月 27 日には 1.15%に過ぎなかった。

- ・ 予備力容量は増加していないが、運転予備力（10～15 分間の調整電源）の利用は高くなる（Eriksen et al., 2005）。
- ・ 超高压系統で故障が起きた場合、その影響を受ける地域では多数の風力発電所が瞬時に供給停止となり、系統安定度が危険に晒される事態となる。例えば 2009 年 3 月 19 日には、電圧ディップの直接の影響により一連の風力発電所（500 MW、400 MW、1,000 MW 容量）の電力供給が約 6 時間停止した。これまでスペインでは、電圧ディップが発生した風車を解列し、このような状況下で風車を運転することによる障害を避けねばならないとされていた。新たなグリッドコードでは、この問題の回避のため FRT が必要だとしている。
- ・ 2004 年に電力系統のかと安定度が懸念された結果、風力発電が出力抑制されることになった（Eriksen et al., 2005）。2008 年 11 月 2 日早朝、需要不足のために全ての風力発電を連系することができなくなり、系統の安定度を保つため風力発電を約 2,800 MW 出力抑制せざるを得なくなった。
- ・ スペインのウィンドファーム所有者および一般の再生可能エネルギー発電所の所有者は、2007 年から各々の風力発電所の運用センターを設置している（スペイン以外でもその傾向はある）。スペインで最大のものは、Iberdrola 再生可能エネルギー運用センター（CORE）であり、この CORE 指令センターは同社の再生可能エネルギー電源を遠隔監視している。発電された再生可能エネルギー電力は、現在 CECRE が管理・制御しており、運用ユニットは電力制御センター（CECOEL）に接続されている。この CECOEL は、スペイン電力系統の発電・送電施設の協調されたリアルタイム運用・監視の責務を担っている。CECOEL は、電力供給のセキュリティと電力品質を保証するため、発電・送電系統の運用指令を出している。この風力発電所の管理ツールにより、スペインは世界に先駆けて、国内の全ての風力発電所（容量 10 MW 以上）を風力発電所制御センターに接続している。この系統には 2008 年 2 月末までに既に 21 の制御センターが設置され、そこに接続された風力発電所の容量は計 12,154 MW となっている。それにより、国内外の瞬時的・予防的基準に対する前提をリアルタイムの発電制御で書き換えることが可能となっている。この目的のため、GEMAS（「系統の最大許容風力発電」のスペイン語の略語）というツールが系統運用者 REE によって計画され開発されている。CECRE は GEMAS によってリアルタイムで計算された最大発電リミットを送信する。このセンターでは、風力発電の出力が計算された最大リミットを超えないよう管理されている。電力制御センターは系統の状況とその電力パラメータを通信ネットワークにより継続的に管理し、制御変数に基づいて供給セキュリティと電力品質の維持、および事故発生時の供給回復に取り組んでいる。この電力制御センターは、最新式の制御システムを用いて、発電所や系統施設から受信した情報をリアルタイムで管理している。

6.5 スウェーデン：Gotland

Gotland 島の需給調整は、全て本土への HVDC ケーブルを用いて行っている。総受容に対する風力発電の導入率が 10%を越えた場合、風力発電の発電電力量が地域の負荷とほぼ同じで、ケーブルの送電電力がほぼ 0 MW で運転されるケースには、風力発電が出力抑制されるケースがしばしば生じていた。この問題を克服するため、ケーブルの制御性能を改善し、電力潮流の切り替えをほぼ 0 MW にする取り組みがなされた。その後風力発電を出力抑制する必要性は生じていない。Gotland の風力発電は、スウェーデン本土と比較すると小規模である（Söder et al., 2007）。

第7章 まとめと考察

風力発電の系統連系に関する研究の多くは、連系の影響に必要な予備力の増加 (MW)、各電圧階級送電線 (kV) の系統補強の必要性 (km)、連系コスト (あたりドル/MWh あるいはユーロ/MWh として表示している。多くの研究が、他の電源や輸出の計画策定への影響、送電系統の安定度への影響、電力アデカシーへの影響といった、比較以外の方法で結果を説明している。これらの研究結果では、風力発電 MWh 当たり、あるいは総消費電力量 MWh 当たりの貨幣価値 (これは消費者価格の上昇に反映する) といった、さまざまな測定基準が用いられている。あるいは、余計な損失を補うのに必要な風力発電の割合 (%) として、結果を説明している場合もある。

連系コストは、運用上の需給調整コストと系統拡張コストの増加に起因する各種の要因に分けることができる。また風力発電の容量クレジットを説明することもできる。風力発電の連系コストは、発電コストや風力発電の市場価値、あるいは他の発電方式の連系コストなどと比較する必要がある。ほぼどの事例研究でも、風力発電の他の代替電源との比較に関する研究はなされていない。

コストを見積もる場合、風力発電への系統あるいは予備力容量の割り当て方法が異なっている可能性がある。需給調整を推進するには、市場コストを見積もるか否か、この結果を風力発電系統の技術的コストに関するものとするか否かに留意する必要がある。また風力発電を電力系統に追加すると、化石燃料を風力エネルギーで代用することができるため、運用コストの総額および二酸化炭素排出量を削減できるという便益がある。あるケースでは、特定の期間の風力発電の出力の出力抑制と新規の送電線あるいは発電容量のトレードオフを考えることが必要になる。

以下に示すグラフではコストの内訳のみを分析している。要約した事例研究は、使われている方法もデータもさまざまであり利用可能な連系容量の仮定も異なっているため比較が難しい。

風力発電の導入率の「大きさ」を決定するのは単純ではない。時には、総需要 (電力量) の%としての風力発電、ピーク負荷 (容量) の%としての風力発電といった、電力量あるいは容量の測定基準が使われている。風力発電の導入率の大きさを判断するには、連系線容量も調査する必要がある。これは、強風かつ軽負荷という特定の期間が、連系線の容量によって緩和されるためである。前章の事例研究で説明した風力発電系統と風力発電の最大導入率は、2.3 節の表 4 でまとめられている。また図 55 にもこれと同様の情報が掲載されている。この図から、連系線容量のリミットを考慮すると、アイルランドと英国の導入率は他の欧州諸国と比べてより魅力的となることがわかる。本研究に含めなかった現在実施されている研究の情報を別表 1 に掲載する。

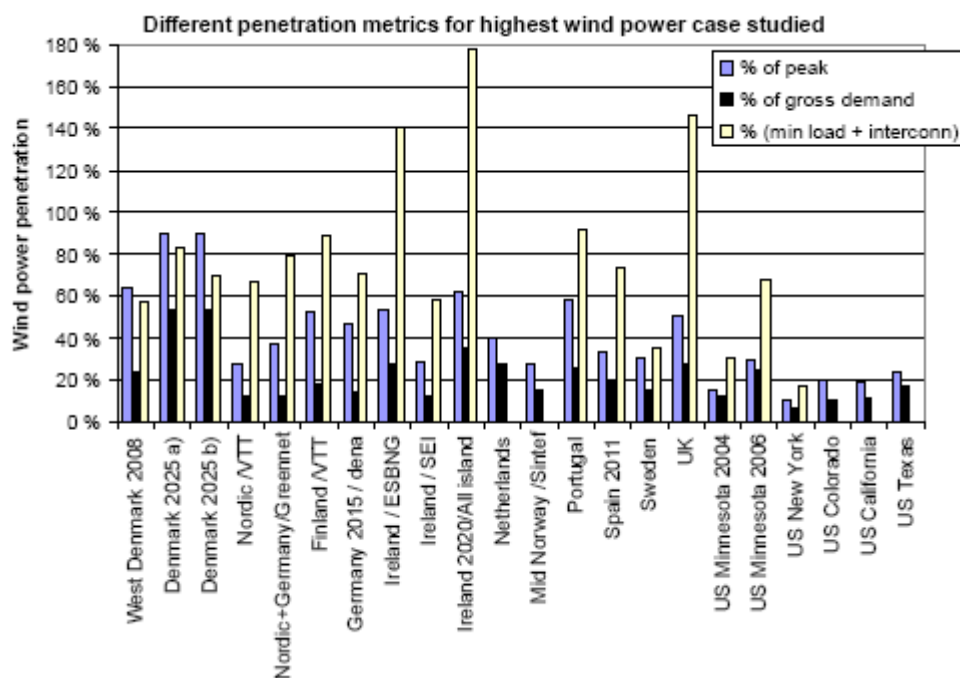


図 55 研究された電力系統に占める風力発電の比率（導入率）の比較

複数の国を対象とした研究では、集合化された導入率が計算されている。

事例研究が行われたそれぞれの国では、風力発電の導入率はさらに高くなる可能性がある。

7.1 需給調整要件結果のまとめ

第3章で説明した必要な需給調整を定量化した結果をまとめ、図 56 および 57 に示す。

必要な追加予備力は、多くの場合、風力発電の変動と負荷変動を組み合わせる統計手法によって評価されている。また、瞬時の供給停止事例と必要な予備力（擾乱のための予備力あるいは偶発事故のための予備力）を関連させている研究もある。系統運用への影響については、モデル解析を行い、風力発電なしで運用する系統のコストとさまざまな導入率の風力発電が加わった場合の系統運用コストを比較し、結果を説明している。また変動性に関するコストについても、風力発電が一定とした場合の解析をさまざまな風力発電の導入率と比較して説明している（米国ミネソタ州、Greennet Nordic+ドイツの研究など）。図 56 に示した風力発電の導入によって必要となる追加予備力に関する結果は、以下の研究のデータに基づいている。

- ・ フィンランドおよび北欧 (Holtinen, 2004)
- ・ スウェーデン (Axelsson et al., 2005)
- ・ アイルランド (Ilex et al., 2004)
- ・ 英国 (Strbac et al., 2007)
- ・ ドイツ (Dena, 2005)
- ・ ミネソタ州 (EnerNex/WindLogics, 2006)
- ・ カリフォルニア州 (Porter et al., 2007)

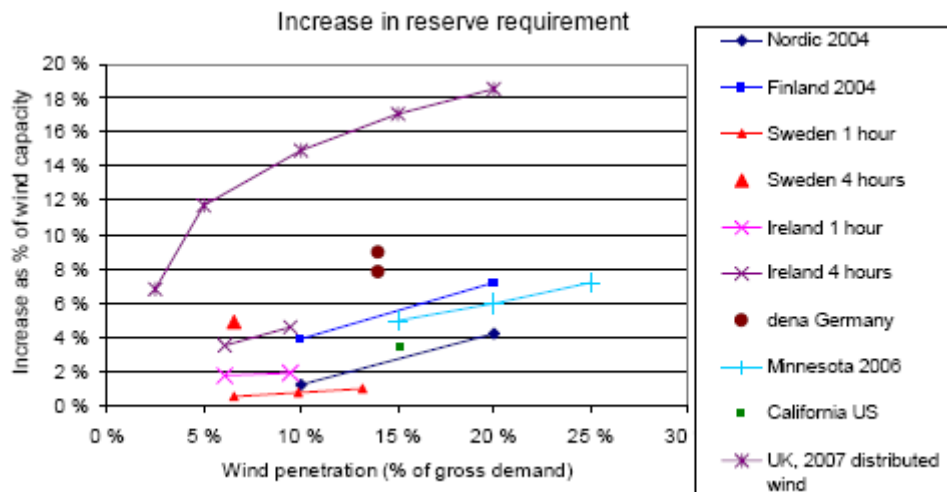


図 56 風力発電による必要な追加予備力の結果

ドイツの DENA の推定値では、予備力の増加・低下の各々について前日の不確実性が考慮され、英国の推定値では直前 4 時間の風力発電の変動が考慮されている。ミネソタ州とカリフォルニア州では、前日の不確実性が予測値に含められている。それ以外の研究では、運用時間中の変動の影響が考慮されている。アイルランドとスウェーデンでは、直前 4 時間の不確実性が別途評価されている。

追加が必要となる短時間予備力を評価する際に風力発電の毎時変動のみを考慮するのであれば、導入率が総需要電力量の 10%未満の場合、風力発電の設備容量の 4%以下という結果になる。風力発電の 4 時間前予測誤差を考慮した場合、追加が必要となる短時間予備力は、導入率 5~10%のとき風力発電の設備容量の 4~5%になることが報告されている。図 56 に示す結果の最大値は、風力発電の 4 時間変動（予測誤差ではなく）を負荷予測誤差と組み合わせた場合、導入率 10%で必要となる予備力が 15%増加し、導入率 20%で必要となる予備力が 18%増加するという結果に基づいている (Strbac et al., 2007)。

風力予測の最新の成果によると、短時間のタイムスケールでの予測が著しく改善されていることがわかる (2.1.2 項参照)。前日予測誤差を短時間予備力で調整すれば、追加が必要となる短時間予備力は 10%近くになる。このドイツの研究では、必要な予備力を風力発電の前日予測誤差の平均的な影響と捉えており、最大値が風力発電の設備容量の 15~20%まで増加する (Dena, 2005)。ここに示した結果よりも必要な予備力が著しく増加することを示す研究がいくつかある。スウェーデンの系統運用者が発表したその推定値は、風力発電の設備容量の 35~48%である。3.6.2 項で詳しく論じたように、この合計値は予備力のいくつかの要因を総合した結果に基づいており、数時間というより大きなタイムスケールでの電力系統の柔軟性を表している場合もある。カリフォルニアの独立系統運用者の推定によれば、調整予備力（1 次予備力）は 100~500 MW あるいは風力発電の設備容量の 1~5%である。この必要な調整力は、GE が行った CEC 研究の値の 10 倍である。この主張についての詳細な分析は行われていない。

図 57 に示した風力発電に起因する調整コストの増加に関する結果は、以下の研究に基づいている。

- ・ フィンランドおよび北欧 (Holtinen, 2004)
- ・ 英国 (Ilex/Strbac, 2002; Strbac et al., 2007))
- ・ アイルランド (Ilex et al., 2004)
- ・ コロラド州 (Zavadil et al., 2006)
- ・ ミネソタ州 (EnerNex/WindLogics, 2004 and 2006)
- ・ カリフォルニア州 (Shiu et al., 2006)
- ・ PacifiCorp (PacifiCorp, 2005)
- ・ 北欧諸国およびドイツ、Greenet (Meibom et al., 2009)

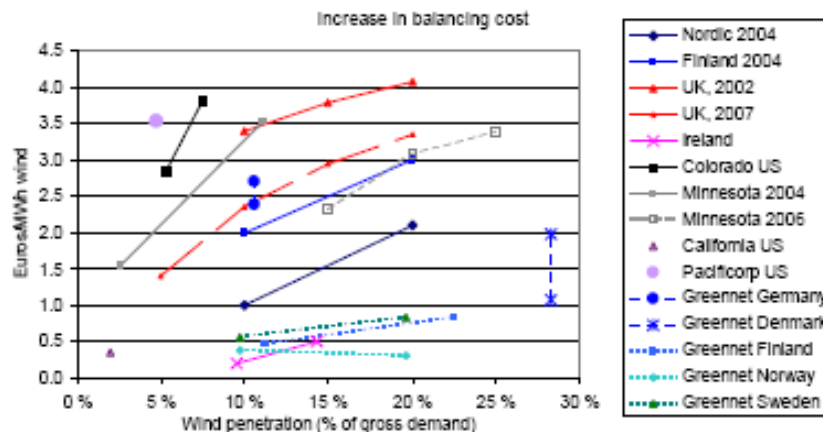


図 57 風力発電による需給調整コストと運用コストの増加に関する推定結果

ここで使用した通貨換算は 1 ユーロ=0.7 ポンド、1 ユーロ=1.3 米ドルである。英国の 2007 年研究は平均コストを示しており、導入率 20%での最後の点における、コストの範囲は、2.6~4.7 ユーロ/MWh である。

推定値以外にも、既存の風力発電に関する実際の調整コストに関し、デンマークでの結果が得られている。デンマーク西部では、Nordic 市場の前日市場の調整コストは風力発電の導入率 24%に対し 1.4~2.6 ユーロ/MWh である。これらの数値は図 57 ではほぼ中間値である。

ドイツと英国で必要とされる予備力の最大推定値は需給調整コストに反映されていない。これは、両国の研究から、現在の従来型発電所でこの必要量を満たすことができると結論できるからである。英国の研究結果では、既存の予備力のコスト増のみが推定されている。風力発電の導入率が総需要電力量の 20%以内である場合、風力発電の変動と不確実性に起因する系統運用コストの増加は、約 1~4 ユーロ/MWh となり、これは風力発電の卸価格の 10%以下である。国および地域によって、結果には大きなばらつきがあることが確認されており、中でも特に顕著なのは以下の通りである。

- ・ 推定にさまざまなタイムスケールが用いられており、英国の 2002 年の研究では、4 時間前までの変動増加が考慮されている。米国の研究でも前日の計画作成に関するユニットコミットメントの影響が組み込まれている。北欧諸国とアイルランドに関しては、運用時間中の変動増加のみが評価されている。Greennet 研究では、風力発電の予測に基づきユニットコミットメントと予備力の割当てがされているが、この系統では、出力レベルの調整に直前 3 時間の最新予測を用いている。
- ・ 新たな予備力容量への投資コストについては、Greennet、英国、SEI アイルランドの研究では運用コストの漸次的増加のみが評価されているが、新たな予備力への投資を含めている研究結果もある（北欧（2004 年）、フィンランド（2004 年））。
- ・ 需給制御エリアの規模に関しては、Greennet、ミネソタ州（2006 年）、北欧（2004 年）の研究では、隣接国あるいは隣接市場との電力取引により運用コストを減らす可能性が見込まれているが、コロラド州、カリフォルニア州、PacifiCorp、ドイツの DENA の研究、スウェーデン、英国、アイルランド、フィンランドの研究では、送電線の可能性（近隣諸国からの電力輸入による需給調整の可能性）は考慮されず、当該国・市場の分析がなされている。ミネソタ州における 2 つの研究は、大規模市場が需給調整に及ぼす便益を示している。Greennet の研究結果およびフィンランド単独の計算結果と比較した北欧（2004 年）の研究の結果にも、これと同様の傾向が確認される。大規模な電力系統によって風力発電の変動性の平滑化が可能となる。
- ・ デンマークとドイツに関する Greennet の結果から、近隣諸国がどの程度の風力発電を有しているかによって算出されるコストが異なることが分かる。コストが高くなっているのは、フィンランド、スウェーデン、ノルウェーの導入率 20%の場合である。このノルウェーの結果から、各々の柔軟性が非常に高いため、風力発電の導入率が高くなると運用コストは増加せず、グラフの曲線がフラットになることがわかる。

表 4 に示すように、近隣の系統への連系線容量が非常に高い場合も多い。したがって需給調整コストに関して

は、これらの研究の中で連系線容量を需給調整の目的に用いてよいかどうかを必ず検討する必要がある。一般に結論付けられることは、連系線容量を需給調整にも用いることができるのであれば、そうでない場合に比べ需給調整コストが低減するということである。連系コストを低減することが明らかになった他の重要な要因は、非常に広域の風力発電所の出力を集約化すること、および電力系統の運用を通告する時間を実際の給電時間に近づけることである。

追加が必要な予備力 (MW) や需給調整コストの増加を示す貨幣価値は、すべての事例研究で定量化されているわけではない。

- ・ スウェーデンとフィンランドでは、風力発電事業者への支払い金としての需給調整コストを、調整市場 (Nordic 調整市場) 価格として推定し、風力発電の分散の度合いおよび需給調整のための市場価格水準に従い、0.3~1.4 ユーロ/MWh としている (Holtinen et al., 2006; Neimane & Carlsson, 2008)。これらの調整コストに含まれているのは、不確実性に関するコストのみである。つまり Nordic 前日市場で風力発電の変動に対応しているということである。スウェーデンでは、4,000 MW の風力発電 (総需要電力量の 8%) に関し、1 時間先あるいは 4 時間先の風力発電の予測誤差のために、15 分運転予備力が 18~56% 増加すると推定している (総需要電力量の 8%) (Brandberg & Broman, 2007)。フィンランドでは、ボトルネックなしで Nordic 需給調整市場を利用できると仮定すれば、今後風力発電の予測誤差によって生じる系統インバランスのコストの増加は、総需要電力量の 1~10% の導入率で MWh あたり 0.2~1 ユーロと推定している (Helander et al., 2009)。
- ・ ドイツでは風力発電のインバランスコストを減らすために有効な当日市場を利用することが調査されている (FGE/FGH/ISSET, 2007)。またフィンランド (Holtinen & Koreneff, 2007) およびスウェーデン (Neimane & Carlsson, 2008) では、Nordic 市場に関して調査している。結論から言えば、少なくとも現在の想定価格に関しては、当日市場を利用する明確な便益はない。なぜならば、当日市場での取引とは全てのインバランスを修正することを意味するが、インバランスへの支払いは電力系統の正味のインバンスに影響するインバンスのみに適用されるため、100% の時間で支払われるというわけではないためである (導入率が低い場合は 50% の時間にすぎない)。
- ・ スウェーデンでは、導入率が低い場合 (総需要電力量の 3% 未満) に対し、風力発電の予測誤差が水力発電の効率性に及ぼす影響が推定されている。風力発電が年間約 4~5 TWh である場合、水力発電系統の効率性の低下を補うには、風力発電の設置容量を約 1% 増やさねばならない (Söder, 1994)。
- ・ 北欧諸国に関しては、風力発電の導入率が 12% になった場合、水力発電の利用を抑制した結果生じる損失電力量が、風力発電の電力量の 1% に等しくなると推定されている (Holtinen, 2004)。
- ・ デンマークの系統運用者は、風力発電の導入率が (総需要電力量の) 20% から 50% に増加した場合の影響を評価し、風力発電の導入率をさらに高めることで、市場・発電・送電・需要の各側面での対策を導入しつつ、国内の柔軟性と国際的な電力市場の両者の利用が必要になると結論づけている (Energinet.dk, 2007)。
- ・ オランダの解析結果によれば、海外との電力取引、特に市場の通告を延長することは、効率的に風力を系統連系するための重要な解決策である。重要なことは、特に需要がピークの時の CCGT、および需要が低い時の基準負荷に関して言えば、風力発電によって火力発電の投資対効果が悪化することである (Ummels, 2009)。
- ・ アイルランドの全島系統研究によれば、風力発電を 2 GW から 6 GW にすることで、電力系統の運用コストがベースケースと比較して 13 ユーロ/MWh 低下する。本研究はコスト便益を探索するものだったため、このコストは運用コストとしては公表されていない (All Island Grid Study, 2008)。
- ・ ニューヨーク州では、導入率が容量の 10% の場合、風力発電に起因する調整力の増分は 36 MW となり、それ以上の瞬時予備力は不要としている。風力発電の系統連系に伴う 1 時間あたりの負荷増分は 5 分間で 1~2 MW であり、1 時間あたり出力変化は 858 MW から 910 MW に増加する。需要の増加に対しては、ニューヨーク州の既存電源と市場プロセスにより全て対応することができる。2008 年の天然ガスの想定価格 6.50~6.80 ドル/MMBTU では、電力系統のコストを 3.35 億~4.55 億ドルに削減できることが明らかとなっている。前日ユニットコミットメントの予測誤差 σ は、700~800 MW から 859~950 MW に増加する。ユニットコミットメントの最新予測 (風力発電 MWh あたり 10.70 ドル) を考慮した場合、系統変動のコストを合計で 3.35 億~4.30 億ドルに削減できる。完全な予測

により、さらに 2,500 万ドルの削減が可能である (GE Energy, 2005)。

- ・ テキサス州では、調整タイムスケールの影響（毎秒の変動）の研究が行われ、上方調整力および下方調整力がそれぞれ 54MW および 48MW 増加することが明らかとなっている。最新の風力予測を用いると、風力発電 MWh あたりの調整コストは、風力発電が 10,000 MW に達するまでは 0.27 ドル/MWh まで増加するが、15,000 MW になると実際の調整コストの削減レベルまで低下する (0.18 ドル/MWh)。この理由は、必要な調整が多くなっても、風力発電容量の追加により安価なユニットコミットメントが可能になることでユニットコミットメントの問題を解決することができるため、アンシラリーサービス市場の調整清算コストが減少するからである。回避することのできた風力発電のコストは、風力発電 MWh あたり約 55 ドルと推定されている (GE Energy, 2007)。
- ・ 電力貯蔵に関しては、英国の電力系統運用における電力貯蔵価格が 252～970 ポンド/kW と見積もられている (Strbac et al., 2007)。ドイツでは、400 MW の CAES に関し年間 2,700 万ユーロと予測されている (2.5 億ユーロの投資) (FGE/FGH/ISSET, 2007)。オランダでは、系統での電力貯蔵の代替手段として有望なのは国際取引とされている (Ummels, 2009)。アイルランドでは、電力貯蔵容量を増やしても全島系統研究の結果が改善されるわけではない (All Island Grid Study, 2008)。

風力発電の導入率が総需要電力量の 10～20% の場合、電力系統の電力貯蔵のコスト効率は低いままである（大規模貯水池を備えた水力発電や揚水発電を除く）。風力発電の導入率が高くなるほど、電力貯蔵により柔軟性を高めることは電力系統の運用に有益であると予想される。但し、いかなる場合も電力貯蔵は集合化された系統の需給調整の必要性に従って運用すべきだということを、認識すべきである。全ての負荷と電源の変動性が集合化によって効果的に低減できるような大規模な電力系統において、風力発電のためだけに予備力を提供することはコスト効率上望ましくない。これは特定の火力発電所で供給停止のためだけに専用の電力貯蔵を行ったり、一定の負荷変動のために発電所を特別に建設することが効果的でないのと同様である。

7.2 解析モデルの点検表のまとめ

別表 2 に掲載した表の概要を、表 22 に示す。この表では、必要とされる調整力に関する解析に基づく結果を示している。ほぼいずれの研究も、風力発電を含まない場合およびさまざまな導入量に対して風力発電が加わった場合の系統運用の結果とコストが比較されている（米国ミネソタ州、北欧+ドイツ）。

この表から、各種の結果がどのように説明されているか、すなわち見積りではどのような要素が考慮されているかを見ることができる。(Söder & Holttinen, 2007) では、解析に用いることのできる方法として最も望ましいのは、考えられる全ての市場と系統の動的側面を考慮することとしているが、これは実際には時間ステップが秒単位未満と短く、解析時間が年単位と長いと不可能である。系統運用を解析する際には、さまざまな仮定を用いる必要がある。

諸研究を比較して分かることは、連系線容量が概ね用いられているということである。これは風力発電の影響を評価する上で不可欠である。

表 22 風力発電連系の需給調整への影響評価のため風力発電を追加する場合
およびしない場合の電力系統モデリングを説明した別表 2 の点検表の概要

設計		スウェーデン, Söder 1994	北欧, Holttinen, 2001	北欧+ドイツ, Meiborn 2009	米国ミネソタ州, Enernex 2004	米国ミネソタ州, Enernex 2006	アイルランド, ESBNG 2004	アイルランド, SEI 2004	オランダ, 2009
A	研究目的	1.風力発電を x GWh 追加したらどうなるか	1.風力発電を x GWh 追加したらどうなるか	1.風力発電を x GWh 追加したらどうなるか	1.風力発電を x GWh 追加したらどうなるか	1.風力発電を x GWh 追加したらどうなるか	1.風力発電を x GWh 追加したらどうなるか	1.風力発電を x GWh 追加したらどうなるか	1.風力発電を x GWh 追加したらどうなるか
M	方法	1.風力発電追加 (4a)	1.風力発電追加	1.風力発電追加 (4b)	1.風力発電追加 (6)	1.風力発電追加 (6)	2.風力発電代替容量 (5, 6)	1.風力発電追加	1.風力発電追加

S	運用解析モデル	3.決定論的解析： 風力予測誤差を用いて計画を決定	2.決定論的解析： 30 水力流入事例	4.確率論的解析： いくつかの事例	2.決定論的解析： いくつかの事例	2.決定論的解析： いくつかの事例	2.決定論的解析： ユニットコミットメントとディスパッチ	2.決定論的解析：	5.確率論的解析： 逐次的 (14)
解析の詳細									
R	時間分解能	時間毎	週毎 (9)、 30 年間	時間毎、 1 年間	時間毎、 3x 年	時間毎、 3x 年	時間毎、 1 年間	30 分毎	15 分毎、 1 年間 (15)
P	価格決定方法	5.その他 (10a)	1.燃料コスト 3.完全な市場	1.燃料コスト/起動 3.完全な市場	1.燃料コスト	1.燃料コスト	1.燃料コスト 5.その他 (10b)	1.燃料コスト	1.燃料コスト 3.完全な市場
D	残りの系統の設計	1.一定 6.風力発電の増加に伴い負荷も増加	1.一定 4.可変： 風力発電による運用変更	1.一定 4.可変： 風力発電による運用変更 5.完全な取引規則	1.一定	4.可変： 風力発電による運用変更 5.完全な取引規則 6.電源と送電の追加	1.風力発電追加による既存電源の撤去 (11a)	1.一定(11b) 撤去した電源の代わりに CCGT と OCGT を新たに追加	1.一定 4.可変： 風力発電による運用変更
不確実性と需給調整									
I	インバランス計算	2.風力+負荷	インバランス計算なし	1.風力のみ 4.風力+予備力割当て	3.風力+負荷+発電	3.風力+負荷+発電	4.その他： 風力+発電	3.風力+負荷+発電	3.風力+負荷+発電
B	需給調整の場所	1.専用電源 4.その他 (12)	インバランス計算なし	3.外部地域からも	2.同じ地域から	3.外部地域からも	2.同じ地域から	2.同じ地域から	3.外部地域も
U	不確実性の扱い	3d.風力発電予測 (1~2 時間前~前日) 6.負荷予測	2.水力発電流入量の不確実性 3.風力予測なし 6.火力発電の供給停止	2.水力発電流入量の不確実性 3.3~36 時間前の風力発電予測 (13b)	3d.前日風力発電予測 5.負荷予測 6.火力発電の供給停止	3d.1 時間前および前日風力発電予測 5.負荷予測 6.火力発電の供給停止	3d.風力発電予測：平均的な風力発電 (13e) 6.火力発電の供給停止	3d.1 時間および 4 時間前風力発電予測 (13f) 5.負荷予測 6.火力発電の供給停止	1.送電マージン 3d.風力発電予測
電力系統の詳細									
G	系統の送電限界	1.なし	2.一定 MW 限界	2.一定 MW 限界	1.なし	2.一定 MW 限界	1.なし	1.なし	2.一定 MW 限界
H	水力発電のモデリング	1.落差 2.水文学的連結 3.水文学的制限 4.水資源利用可能性 5.最適化	1.落差 2.水文学的連結 3.水文学的制限 4.水資源利用可能性 5.最適化	3.水門学的制限 4.水資源利用可能性 5.最適化	6.限定的、決定論的な河川の流れ 7.水力発電との相互作用は顕著でない	6.限定的、決定論的な河川の流れ 7.水力発電との相互作用は顕著でない	8.その他： 水力発電は過去の発電プロフィールに従い運用している	8.その他： 水力発電は過去の発電プロフィールに従い運用している	7.水力発電との相互作用は顕著でない

T	火力発電モデル	系統に火力発電なし	稼働率のみ	2.起動停止 3.効率性 4.水源発電	1.出力変化速度 2.起動停止 3.効率	1.出力変化速度 2.起動停止 3.効率	1.出力変化速度 2.起動停止 3.効率	1.出力変化速度 2.起動停止 3.効率	1.出力変化速度 2.稼働停止 3.効率 4.熱電併給
W	風力発電モデル	1a.風速＋出力曲線(8サイト) 確率論的予測誤差	1.少数の風速時系列データ 週毎、30年分	1a&1b.風速＋出力時系列データ 2d.平滑化 3.負荷と同期した風力発電データ 4.将来の風力発電の分散	1c.時系列: 50サイトの風力発電を再解析 2b.風力プロフィール 3.負荷と同期した風力発電データ 4.将来の風力発電の分散	1c.時系列: 50サイトの風力発電を再解析 2b.風力プロフィール 3.負荷と同期した風力発電データ 4.将来の風力発電の分散	1.少数の風速時系列データ 週毎、30年分	1a&1b.風速＋出力時系列データ 2d.平滑化 3.負荷との同期化風力データ 4.将来の風力発電の分散	1a.風速＋出力曲線(38サイト) 1d.平滑化 4.将来の風力発電の分散

- (1) どの程度の風力発電が可能か（評価戦略が無効になるまで風力発電を増加させる）
- (2) 風力発電が従来型発電所の運転に及ぼす影響
- (3) 風力発電が運転予備力に及ぼす影響
- (4a) 負荷を風力発電と同じ GWh 分増加させる
- (4b) 確率論的に変動する風力発電出力と同等に予測可能な一定の風力発電出力との比較
- (5) 系統アデカシーを保つ
- (6) 容量クレジット：a) 逐次的、風力発電および負荷プロフィールを用いる
- (7) 風力発電および負荷プロフィールを用いて計算した容量クレジット
- (8) 決定論的に計画を作成するが、評価は確率論系予測誤差に基づくリスクジェーリングを基盤とする
- (9) 4種類の負荷プロフィール、水力発電の流入量および風力発電は1週間を通じて一定と仮定
- (10a) 「連系コスト」は放棄した水力発電を補うのに必要な追加の風力発電電力量 (MWh) として計算
- (10b) 計算した風力発電に起因する追加的予備力の資本コスト
- (11a) 5,000 MW ピークのケース：風力発電追加時に既存の発電所を削減する
6,500 MW ピークの事例：CCGT と石炭火力発電の組み合わせ
- (11b) 一定。撤去した電源の代替として CCGT と OCGT を新たに追加
- (12) ひとつの河川で風力発電の需給調整を行い、その結果をスウェーデン全体に適用できるよう拡大する
- (13a) 水力発電の価値計算における毎週の不確実性に基づく風力発電の不確実性
- (13b) 8～36 時間前の設置容量をベースとして 15～18%
- (13c) 負荷予測：平均予測誤差 2.5%
- (13d) 前日予測二乗平均誤差 20%
- (13e) ディスパッチ計算にそれ以上およびそれ以下の変動を用い、平均 24 時間の風力発電出力をコミットメント計算の予測値として使用
- (13f) 二乗平均誤差 14～18%
- (13g) 負荷予測誤差：1 時間の場合 40MW、4 時間の場合 60MW
- (14) 一度の風力予測、毎時に風力発電を更新
- (15) 週毎に最適化

7.3 系統増強と効率性に関する結果のまとめ

現在の技術を用いれば、電圧ディップに対する運転継続 (LVRT)、系統への無効電力の供給、端子電圧の制御、出力および出力変化速度制御による系統運用への参加、SCADA 情報の提供といった、産業界の期待に合わせて風力発電所を設計することが可能である。系統安定度の研究結果が示しているように、風力発電の導入率が限られている地域では、電力のパワーエレクトロニクス制御と動的電圧保持能力を備えた最新の風力発電所が電力動揺を低減し故障後の電圧回復を維持することで、系統パフォーマンスを改善することができる。英国で実施された研究結果から、導入率が高い時、大規模風力発電所の十分な FRT 容量を要件とすることは、ウィンドファームが FRT 容量を備えていない場合に電力系統の安定度を確保するため系統運用を修正するのとは比べて、経済的に効率が良いことが示されている。イベリア半島の安定度研究では、導入率 10%強を達成するためには、大部分の風力発電所で FRT 容量が必要になるということが立証されている。またドイツの研究でも、受動的 FRT 容量では今後不足が生じると結論付けられており、さらに風車は系統に無効電力を提供できなければならないとされている。米国の研究で明らかにされたように、動的無効電力制御性を備えた風力発電所により、送電系統の動的な無効電力補償装置の必要性を低減あるいは無くすことができる可能性がある (Loutan et al., 2007)。

動的系統定格は、送電限界の決定の際に風力発電の冷却効果を考慮すると、ドイツの風力発電が設備容量の 75% 以上の場合、ドイツ北部から中部への送電容量を 40~90% 増やすことが可能となる。99% の場合、この増加分は全ての送電線で 15% 強になる。但し、増加分が 5% のみという非常に不利で好ましくない例外も存在する (Lange and Focken, 2008)。

ノルウェーの研究結果によれば、風力発電所を地理的に分散させると、大規模な風力発電所を 1 ヶ所に建設した場合と比較して、電力平滑化の効果により、制限のある送電網における風力発電の出力抑制が有意に大きくなることが立証されている (Korpås et al., 2006)。ノルウェーやスウェーデンでも、系統コストが比較的高い場合、送電容量を増やすよりも、風力発電を分散させる方が経済的に望ましく、また連系線の輸出容量に制限がある地域でも、水力発電と風力発電の調整により系統増強の必要性を低減できることが立証されている (Matevosyan, 2006, Tande & Uhlen, 2004)。

より大規模な電力潮流に対処し安定な電圧を維持するには、系統の増強が必要な場合もある。また、需要地から遠い脆弱な系統に新たな電源を建設する場合は、系統の増強が必要となる。風力発電に起因する系統補強コストは、負荷と系統のインフラに対し風力発電所がどの場所に建設されるかに大きく左右される。このため、その額は国によって異なると考えなければならない。

近年米国では、遠隔地の風力発電プロジェクトのために送電を拡張する革新的取り組みがなされた。Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) は、風力エネルギー資源が豊富な特定の遠隔地を、競争力のある再生可能エネルギー地帯 (CREZ) として指定し、これらの地域を需要地と接続するための送電拡張計画を実施している。送電線敷設に必要な承認が得られると、ERCOT はこのコストをレートベースに組み込み、現在は全ての需要家がこのコストの案分負担を支払っている。承認された計画では、風力発電の容量計 18,456 MW を 49.3 億ドルのコストで賄うため、新規の送電線を 2,376 マイル敷設し、連系された 345 kV 系統を拡張する、というものである。このシナリオでは、発電コストが年間 24 億ドル削減できると想定されている。カリフォルニア、コロラドおよびミネソタの各州でも、同様のプロセスが実施されている。

欧州全土の風力発電の系統連系研究 Tradewind および EWIS により、2015 年以降に風力発電が導入されていく中で、欧州の送電系統でボトルネックが増加すると予想される地域が明らかにされている。これらの送電網の増強により、系統に著しい便益をもたらすことができると予想されている。

系統増強に関する各国の事例研究により、以下のような結果が報告されている。

- ・ 英国：風力発電 26 GW (電力量ベース導入率 20%) では 65~125 ポンド/kW (85~162 ユーロ/kW)、風力発電 8 GW では 35~77 ポンド/kW (Strbac et al., 2002)。
- ・ オランダ：洋上風力発電 6,000 MW の場合、60~11 ユーロ/kW (Jansen & deGroot, 2003)
- ・ ポルトガル：風力発電 5,100 MW (参照値) に対し、53 ユーロ/kW (各系統開発および増強の総コストに占める風力発電計画関連の比率を単純に合計した値) から約 100 ユーロ/kW (全ての系統開発項目の総コストを含めた値)
- ・ ドイツ DENA 研究：風力発電 36,000 MW に対し、約 100 ユーロ/kW
- ・ アイルランド：全島系統研究では、再生可能エネルギー 2.25 GW (風力発電 2 GW を含む) の場合、中程度の高圧送電を加える必要がある。風力発電 6 GW を含む再生可能エネルギー 6.6 GW の場合、送電線に 10 億ユーロ強の資本投資が必要になる。2.25 GW を越え 4.3 GW になった場合、連系に必要な送電への漸増的投資は、再生可能エネルギー kW あたり 212 ユーロになる。年間で計算すると、これらのコストにより、風力発電プロファイルが最大の場合でも、電力コストは 1~2% 程度の増加に留まる。唯一最大の問題は、送電に関する住民の受容が得られるか否かである。無効電力に関する重大な問題も明らかにされており、さらに詳しい研究が必要とされている。
- ・ デンマークでは、系統の補強コストの総額の約 40% を風力発電から確保すると仮定し、3 GW の追加には 270 ユーロ/kW の投資が必要になると推定している (Electricity Infrastructure Committee, 2008)。過去のデンマークの研究結果では、2025 年までに洋上風力発電 2,250 MW を追加するには、洋上での発電電力を陸上に送電するコストを除けば、63~117 ユーロ/kW の系統増強コストが必要になるとされていた。2007 年から 2025 年までに陸上風力発電を 700 MW 増やすための、送電網増強の追加的コストは見込まれていない (EA Energianalyse, 2007)。
- ・ 米国の近年の研究では、風力発電を含めた 2001~2008 年の詳細な送電研究の 40 ケースが文献調査された。これらの研究で調査した風力発電の送電コストは、0 ドル/kW~1,500 ドル/kW 強と幅があ

ったが、大部分の研究では 500 ドル/kW 未満の送電単位原価を用いており、その中間値は 300 ドル/kW である。この研究結果で最も興味深いことのひとつは、風力発電の送電単位原価は、風力発電の導入率が高くなるほど上昇するとは見込まれていないことである。それどころか、風力エネルギーを最も多く含む研究結果では、送電単位原価が低くなる傾向にあり、大規模な資源領域を評価する際には、規模の経済が作用することが示されている。

風力発電の追加によって必要になる系統補強コストは、需要地に対する風力発電所の立地に大きく左右されるため、国によって大きく異なり、直接比較することはできない。系統増強コストは連続的に生じるものではなく、一度に多額の投資が行われる。系統の増強コストは性質上既存の系統に左右され、このコストはタイミングによって異なってくる。すなわち電源が連系され次第、タイミングに左右されることになる。ある送電線が建設された後であれば、新たな補強の必要性が生じる前にいくつかの電源を連系できる場合も多い。一定の時間が経過した後は、新たな送電線や変電所等も必要になる。したがって同じ風力発電を系統連系するとしても、タイミングが異なれば系統補強コストが異なってくる可能性がある。送電線の計画の際に、著しい系統補強が必要なケースでの最もコスト効率のよい解決策は、複数の段階を踏んで送電線の強化をするのではなく、その送電網における最終的な風力発電の容量を考慮して送電網を建設することであると考えられる。

風力発電へのコストの割当て方法はさまざまである。また、一時的にのみ、あるいは特定の発電や負荷の状況が生じた場合のみ、系統アデカシーが不十分なものになる場合、系統の補強を風力発電の出力抑制あるいは他の電源の運用変更といった選択肢に照らして検討することも重要である。

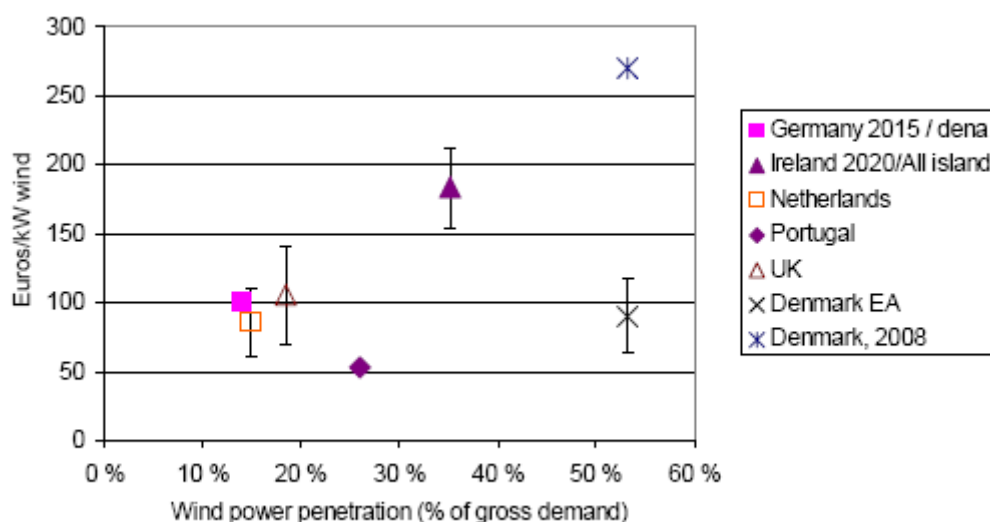


図 58 風力発電による系統補強コストに関する推定コストの比較

デンマークでは、風力発電の導入率を 20%から 50%にするためのコストは、風力発電の追加コストとして割当てられている。アイルランドに関してコストに開きがあるのは、再生可能エネルギー全体の導入率 0%からのコストの割当てを示しているからである。すなわちこれは (2.25 GW から 6.6 GW への) コストの割当ての幅である。

7.4 アデカシーおよび容量クレジットに関する結果のまとめ

風力発電の容量クレジットは、「風力発電を他の電源の代替することは可能か? その場合、どの程度可能か?」あるいは「この系統は、風力発電を加えることで (ピーク) 需要を満たすことができるか?」といった疑問への答えであり、電力系統が有する長期的・計画予備力に関係している。

風力発電により、予想される系統の需要増を満たすための追加すべき供給能力を得ることができる。風力発電の寄与率は、(風力発電の導入率が低く、ピーク負荷時の風力発電設備利用率が高い場合は) 風力発電の設備容量の最大 40%であり、風力発電の導入率が高くピーク負荷時の設備利用率が低い場合、あるいは地域の風力発電の出力プロファイルが系統の負荷プロファイルと負の相関をなす場合は、5%に低下する (図 59)。集合化の便益は、容量クレジットの計算にも当てはまる。すなわち地理的面積が広がるほど容量クレジットも高くなる。

風力発電の設備容量の%で表す風力発電容量クレジットは、風力発電の導入率が高くなるほど低下するが、地

理的平滑化にも大いに左右される。このことは、ノルウェー中部における風力発電所が 1 サイトのケースと 3 サイトのケースを比較するとよく理解できる。すなわち本質的には、米国あるいは欧州全体に建設された風力発電の容量クレジットは、総導入率がそれぞれの国あるいはそれぞれの地域の値と似たものであっても、それぞれの国あるいはそれぞれの地域の容量クレジットを上回る可能性が高い。当然ながら、これが当てはまるのは、系統で風力発電容量の利用が制限されていない場合のみである。つまりこれは、系統の稼働可能な容量が、他の電源へ容量クレジットを割当てる前提とされている場合である。

風力発電の容量クレジットに関し図 59 に示す結果は、以下の研究に基づいている。

- ・ ドイツ (Dena, 2005)
- ・ アイルランド(ESBNG, 2004)
- ・ ノルウェー(Tande & Korpås, 2006)
- ・ 英国 (Ilex & Strbac, 2002)
- ・ 米国ミネソタ (EnerNex/WindLogics, 2004;EnerNex/WindLogics, 2006)
- ・ 米国ニューヨーク(GE Energy, 2005)
- ・ 米国カリフォルニア(Shiu et al., 2006)

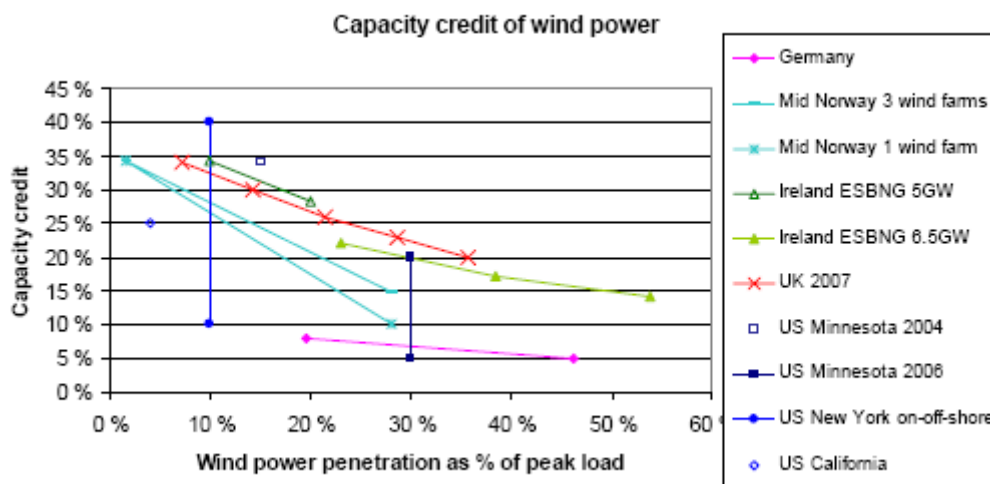


図 59 8 つ研究に基づく風力発電の容量クレジットの結果

アイルランドの推定は、ピーク負荷 5 GW と 6.5 GW という、2 つの電力系統のケースに関してなされたもの

図 59 の風力発電の容量クレジットの結果には大きな幅がある。その理由のひとつは、風力発電所のサイトにおける風車タイプおよび風車サイズがさまざまであることである。これにより、図 59 に示したように、ドイツの容量クレジットの結果が低くなっていることも説明できる。導入率がゼロに近い場合、容量クレジットの値はいずれも、評価された風力発電所の設備利用率の範囲内に入っている。風力発電と負荷の相関は、米ニューヨーク州の洋上風力発電所の容量クレジットが 40% であることから分かるように、非常に有益なものである。

一般的には、単純化された方法が用いられることが多いようであるが、その方法が信頼度分析に基づくより確実な手法と比較されることは少ないようである。この比較を行うことによって単純化した方法の得失評価を明確にすることが、強く奨励される。容量クレジットをより詳しく研究するための新たな方法も使われるようになっている。例えば 5.6 節 (ポルトガルとスペイン) で述べたリスク評価法では、発電系統の一般的アデカシーだけでなく、運転予備力に付随するリスクも計算されている。

報告書によっては「容量コスト」という用語が用いられている。これは風力発電の容量クレジットと従来型発電所の容量クレジットの差を示す値である。その場合、このコストを過大に見積もることのないように、考え得る最も安価な対策を考慮することが重要である。第一に留意すべきことは、通常の場合容量クレジットは年間で数時間以内の期間のみに容量不足が発生する危険のある系統に関して計算される、ということである。容量クレジットがそれほど高くなければ容量の増強が必要になるが、この場合おそらく追加された容量は年間数時間のみ

しか使われないことになる。この程度の利用率であれば、比較的投資コストを安く抑えるため、オープンサイクル・ガスタービン (OCGT) が望ましい。多くの場合、より安価な解決策はデマンドサイドマネジメント (DSM) である。現実的な「容量コスト」とするには、対策コストを過大評価しないよう留意しなければならない (Söder & Amelin, 2008)。

第 8 章 現状と今後の奨励

風力発電の影響を評価する上で課題となることは、変動性と不確実性（予測誤差）を考慮しつつ、研究対象地域全体を代表する風力発電の時系列データを設定し、その結果得られる電力系統の運用をモデリングすることである。その最新の最良事例には以下のものがある。

- ・ 想定された地理的変動性に対し、風力発電の時系列データの変動の平滑化。少数の風力発電所と気象観測等から得た実データ、あるいは同期された気象解析の利用。風力発電の最良事例に基づく風力発電の不確実性の推定。
- ・ 過去の実際の電力負荷および負荷予測と負荷変動および風力発電変動を組み合わせた分析。
- ・ 系統運用の解析とモデリングによる系統の特徴および応答の把握
- ・ 税設計構造とは独立した実際の技術的コストの分析
- ・ 風力発電のコスト便益比較

概して問題になるのは、予備力容量の追加や新規の送電線が風力発電所建設の前提になることに加えて、風力発電の占める比率が大きい新しい系統において電力系統への追加的投資が経済的利益を得られるか否か、ということである。

風力発電の導入率が高い場合、連系する系統を最適化する方法を調査する必要がある。風力発電の導入率の高まりに対処するには、系統構成や運用業務の修正が必要になる場合がある。現在の系統運用方法は、いずれも風力発電の特徴を的確に考慮したものではなく、またそれを可能にすべく開発されたものではないことは確実である。導入率が高い場合、例えば隣接エリアへの送電、エネルギー貯蔵（揚水発電や熱貯蔵等）あるいはデマンドサイドマネジメント（風力発電の出力抑制を回避する）といった手段により、追加される風力発電に対処する必要がある。風力発電の連系は国際レベルで評価する必要があり、例えば各国の電力系統を国際連系することと必要性和便益を確認する必要がある。

電力系統によって柔軟性の程度が異なり、また大量の風力発電を系統連系する場合、コスト効率の高い方法で柔軟性を高める方法も電力系統によってさまざまである。現在までの研究から、さらに多くの風力発電を電力系統に連系することについて、以下のような多くのことが明らかにされている。

- ・ **需給制御エリアの拡大と風力発電の集合化**：負荷も電源も地理的面積が大きくなるほど集合化されるため、数多くの統計値を得ることの便益は大きい。需給制御エリアが広がるほど、風力発電所の集合化が可能になる。予測の精度は、予測の地理的規模が拡大するほど改善される。これは、風力発電所の出力と距離との相関が低くなるため、多くの発電所を集合化するほど出力の変動がなくなるからである。より短いタイムスケールでは、必要となる予備力が減少することになり、長いタイムスケールの場合は容量クレジットに平滑化効果をもたらすことになる。需給制御エリアを拡大することで、より多くの需給調整電源を利用できるようになる。
- ・ **利用可能な送電容量**：大規模な風力発電開発を集合化し、系統の需給調整サービスを改善することは、送電線によって可能となる。これは物理的に利用可能な送電容量の活用を進め、送電系統を増強し拡大することで達成できる。また、風力発電の導入率を高めるには、系統内の容量改善も必要になる。
- ・ **系統の運用**：リアルタイム予測と前日までの最新予測の両者を用いて、系統運用に電源情報を組み入れることで、風力発電の変動と予測誤差が管理し易くなる。市場運用により通告時間を短くすることは系統連系には有益であるが、運用ツールの改善が必要となる。良好に機能している 1 時間前市場あるいは前日市場は、出力が変動する風力発電所をよりコスト効率の良い方法で需給調整するのに役立つことになる。
- ・ **風力発電所の能力の改善**：風力発電所の運用上の特徴を改善することで、系統の脆弱な点で電圧調整を行う能力、安定度に制限がある系統における慣性応答を提供する能力、アンシラリーサービス提供に関わる能力、および解列せずに故障（電圧と周波数の逸脱）時に運転継続する能力により、

系統運用の信頼度を高めることができる。

- ・ **系統の拡張**：新たに追加した電源の柔軟性および需給調整を十分なものにすることで、予想される風力発電の増加による変動性の増加に対処し易くなる。

風力発電の容量クレジットの推定に関して、いくつかの方法が使われている。さまざまな負荷レベルに対する電力系統の電力不足確率 (LOLP) を決定することは、利用し得る最も厳密な方法である。風力発電は従来型電源よりも容量クレジットが低いため、風力発電へのコスト割当ては広く受け入れられているわけではない。この方法を取る場合、風力発電と同じ年間発電電力と、ピーク負荷時に電力を提供する最もコスト効率の高い代替電源をコスト計算に用いると仮定して、風力発電と従来型発電所との比較を行うことが望ましい。

参考文献

- All Island Grid Study. 2008. Available at: <http://www.dcenr.gov.ie/Energy/North-South+Co-operation+in+the+Energy+Sector/All+Island+Electricity+Grid+Study.htm>, 2008.
- Amelin, M. 2008. Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power, accepted in December 2008 for publication in IEEE Transactions on Power Systems.
- Axelsson, U., Murray, R. & Neimane, V. 2005. 4000 MW wind power in Sweden – Impact on regulation and reserve requirements. Elforsk Report 05:19, Stockholm. Available at: <http://www.elforsk.se>.
- Bird, L., Parsons, B., Gagliano, T., Brown, M., Wiser, R. & Bolinger, M. 2003. Policies and Market Factors Driving Wind Power Development in the United States. NREL/TP-620-34599, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, US.
- Brandberg & Broman. 2007. Future trading with regulating power, Magnus Brandberg and Niclas Broman, Masteris Thesis, Uppsala Universitet, performed at Vattenfall Utveckling AB. An updated version is published, together with Nilsson, in Minerals & Energy - Raw Materials Report, Volume [http://www.informaworld.com/smpp/title%7Econtent=t713789630%7Edb=all%7Etab=issueslist%7Ebranches=23](http://www.informaworld.com/smpp/title%7Econtent=t713789630%7Edb=all%7Etab=issueslist%7Ebranches=23-v2323) - v2323, Issue 1 March 2008, pp. 1–11.
- Burges, K., De Broe, A. M. & Feijoo, A. Advanced wind farm control according to Transmission System Operator requirements. European Wind Energy Conference, EWECi03 Madrid, Spain, 16.–20.6.2003.
- Bömer, J. & K. Burges: Verbesserte Integration von Windenergieanlagen im EEG 2009. 2008. Available at: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42327/4591/>
- Cardinal, M. E. & Miller, N. W., 2006. Grid Friendly Wind Plant Controls: WindCONTROL – Field Test Results. WindPower 2006, Pittsburgh, PA, US.
- Coughlan, Y., Smith, P., Mullane, A. and O'Malley, M.J. 2007. Wind turbine modelling for power system stability analysis – a system operator perspective. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, pp. 929–936.
- Dale, L., Milborrow, D., Slark, R. & Strbac, G. 2003. A shift to wind is not unfeasible (Total Cost Estimates for Large-scale Wind Scenarios in UK). Power UK Journal Issue 109, pp. 17–25.
- Danish Energy Authority, 2007. A visionary Danish Energy Policy 2025. Available at: <http://www.ens.dk/sw45978.asp> (27.1.2009).
- DeMeo, E. A., Grant, W., Milligan, M. & Schuerger, M. J. Wind plant integration: costs, status and issues. IEEE Power & Energy Magazine, Nov/Dec 2005.
- Dena, 2005. Planning of the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020 (Dena Grid study). Deutsche Energie-Agentur Dena, March 2005. English summary and full German version available at: <http://www.dena.de/themen/thema-reg/projektarchiv/>.
- Distribution Grid Code. 2007. Available at: <http://www.esb.ie>.
- Doherty, R. & O'Malley, M. J. 2005. New approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, pp. 587–595.
- Dragoon, K. & Milligan, M. Assessing Wind Integration Costs with Dispatch Models: A Case Study. Windpower 2003, Austin, TX.
- EA Energianalyse A/S: 50 percent wind in 2025 (In Danish), June 2007. Available at: <http://www.ea-energianalyse.dk/publications.html>.
- EirGrid Grid Code. 2008. Available at: <http://www.eirgrid.com>.
- Electricity Infrastructure Committee. 2008. Technical Report on the future expansion and undergrounding of the electricity transmission grid; published by the Electricity Infrastructure Committee, April 2008. Available at: <http://www.energinet.dk>.
- Elektrizitätswirtschaft. 2006. Elektrizitätswirtschaft Jg. 105, Nr. 25, p. 42.
- Eleveld, H.F., Enslin, J.H.R., Groeman, J.F., van Oeveren, K.J. & van Schaik, M.A.W. 2005. Connect 6000 MW-II: Elektrische infrastructuur op zee. Kema 40510025- TDC 05-485000, September 2005.
- Energinet.dk. 2004. Regulation TF3.2.5, Wind turbines connected to grids with voltages above 100kV, Dec 2004.
- Energinet.dk, Recent Energinet.dk Papers (3 & 4 quarter 2005) on: System Analysis and Model Tools, December 2005. Available at: [http://www.el-vest.energinet.dk/media\(16713,1030\)/System_Analyses_2006.pdf](http://www.el-vest.energinet.dk/media(16713,1030)/System_Analyses_2006.pdf).
- Energinet.dk, 2007. System Plan 2007. Available at: <http://www.energinet.dk>.

- EnerNex/WindLogics, 2004. Xcel North study (Minnesota Department of Commerce). Available at: <http://www.state.mn.us/cgi-bin/portal/mn/jsp/content.do?contentid=536904447&contenttype=EDITORIAL&hpage=true&agency=Commerce>.
- EnerNex/WindLogics 2006. Minnesota Wind Integration Study Final Report. Vol I, prepared for Minnesota Public Utilities Commission, Nov. 2006. http://www.puc.state.mn.us/portal/groups/public/documents/pdf_files/000664.pdf
- Ensslin, C. 2006. The Influence of Modelling Accuracy on the Determination of Wind Power Capacity Effects and Balancing Needs. PhD Thesis, Kassel University Press. Available at: http://www.uni-kassel.de/upress/publi/schriftenreihe.php?ernuerbare_energien.html.
- ERCOT, 2007. ERCOT Operations Report on the EECF event on February 8, 2007. Available on the ERCOT web site at: http://www.ercot.com/meetings/ros/key docs/2007/0315/07._ERCOT_OPERATIONS_REPORT_EECP020807_rev3.doc.
- Eriksen, P. B., Ackermann, T., Abildgaard, H., Smith, P., Winter, W. & Garcia, J. R. 2005. System operation with high wind penetration. The transmission challenges of Denmark, Germany, Spain and Ireland. IEEE Power & Energy Magazine, Nov/Dec 2005.
- Eriksen, P. B. & Orths, A. 2008. Challenges and Solutions of Increasing from 20 to 50 Percent of Wind Energy Coverage in the Danish Power System until 2025; In- vited Keynote Paper; Proceedings of the 7th international Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms; 26–28 May 2008, Madrid, Spain.
- Erlich, I., Winter, W. & Dittrich, A. 2006. Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System. IEEE PES, Montreal.
- Ernst, B. 1999. Analysis of wind power ancillary services characteristics with German 250 MW wind data. NREL Report No. TP-500-26969. 38 p. Available at :<http://www.nrel.gov/publications/>.
- ESBI, 2004. Renewable Energy Resources for Ireland 2010 & 2020. Sustainable Energy Ireland.
- ESBNG, ESB National Grid. 2004. Impact of wind power generation in Ireland on the operation of conventional plant and the economic implications. February 2004.
- Estanqueiro, A. 2006. Study on the Portuguese spatial correlation and smoothing effect of fast wind power fluctuations. INETI, Private communication, December, 2006.
- EWEA, 2005. Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations (December 2005). Available at: <http://www.ewea.org/>.
- EWIS, 2007. European Wind Integration Study final report phase one. Available at: <http://www.etsi.org>, <http://www.ucte.org>.
- FGE/FGH/ISSET: Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das <bertragungsnetz. 2007. Available at: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42024/4591/>.
- Focken, U., Lange, M., Walldl & H.-P. 2001. Previento – A Wind Power Prediction System with an Innovative Upscaling Algorithm. In: Proceedings of EWECi01, 2nd–6th July, 2001, Copenhagen, pp. 826–829.
- Focken, U. 2007. Optimal Combination of European Weather Models for Improved Wind Power Predictions. In: Proceedings of EWECi07, 7th–10th May, 2007, Milan, Italy.
- GE Energy, 2005. The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability, and Operations. Report on Phase 2, Prepared for The New York State Energy Research and Development Authority, City, State, Mar. 2005. Available at: http://www.nyiso.com/public/services/planning/special_studies.jsp.
- Giebel, G., 2000. On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe. PhD Thesis, Carl von Ossietzky Universität, Oldenburg.
- Giebel, G., Brownsword, R. & Kariniotakis, G. 2003. The State-of-the-art in Short-term prediction of wind power. A literature overview. EU project ANEMOS (ENK5-CT- 2002-00665). Available at: <http://anemos.cma.fr>.
- Giebel, G. 2007. A Variance Analysis of the Capacity Displaced by Wind Energy in Europe. Wind Energy, 10, pp. 69–79.
- Gjengedal, T. 2004. Large scale wind power farms as power plants. Nordic Wind Power Conference, 1–2.3.2004, Chalmers University of Technology, Sweden.
- Gómez-Lazaro, E., Fuentes, J. A., Molina, A., Ruz, F. & Jiménez, F. 2006. Results using Different Reactive Power Definitions for Wind Turbines Submitted to Voltage Dips. Application to the Spanish Grid Code, Power Systems Conference, October-November 2006, Atlanta, USA.
- Gómez-Lazaro, E., Fuentes, J. A., Molina-García, A., Ruz, F. & Jiménez, F. 2007a. Field Tests of Wind Turbines Submitted to Real Voltage Dips under the New Spanish Grid Code Requirements. Wind Energy.
- Gómez-Lazaro, E., Fuentes, J. A., Molina-García, A., Ruz, F. & Jiménez, F. 2007b. Wind Turbine Modeling: Comparison of Advanced Tools for Transient Analysis. PES General Meeting, June 2007, Tampa, USA.
- GWEC, 2005. WIND FORCE 12. A blueprint to achieve 12 % of the world's electricity from wind power by 2020. Available at: <http://www.ewea.org>.
- Helander, A., Holttinen, H. & Paatero, J. 2009. Impact of wind power on the power system imbalances in Finland. Revised version submitted to IET Renewable Power Generation journal Jan 2009.

- Holmgren, M. 2008. Power regulation resources required by wind power in Finland and regulation characteristics of power plants. Master's Thesis, Helsinki University of Technology, 78 p. (In Finnish; submitted as a CIGRE 2009 paper.)
- Holttinen, H., Vogstad, K.-O., Botterud, A. & Hirvonen, R. 2001. Effects of Large-Scale Wind Production on the Nordic Electricity Market. Proceedings of European Wind Energy Conference, EWECi01. Copenhagen, DK, 2–6 July 2001. CD-ROM. European Wind Energy Association.
- Holttinen, H. 2004. The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system. VTT Publications 554. Espoo, VTT Processes. 82 p. + app. 111 p. Available at: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/publications/2004/P554.pdf>.
- Holttinen, H. 2005. Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries. *Wind Energy*, Vol. 8, No. 2, pp. 197–218.
- Holttinen, H., Saarikivi, P., Repo, S., Ikäheimo, J. & Koreneff, G. 2006. Prediction Errors and Balancing Costs for Wind Power Production in Finland. Proceedings of 6th workshop on Offshore and Large Scale Integration of Wind Power, 25–26th October, 2006, Delft, Netherlands.
- Holttinen, H. & Koreneff, G. 2007. Imbalance costs of wind power for a hydro power producer in Finland. Proceedings. European Wind Energy Conference EWEC2007. Milan, Italy, 7–10 May, 2007. European Wind Energy Association, EWEA.
- Holttinen, H., Milligan, M., Kirby, B., Acker, T., Neimane, V. & Molinski, T. 2008. Using standard deviation as a measure of increased operational reserve requirement for wind power. *Wind Engineering*, Vol. 32, 4, pp. 355–377.
- IEA, 2005. Variability of wind power and other renewables. Management options and strategies. Available at: http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1572.
- IEC 61400-21, 2001. Wind turbine generator systems – Part 21. Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. Ed. 1.0, International Standard.
- Ilex, UMIST, UCD and QUB. 2004. Operating reserve requirements as wind power penetration increases in the Irish electricity system. Sustainable Energy Ireland.
- Ilex Energy, Strbac, G. 2002. Quantifying the system costs of additional renewables in 2020. DTI, 2002. Available at: http://www.dti.gov.uk/energy/develop/080scar_report_v2_0.pdf.
- INEGI, 2002. Wind Resource Variability Patterns in Continental Portugal. INEGI – Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial – University of Oporto, commissioned by REN, Rede Eléctrica Nacional, SA.
- ISSET, 2005. Wind Energy Report Germany 2005, ISSET, Kassel.
- ISSET, 2006. Private communication with Cornel Ensslin for the standard deviation of variations time series. Available at: <http://www.renknow.net>. (Search item 'time series'.)
- Jansen, C. P. J. & de Groot R. A. C. T. 2003. Connect 6000 MW: Aansluiting van 6000 MW offshore windvermogen op het Nederlandse elektriciteitsnet. Deel 2: Net op land. Kema 40330050-TDC 03-37074B. Oktober 2003.
- Kariniotakis, G. et al. 2006. Next generation forecasting tools for the optimal management of wind generation. Proceedings PMAPS Conference, Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Stockholm, Sweden, June 2006.
- Korpås, M., Tande J. O., Uhlen, K. & Gjengedal, T. 2006. Planning and operation of large wind farms in areas with limited power transfer capacity. European Wind Energy Conference (EWEC), Athens, Greece, 27 February – 2 March 2006.
- Krauss, C., Graeber, B. & Lange, M. 2006. Integration of 18 GW Wind Energy into the Energy Market – Practical Experiences in Germany. Workshop on Best Practice in the Use of Short-term Forecasting of Wind Power, Delft 2006.
- Kristoffersen, J. R. 2005. The Horns Rev Wind Farm and the Operational Experience with the Wind Farm Main Controller. Proceedings of Copenhagen Offshore Wind, October 2005, Copenhagen, Denmark.
- Lamponen, J., Haarla, L., Matilainen, J., Koskinen, M. & Lemström, B. 2008. Wind power, grid reinforcement needs and connection issues. European Wind Energy Conference & Exhibition, EWEC 2008 conference proceedings, Brussels Expo, Belgium, 31 March – 3 April 2008.
- Lange, B., Cali, C., Jursa, R., Mackensen, R., Rohrig, K. & Schlögl, F. 2006. Strategies for Balancing Wind Power in Germany. German Wind Energy Conference DEWEK 2006, Bremen, November 2006.
- Lange, M. & Focken, U. 2008. Studie zur Abschätzung der Netzkapazität in Mitteldeutschland in Wetterlagen mit hoher Windeinspeisung. 2008. Available at: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42006/20049/>.
- Loutan et al., November 2007. Available at: <http://www.uwig.org/CAISOIntRenewablesNov2007.pdf>.
- Lund, H. & Münster, E. 2006. Integrated energy systems and local energy markets. *Energy Policy*, Vol. 34, Iss. 10. Elsevier. Pp. 1152–1160.
- MacDonald, M. 2003. The Carbon Trust & DTI Renewables Network Impact Study Annex 4: Intermittency Literature Survey & Roadmap. The Carbon Trust & DTI. 2003.
- Martin, S., Viguera-Rodríguez, A. & Gómez-Lázaro E. 2009. Comparison of power fluctuations from onshore and offshore, IEA Task 23 Workshop Offshore Wind Farms – Wake Effects and Power Fluctuations. Roskilde (Denmark), February 2009.
- Matevosyan, J. 2006. Wind power integration in power system with transmission bottlenecks. PhD study, KTH, Sweden. Available at: <http://www.diva-portal.org/kth/theses/abstract.xsql?dbid=4108>.

- Meibom, P., Weber, C., Barth, R. & Brand, H. 2009. Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia. IET Renewable Energy Generation, Volume 3, Issue 1, p. 75–83, March 2009.
- Milligan, M. 2003. Wind power plants and system operation in the hourly time domain. Proceedings of Windpower 2003 conference. May 18–21, 2003 Austin, Texas, USA. NREL/CP-500-33955. Available at: <http://www.nrel.gov/publications/>.
- Milligan, M. & Porter, K. 2005. The capacity value of wind in the United States: Methods and implementation. Electricity Journal, no. 2, pp. 9199–9204.
- Milligan, M. & Porter, K. 2008. Determining the Capacity Value of Wind: An Updated Survey of Methods and Implementation, presented at WindPower 2008, Houston, TX. Available at: <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43433.pdf>.
- Mills, A., Wiser, R. & Porter, K. 2009. The Cost of Transmission for Wind Energy: A Review of Transmission Planning Studies. LBNL-1471E. February 2009.
- Neimane, V. & Carlsson, F. 2008. A massive introduction of wind power. Changed market conditions? Elforsk report 08:41. Available at: http://www.vindenergi.org/Vindforskrappporter/v_132.pdf.
- PacifiCorp, 2005. Integrated Resource Planning. Available at: <http://www.pacificorp.com/Navigation/Navigation23807.html>.
- Porter et al., July 2007. Intermittency analysis Final report. July, 2007. Available at: <http://www.uwig.org/CEC-500-2007-081.pdf>.
- PUCT, 2008. Commission staff's petition for designation of competitive renewable-energy zones. Public Utility Commission of Texas. Available at: http://interchange.puc.state.tx.us/WebApp/Interchange/application/dbapps/filings/pgSearch_Result.asp?TXT_CNTR_NO=33672&TXT_ITEM_NO=1423.
- REE, 1995. Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español, REE and Power Companies.
- REE/REN, 2005. Estudio de Estabilidad Eólica de la Península Ibérica Síntesis de Criterios y Metodologías, REE/REN. May, 2005.
- REE, 2006. Operating Procedure P. O.12.3 – Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial. REE. October 2006.
- REE/REN, 2006. Producción eólica técnicamente admisible en el sistema eléctrico peninsular ibérico. Horizonte 2011, REE/REN. July 2006.
- Rodríguez-Bobada, F., Reis Rodriguez, A., Ceña, A. & Giraut, E. Study of wind energy penetration in the Iberian peninsula. European Wind Energy Conference (EWEC), 27 February – 2 March, 2006, Athens, Greece.
- Rohrig, K. (ed.) 2005. Entwicklung eines Rechenmodells zur Windleistungsprognose für das Gebiet des deutschen Verbundnetzes. Abschlussbericht Forschungsvorhaben Nr. 0329915A, gefördert durch Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Kassel, Germany.
- Shiu, H., Milligan, M., Kirby & B. Jackson, K. 2006. California Renewables Portfolio Standard Renewable Generation Integration Cost Analysis. California Energy Commission, PIER Public Interest Energy Research Programme. Available at: http://www.energy.ca.gov/pier/final_project_reports/CEC-500-2006-064.html.
- Smith, J. C., Milligan, M. R., DeMeo, E. A. & Parsons, B. 2007. Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 3, August 2007.
- Strbac, G. & Bopp, T. 2007. Value of fault ride through capability for wind farms. Report to Ofgem (<http://www.sedg.ac.uk>), July 2004.
- Strbac, G., Shakoar, A., Black, M., Pudjianto, D. & Bopp, T. 2007. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. Electrical Power Systems Research, Vol. 77, Issue 9. Elsevier. Pp. 1143–1238.
- Svenska Kraftnät. 2008. Large scale expansion of wind power – Consequences for the transmission grid and need of regulation power. Available at: http://www.svk.se/Global/01_Om_oss/Pdf/Rapporter/080601_Bilaga_vindkraftrapport_2008.pdf. (In Swedish.)
- Söder, L. 1994. Integration study of small amounts of wind power in the power system. Royal Institute of Technology KTH report TRITA-EES-9401. Available at: http://www.eps.ee.kth.se/personal/lennart/lennart_report_mars94.html.
- Söder, L., Ekwue, A. & Douglas, J. 2006. Study on the technical security rules of the European electricity network. Royal Institute of Technology (KTH) report TRITA-EE 2006:003.
- Söder, L., Hofmann, L., Nielsen, C. S. & Holttinen, H. 2006. A comparison of wind integration experiences in some high penetration areas. Nordic Wind Power Conference, 22–23 May, 2006, Espoo, Finland. VTT, Espoo, 2006.
- Söder, L., Hofmann, L., Orths, A., Holttinen, H., Wan, Y.-H., Tuohy, A. 2007. Experience from wind integration in some high penetration. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, 2, pp. 4–12.
- Söder, L. & Amelin M., 2008. A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE 20–24 July 2008, pp. 1–5.
- Söder, L. & Holttinen, H. 2008. On methodology for modelling power system impact on power systems. International Journal of Global Energy Issues, Vol. 29, 1–2, pp. 181–198.
- Tande, J. O., Muljadi, E., Carlson, O., Pierik, J., Estanqueiro, A., Sørensen, P., O'Malley, M., Mullane, A., Anaya-Lara, O. &

- Lemstrom, B. 2004. Dynamic models of wind farms for power system studies – status by IEA Wind R&D Annex 21, European Wind Energy Conference (EWEC), 22–25 November, London, UK.
- Tande, J. O. & Uhlen, K. 2004. Cost analysis case study of grid integration of larger wind farms. *Wind engineering*, Vol. 28, No. 3, pp. 265–273.
- Tande, J. O., Korpås, M., 2006. Impact of large scale wind power on system adequacy in a regional hydro-based power system with weak interconnections. *Proceedings of Nordic Wind Power Conference NWPC 2006*, 22–23 May, 2006, Espoo, Finland.
- UCTE, 2005. UCTE System Adequacy Forecast 2006– 2016, Dec. 2005.
- UKERC, 2006. The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network. UK Energy Research Centre, 2006.
- Ummels, B. C. 2009. Power System Operation with Large-Scale Wind Power in Liberalised Environments. Ph.D. thesis, Delft University of Technology, the Netherlands. 192 p.
- Van Hulle, F., Tande, J. O., Uhlen, K., Warland, L., Korpås, M., Meibom, P., Sørensen, P., Morthorst, P. E., Cutululis, N., Larsen, H., Woyte, A., Verheij, F., Kleinschmidt, C., Moldovan, N., Holttinen, H., Lemström, B., Uski-Joutsenvuo, S., Gardner, P., Purchala, K., Tiedemann, A. & Kreutzkamp, P. 2009. Final Report TradeWind. (Available at <http://www.trade-wind.eu>.)
- Wan, Y. 2005. Fluctuation and Ramping Characteristics of Large Wind Power Plants. *Windpower 2005 (Windpower 05) Conference and Exhibition (CD-ROM)*, 15–18 May 2005, Denver, Colorado. Washington, DC: American Wind Energy Association; Content Management Corp. NREL Report No. CP-500-38057. 13 p.
- Wessel, A.J., Jiang, A., Conz, J., Dobschinski, B. & Lange, H. Werner: Improving short- term forecast with online wind measurements. *Proceedings of the German Wind Energy Conference 2008*, Bremen.
- Zavadil, R. 2006. Wind Integration Study for Public Service Company of Colorado. May 22, 2006. Available at http://www.xcelenergy.com/XLWEB/CDA/0,3080,1-1- 1_1875_15056_15473-13518-2_171_258-0,00.html.

付録 1 各国の取り組み

これまでにさまざまな電力系統に関する幅広い事例研究がなされており、今後 3 年間でさらに多くの事例が検証されることになると予想される。2009 年から 2011 年にかけて実施されている研究の概要を以下に示す。

デンマーク

Risø DTU は、電力系統への風力連系に関しいくつかのプロジェクトを実施している。これらのプロジェクトの経験と結果を、Task25 の次の期に反映させていくこととなる。その例は以下の通りである。

- ・ Risø DTU は、EU が出資する SUPWIND プロジェクトにおける風力発電の設備容量に基づき、電力系統における毎分予備力の需要評価に取り組んでいる。
- ・ 風力発電の導入率の高い電力系統を管理するための既存の Wilmar 計画ツールに基づく決定支援ツールの実証が、EU が出資する Anemos Plus プロジェクトにおいて実施されることになる。Wilmar 計画ツールはアイルランドをケーススタディとしていたが、SUPWIND プロジェクトの実証ではデンマークのケーススタディが対象となる。
- ・ 風力発電の系統連系のためのプラグイン電気自動車とハイブリッド電気自動車の影響が Phd プロジェクトおよびデンマークの EFP2007 研究プロジェクトで調査され（表題：道路交通のための電力、柔軟性のある電力系統と風力発電）、日々の運用と投資への影響を分析している。
- ・ 風力発電の導入率の高い電力系統の長期的開発を、最適化モデルの発電への投資により分析している。
- ・ 特に風力発電が地理的に集中している大規模な洋上の風力発電に関し、風力発電の時系列の解析が行われている
- ・ 大容量の風力発電が連系する同期系統の周波数調整

フィンランド

VTT で現在実施されている国内研究には、フィンランドのエネルギー系統の風力発電と再生可能エネルギーの大規模なシェアに関する博士研究が含まれている。2009 年から 2011 年にかけて計画されている研究には、VTT と Helsinki Technical University の研究が含まれる。

- ・ フィンランドにおける大規模洋上ウィンドファーム系統連系に関するさまざまな選択肢
- ・ タイムスケール 1 時間未満の風力発電の変動、必要な予備力への影響
- ・ フィンランドにおける風力発電の容量クレジット
- ・ 風力発電の予測誤差がフィンランドの電力系統に及ぼす影響
- ・ 風力発電が北欧のエネルギーバランスに及ぼす影響、蓄熱やプラグイン車両といった柔軟性の選択肢を増やすことの影響
- ・ 風力発電が安定度に及ぼす影響

ドイツ

風力発電を今後ドイツの電力供給システムに統合する最適な方法を探るため、DENA の系統研究のフォローアップが現在行われている。この DENA 系統研究 II では、調査対象期間を再生可能エネルギーがドイツの発電電力量に占める割合が 30%になると見込まれる 2020 年および 2025 年に延長している。この研究の目的は、風力発電（およびその他の再生可能エネルギー電源）を系統に連系する長期的計画を立てることである。この調査は次の 3 部構成になっている。

- ・ 風力発電の将来の出力およびその予測の時系列データ作成
- ・ 送電系統を今後さらに開発していくための調査
- ・ 電力系統の柔軟性の向上による風力発電系統連系の最適化

2009年1月に施行された新たな再生可能エネルギー法 (EEG) により、ウィンドファーム所有者に風力発電の連系改善の経済的インセンティブを提供する可能性がある。

- ・ ウィンドファーム所有者は、電力を一定の FIT で販売するのではなく、市場（すなわち EEX）で販売する方法を選択することもできる（第 17 条）。
- ・ 新しいグリッドコードに準じた風車を系統サービスに用いた場合、報奨金を受け取ることができる（第 29、66 条）。
- ・ 系統への連系を改善した場合、経済的インセンティブを受け取ることができる（第 64 条）。

政府は具体的な支援計画および必要とされる経済的インセンティブを提案するための調査を行うことにした。RAVE (Research at Alpha Ventus) 研究イニシアチブの枠組みの中で、環境省は「RAVE グリッド連系」と題した R & D プロジェクトを助成し、今後のドイツの電力系統における洋上風力発電を予測し管理する方法を探っている。

アイルランド

アイルランドで現在行われている研究では、追加すべき電力貯蔵、連系線や需給側管理の影響を調査するアイルランド全島系統研究の手法が適用されている。この研究ではコスト便益分析手法が用いられている。この方法を用いて、交通システムの大規模な電化がアイルランドの風力発電連系能力に及ぼす影響（コストおよび便益）が調査されることになる。この研究はデンマークの Riso と協力して行われる。これまでに明らかにされている主な障害は、風力発電の導入率上昇に対応できるような送電系統を計画し、増強していくことである。アイルランドのみならず他の国々でも、主として住民の反対のために新規の送電線の建設が困難になっている。したがって重要なことは、既存の送電インフラを最大限利用する（つまり風力発電を最大限に活用）ことであり、またそれを拡大することが最適な方法となる可能性がある。そのためにはほぼ確実に新たな計画策定方法と基準（例えば決定論的ではなく確率論的な基準）が必要であり、それが次期 Task25 へのアイルランドの参加の焦点となる。この取り組みは、他の参加者（特に米国の NREL）と協力しつつ、この地域で既に行われている共同的取り組みを基盤として進めていくこととなる。

オランダ

TUD は再生可能エネルギーの導入率を高めるための送電計画に関する研究に取り組んでいる。現在 TUD が主たる課題としているのは、地元のウィンドファーム系統と分散された発電系統の連系の改善、および大規模な洋上風力発電を用いた需給調整の 2 つである。

ECN は「北海 SupraGrid」という大規模プロジェクトを提案している。これが承認されれば、Task25 の国内プロジェクトとして行われることになる。このプロジェクトは ECN と TUD の電力系統部門および電力処理部門の協力により実施されるもので、その目的は、北海の北部地域に今後建設される全てのウィンドファームを連系する、大容量の国際オフショアグリッドを実現するための最適な解決策（柔軟性のある最もコスト効率の高い、モジュール化された方法）を決定することである。さまざまな解決策を探っていくことになるが、最も有望な解決策は、多端子型コンバータ制御を開発・試験し、SupraGrid を最適化することである。この研究の第 2 の目的は、SupraGrid が国内の系統に及ぼす影響を見極めることである。そして SupraGrid の運用戦略を開発し、電力取引を適切に制御するとともに、混雑を回避し、SupraGrid が国内系統の安定度にできるだけ影響しないようにする。最後に、北海の SupraGrid の実現に関するコスト便益、方針および規則を調査し、ロードマップ作成に向けた取り組みを開始していくことになる。

ノルウェー

計画されている研究では、北欧における洋上風力発電に焦点を置くことになる。具体的な調査項目は、

- ・ 洋上風力発電が電力潮流と市場価格に及ぼす影響

- ・ 市場の解決策の評価
- ・ 洋上ウィンドファーム連系のための洋上スーパーグリッド、石油掘削、陸上への送電方法の調査

ポルトガル

2009～2011 年におけるポルトガルの国内プロジェクトでは、以下の項目に焦点を当てている。

- ・ 大規模な変動電源の系統連系のための電力系統運用と系統インフラの最適化。このタスクは、欧州電力系統を 2020 年までに実現する取り組みに寄与するためのもので、電力系統の安定度調査に向けた新たな風力発電所の動的モデル開発、時間毎の送電容量（連系状況モニタリングにより）確認ツールの適用、および系統の有効電圧制御としての分散型電源システム（DGS）の利用が求められている。このタスクの枠組み内で、需給調整市場の統合と、他の EU 系統エリア・制御エリア内の予備力調整により、アンシラリーサービスを取りまとめていく。特に新たな発電施設や送電線の建設場所を決定する場合には、強固な戦略的側面に基づいて電力系統を運用し最適化していく必要がある。オフショアグリッドおよび洋上の発電所から陸上の電力系統への連系は、風力発電と洋上で生産された電力の集合化に欠かせないものであるため、それを調査するための大規模研究が予定されている。
- ・ 能動的配電系統、デマンドサイドマネジメント、新規市場：通常電源と予備力のトレードオフを考慮した柔軟性のある計画ツールを開発し、（可能な場合は）環境への影響と共にコストの最小化という 2 つの目的に確実に取り組みつつ、風力発電の変動性と不確実性に適切に対処する。能動的配電系統を開発するには、制御センターおよびデータ管理システムと、さまざまな系統機器や通信インフラ、ならびにマイクロ電源、プラグイン自動車および需要家を含めた、分散型電源と電力貯蔵装置との通信インフラの適用が必要になる。デマンドサイドマネジメント（DSM）を全体的に適用し、関係する負荷スケジューリングを柔軟に行うことにより、系統全体のコスト削減によって今後の電力系統の目標を達成し、予備力の最適化を可能にしていくことが可能となる。また風力発電と、他の時間に左右され予測の難しい再生可能エネルギー電源の導入率を高めるための市場および電力プールのモデル開発にも取り組んでいくことになる。
- ・ 仮想再生可能エネルギー発電所：このタスクでは、分散型の再生可能エネルギー電源の相関性を調査することにより、再生可能エネルギーの過剰生産を評価し、その結果として生じる大規模な全国ベースおよび小規模な地域ベースのエネルギー貯蔵（例えば揚水発電、レドックスフロー電池、プラグイン自動車等）の追加容量の必要性を評価する。仮想再生可能エネルギー発電所（VRPP）のコンセプトにより、これらの発電所の性能を、ひとつの発電所全体の性能として解析することで、発電所の出力および状態のモニタリング、また DGS の制御が可能になる。それにより、より平滑化され調整された発電を実現するという目的のため、各地域での変動電源（例えば風力および太陽光発電に加え、バイオマス発電等）の発電を組み合わせることにより、送電線と連系パネルあるいは変電所の容量を減らせる可能性がある。さらに、出力を平滑化や制御、出力抑制のための風力発電（陸上および洋上）の集合化も可能とする。

スペイン

UCLM-IER (Universidad de Castilla-La Mancha/Instituto de Investigación de Energías Renovables) で現在実施されている国内の研究には、スペインの電力系統における風力と再生可能エネルギーに関する以下の博士研究が含まれる。

- ・ 水素をエネルギー媒体とした再生可能エネルギーに基づくハイブリッド系統連系とモデリング
- ・ ウィンドファームモデルの開発と検証。集合化されたウィンドファームの振る舞い。新たな検証、認可、認証のための取り組み
- ・ 新しいグリッドコードにおける電圧低下に直面したウィンドファームの電力の状態解析
- ・ 従来型発電所のようなウィンドファームの運用
- ・ 欧州における風力発電およびその他の再生可能エネルギー電源の時間空間的効果

スウェーデン

参加しているのはストックホルム Royal Institute of Technology, Kungliga Tekniska Högskolan, KTH である。国内で計画されている、あるいは現在実施されているプロジェクトには、以下のものがある：

- ・ 取引調整が風力発電事業者にどのように影響するかの解析ツールの開発。このツールでは、入札から給電までの時間とインバランス価格決定との予測誤差の影響を考慮する。
- ・ 10 TWh の風力発電をスウェーデンおよびノルウェーにそれぞれ追加すると仮定した 2015 年の北欧の電力価格の研究
- ・ 電力の国際取引と送電系統運用者の役割に焦点を当てた、大規模な風力発電が Nordal 系統の計画・運用に及ぼす影響の研究
- ・ 大量の風力発電が導入された系統における送電拡張の必要性を評価するための分析ツールの開発
- ・ 輸出能力が限られた地域における風力発電。実際にはその地域に風力発電やその他の電源（水力発電等）および負荷があるものと想定される。このプロジェクトの範囲内で、混雑状況の管理に関して調査すべき分野は以下のとおりである。水力発電所有者を風力発電の需給調整に興味を持たせるために、規制緩和の枠組み内で利用し得る手段とは何か？ 風速予測の不確実性は、水力発電で風力発電を調整する可能性にどのように影響するか？ 系統の税構造は、水力発電所有者の関心を引くのにどう影響するか？ 風力発電の需給調整のために水力発電系統の揚水発電を利用できる可能性はあるか？ 予備力としての水力発電の利用への関心を集めることで系統拡張を促すことができるか？
- ・ 不確実性が高い状況における水力発電の入札モデル。電力系統に占める風力発電の比率が増加したとき、短時間の運用計画の不確実性が高まる。風力発電による不確実性の高まりに対処するための、前日市場および調整市場における電力入札方法のモデルが開発されている。

英国

UK Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation (SEDG)では、以下の分野を研究している。

- ・ デマンドサイドマネジメント、電力貯蔵および情報通信機器を考慮した、風力発電の導入率が高い系統の運用と開発の解析方法の改善
- ・ 大規模な陸上・洋上風力発電の連系に必要な送電の評価
- ・ 適切な市場構造、規制制度および政策措置を策定するため、電力市場とエネルギー市場における変動電源（風力発電）の系統連系の理解を深める

米国

- ・ NREL の支援を得て、Eastern Interconnection において、また Western Interconnection の WestConnect Footprint でも、風力発電の導入率を高めるための研究が行われている。さらに Eastern Interconnection の研究を、共同調整系統計画 (JCSP) と平行して行っている。JCSP は風力発電の稼働率を 20%にするシナリオ実現のための送電線の必要性を決定するため、主要な東部の RTO によって実施されている送電計画の取り組みである。
- ・ ユニットコミットメントへの確率論的アプローチその他の最新の取り組みが、米国における風力発電の連系に及ぼす影響
- ・ 風力発電等のエネルギー源の包括的送電計画方法を策定するための、MISO の送電拡張計画の取り組み
- ・ 変動する再生可能エネルギー電源の導入率上昇に対応するための、地域市場計画の変更
- ・ 風力発電の連系を促進する広域的エネルギー管理の影響。例えば需給制御エリアの統合整理、風力発電による変動性と不確実性の増加を共同で管理するための他の手段など

その他の研究

再生可能エネルギーの導入率の大幅な上昇に対する制限に対処するため、CIGRE JWG C1-C2-C6.18 の活動が実施されている。

2006 年に開始された欧州の系統運用者による研究は、第 2 期に入っている。欧州風力連系研究 (EWIS) の目的は、系統連系規則、市場の組織的管理、規制要件と市場関連の要件、一般的な公益性の問題、さらには風力エネルギー連系に影響する政治的側面を含めた、運用的側面と技術的側面に対処するための風力エネルギー問題に対し、欧州全体で調和の取れた包括的な取り組みを提案していくことである。

付録 2 事例研究解析の詳細な評価マトリクス

以下の表は、必要とされる需給調整に関する解析を評価した結果をまとめたものである。

表 A.1 デンマーク西部

Pedersen, J. & Eriksen, P.B. System and Market Changes in a Scenario of increased Wind Power Production						
研究の地理的領域＋実施時期：デンマーク西部、2005 年						
電力系統の特徴						
負荷			連系電源 (風力以外)	連系線	風力発電	
ピーク(MW)	最小 (MW)	TWh/a	容量 (MW)	容量 (MW)	MW	TWh/a
		26.3	5,700－x (x は解析結果)	0	0～7,200	0～26.3
電力系統の詳細：火力発電—風力発電混合。火力 $5,700-x$ MW、ガス火力約 $1,500+y$ MW、石炭火力約 $4,000-z$ MW、原子力 0 MW (x, y, z は解析結果)						
連系線の詳細：0 MW						
風力発電の詳細：地理的分散：陸上で最大 6 TWh、洋上で最大 20 TWh の既存の発電所						
設計						
A	研究の目的	1. 風力 26.3 TWh（＝消費電力量の 100%）の場合どうなるか				
M	研究の実施方法	1. 風力発電を増加 2. 風力発電で電源容量を代替 容量クレジット：a) 逐次的。風力発電と負荷プロファイルを用いる。				
S	運用の解析モデル	2. いくつかの事例の決定論的解析				
解析の詳細						
R	時間分解能	2. 時間：解析期間 1 年				
P	価格決定法	1. 燃料コスト等 3. 完全な市場の解析				
D	他系統の設計	2. 他系統の電源容量を最適化 4. 風力発電による運用の変更				
不確実性と需給調整						
I	インバランス計算	3. 風力発電＋負荷＋供給停止によるインバランス				
B	調整電源の場所	2. 同じ地域から				
U	不確実性の扱い	1. 送電マージン： 2. 風況予測：b) 完全な風況予測を仮定 5. 負荷予測を考慮 6. 火力発電供給停止を考慮 解析で仮定した予測の計画対象時間：前日				
電力系統の詳細						
G	送電に関する系統限界	2. 一定 MW マージン				
H	水力発電のモデリング	8. その他：水力発電なし				
T	火力発電のモデリング	1. 出力変化速度を考慮 2. 起動停止コストを考慮 3. 効率変動を考慮 4. 熱生産を考慮				
W	風力発電のモデリング	1. 時系列データ：b) ウィンドファームからの出力（陸上および洋上） 3. 風況データと負荷データが同期 4. 将来、風力発電を分散させるための設置シナリオ（全地域の風力発電のシナリオの組み合わせ）				

表 A.2 スウェーデン、水力発電の有効性

研究の実施者＋実施年：Lennart Söder, 1994						
研究の地理的領域＋実施時期：スウェーデン（ひとつの河川系統の結果をスウェーデン全土に拡大）						
電力系統の特徴						
負荷			連系電源 (風力以外)	連系線	負荷	
ピーク(MW)	最小 (MW)	TWh/a	容量 (MW)	容量(MW)	MW	TWh/a
電力系統の詳細：水力						
連系線の詳細：なし						
系統計画の特徴						
風力発電の詳細：7つの発電所を連系した 478 MW 火力発電系統における風力発電 0～90 MW を検討し、その結果を設備容量 16,400MW の水力発電系統を表すよう拡大した。完全な情報と完全な経済的運用を仮定した						
系統連系上重要なタイムスケール：						
設計						
A	研究の目的		1. 風力 x GWh の場合どうなるか 2. どのくらいの風力発電が可能か（評価戦略が無効になるまで風力発電を増やす）			
M	研究の実施方法		1. 風力発電を増加 3. 風力と同じ GW 分負荷を増加させる			
S	運用の解析モデル		3. 確率論的風力予測誤差を用いた決定論的計画策定。 決定論的計画。但し評価は確率論的予測誤差に基づく毎時のリスケジューリングに基づく			
解析の詳細						
R	時間分解能		2. 時間：代表的な何日かの解析			
P	価格決定法		5. その他：廃棄された水力発電を補うために必要な追加の風力発電 (MWh) として「連系コスト」を計算			
D	他系統の設計		1. 他系統を一定値とみなす 6. その他：風力発電の増加に合わせて負荷を増加			
不確実性と需給調整						
I	インバランス計算		2. 風力発電＋負荷予測誤差によるインバランス			
B	調整電源の場所		1. 専用電源 4. その他：風力発電の需給調整をひとつの河川で行い、その結果をスウェーデン全体に拡大			
U	不確実性の扱い		3. 風況予測：d) 利用し得る最適な予測、予測誤差 2～30 時間前 (RMSE)、冬期 1.56～3.21m/s、夏期 1.56～2.70m/s 5. 負荷予測を考慮：RMSE は 1 時間前ピーク負荷の 1%、24 時間前ピーク負荷の 2% 風力発電および負荷の不確実性には毎日の 1～24 時間先予測が用いられる。			
電力系統の詳細						
G	送電に関する系統限界		1. マージンなし			
H	水力発電のモデリング		1. 落差を考慮 2. 水文学的連結を含む（貯水池容量を含めて） 3. 水文学的制限を含む（貯水池の水位、河川の流量） 4. 水の利用可能性、設備利用率、乾燥・湿潤年 5. 水力発電の最適化を考慮			
T	火力発電のモデリング		5. その他：系統では火力発電を考慮せず			
W	風力発電のモデリング		1. 時系列データ：a) 実測風速＋出力曲線（8 サイト） 発電電力時系列データの多くが、一般化された依存度を含めた確率論的に生成された分散的予測誤差に基づいている			

表 A.3 北欧の水力発電の有効性

研究の実施者＋実施年：(Holtinen et al., 2001)						
研究の地理的領域＋実施時期：北欧諸国、2000 年、2010 年						
電力系統の特徴						
負荷			連系電源 (風力以外)	連系線	負荷	
ピーク(MW)	最小 (MW)	TWh/a	容量 (MW)	容量 (MW)	MW	TWh/a
67,000	24,000	385	90,000	300	18,000	46
電力系統の詳細：火力発電－水力発電混合。水力 191 TWh/a、原子力 92 TWh/a (2010 年は 89 TWh/a)、コージェネレーション 60 TWh/a (2010 年は 88 TWh/a)、蓄熱 5,500 MW (2010 年は 7,700 MW)						
連系線の詳細：北欧地域では 4 ケ国間の連系が良好に進められている。中欧と直流 1,800 MW および交流 1,200MW で連系、柔軟性は良好						
風力発電の詳細：北欧 4 ケ国に分散 (デンマーク西部：11 TWh/a、デンマーク東部：5 TWh/a、ノルウェー：9 TWh/a、スウェーデン (南部)：14 TWh/a、フィンランド 7 TWh/a)。このモデルでは洋上・陸上風力発電や送電・配電網は区別していない。						
系統計画の特徴：1 週間内の 4 つ負荷段階を用いた水力発電の水位に基づき毎週最適化						
系統連系上重要なタイムスケール：週						
設計						
A	研究の目的	1. 風力 x GWh の場合どうなるか (風力発電を増やし、残りの系統をそのままにしておいた場合)				
M	研究の実施方法	1. 風力発電を加える				
S	運用の解析モデル	2. 決定論的解析、水力流入ケース：30 ケース				
解析の詳細						
R	時間分解能	1. 週 (4 つの負荷プロファイル、1 週間を通して水力流入と風力が一定と仮定)、解析期間：30 年				
P	価格決定法	1. 燃料コスト等。市場解析に基づく価格決定 (需給カーブ)				
D	他系統の設計	1. 他系統を一定値とみなす 4. 風力発電による運用の変更				
不確実性と需給調整						
I	インバランス計算	インバランス計算せず、毎週解消				
B	調整電源の場所	インバランス計算せず、毎週解消				
U	不確実性の扱い	2. 水力発電の流入量の不確実性 3. 風況予測 (持続性を仮定)、水位計算の毎週の不確実性に基づき風力発電の不確実性を考慮 6. 火力発電供給停止を考慮				
電力系統の詳細						
G	送電に関する系統限界	地域全体と解析した地域以外で 2. 一定 MW マージン				
H	水力発電のモデリング	1. 落差を考慮 2. 水文学的連系津を含む (貯水池容量を含めて) 3. 水文学的制限を含む (貯水池の水位、河川の流量) 4. 水の利用可能性、設備利用率、乾燥・湿潤年 5. 水力発電の最適化の考慮				
T	火力発電のモデリング	稼働率のみ考慮。具体的なモデル化はせず (週毎)				
W	風力発電のモデリング	1. 時系列データ (週毎) はほとんどなし。風速測定に基づく週毎の風況データ (30 年分)、国別の風力発電事例 1~2 ケース				

表 A.4 北欧4ヶ国／ドイツ

研究の実施者＋実施年：Riso 国立研究所、2006						
研究の地理的領域＋実施時期：デンマーク、フィンランド、ドイツ、ノルウェー、スウェーデンを 12 地域に分けた電力系統、2010 年電力系統シナリオ、3 つの風力発電事例						
電力系統の特徴						
負荷			連系電源 (風力以外)	連系	風力発電	
ピーク(MW)	最小 (MW)	TWh/a	容量 (MW)	容量 (MW)	MW	TWh/a
155,500	65,600	977	196,000	6,600	事例により異なる	事例
電力系統の詳細：混合。水力 57,500 MW（揚水発電所を含む）、火力 138,500MW（ガス火力 31,000 MW、石炭火力 36,000 MW）、原子力 32,000 MW						
連系線の詳細：モデル地域間の送電容量：直流 3,120MW、交流 28,000MW による連系、送電容量の利用と本研究の発電容量の利用は相互に最適化されている。すなわち予備力に利用された送電容量の分散に基づきモデルを決定し、前日市場に利用する。実際の電力系統よりも柔軟に送電を利用する。						
風力発電の詳細：地理的平滑化を反映した風力発電時系列データを用い 12 モデル地域に分散。風力発電の基準ケース：5,500 MW 洋上、30,000MW 陸上、10%風力発電ケース：11,500 MW 洋上、46,000 MW 陸上、20%風力発電ケース：11,500 MW 洋上、64,000 MW 陸上。このモデルでは配電網は区別されていない。すなわち送電網と配電網への連系を区別していない。						
系統計画の特徴：系統運用者が送電容量を計画。発電事業者が風力発電所への投資を決定。発電所の日々の運用は、電力プールの取引により、地域暖房網に熱を、系統運用者に系統サービスを販売。						
市場の説明：前日のスポット市場（北欧諸国の Nord Pool、ドイツの EEX）さらに数多くの 2 日間取引。予備力市場は系統運用者により運営						
系統連系上重要なタイムスケール：調整力の起動（10～15 分）、ユニットコミットメント（数時間）						
設計						
A	研究の目的		1. 風力発電 x （あるいは y ）GWh の場合どうなるか			
M	研究の実施方法		1. 風力発電の追加－確率論的な変動風力発電出力と同等の予測可能な一定風力発電出力の比較			
S	運用の解析モデル		4. 確率論的解析、数ケース			
解析の詳細						
R	時間分解能		2. 時間、解析期間：1 年			
P	価格決定法		1. 燃料コスト等。起動コストを含む。 3. 完全な市場解析（各作用者が物理的制約と法的制約を考慮した特定の定義に従い便益を最適化）			
D	他系統の設計		1. 他系統を一定値とみなす 4. 風力発電による運用の変更 5. 完全な取引ルールによる			
不確実性と需給調整						
I	インバランス計算		1. 風力発電のみによるインバランス－予備力に関しては風力発電予測と供給停止の組み合わせ			
B	調整電源の場所		3. 他系統の地域から考慮			
U	不確実性の扱い		2. 水力発電の流入量の不確実性 3. 風況予測：d. 利用可能な最適予測、風況予測誤差の標準偏差は、予測期間 8～36 時間前に対し風力発電設備容量の 15～18%、より短い予測期間の場合はこれより低い 予測期間：直前 3～36 時間の予測			
電力系統の詳細						
G	送電に関する系統限界		2. 一定 MW のマージン、地域全体の限界：31,000 MW、解析地域外の限界：6,600 MW			
H	水力発電のモデル化		3. 水文学的制限を含む（貯水池の水位、河川の流量） 4. 水の利用可能性、利用率、乾燥・湿潤年 5. 水力発電の最適化を考慮			
T	火力発電のモデル化		2. 起動停止コストを考慮（線形近似） 3. 効率変動を考慮（線形近似） 4. 熱生産を考慮			

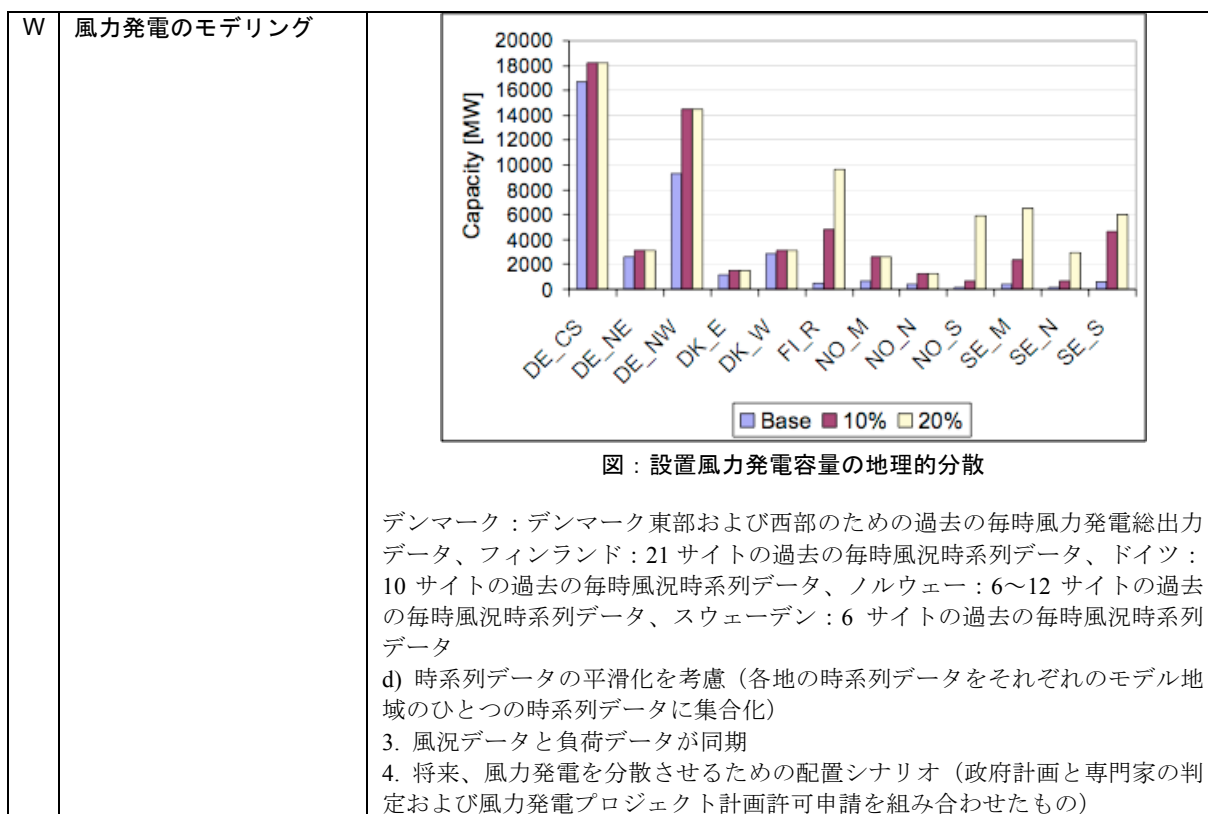


表 A.5 米国ミネソタ 2004

研究の実施者＋実施年：EnerNex/WindLogics、2004						
研究の地理的領域＋実施時期：ミネソタ州、2010 年						
電力系統の特徴						
負荷			連系電源 (風力以外)	連系	風力発電	
ピーク(MW)	最小 (MW)	TWh/a	容量 (MW)	容量 (MW)	MW	TWh/a
9,933	300	48.1	11,426	1,500	1,500	5.8
電力系統の詳細：火力－水力混合。水力約 2%、ガス火力 28%、石炭火力 25%、原子力 12%、石油火力 4%、短期的・長期的購入 21%、その他（木材、バイオマス、設備利用率 13.5%の風力発電を含む）8%						
連系線の詳細：送電は明確にモデリングしていない。直流連系線：なし、連系線による電力購入、調整力および予備力は地域内供給						
風力発電の詳細：風力発電所を 1,000 km ² 地域に分散（全て陸上、いずれも送電線に連系と仮定）						
系統計画の特徴：風力発電所を RPS に基づき建設。火力発電系統を持つ垂直統合した電力会社を想定。						
市場の説明：2 地域間取引						
系統連系上重要なタイムスケール：周波数調整、負荷追従、ユニットコミットメント						
設計						
A	研究の目的		1. 風力発電 x （あるいは y ）GWh の場合どうなるか			
M	研究の実施方法		1. 風力発電を増加 容量クレジット：a) 逐次的。風力発電と負荷プロファイルを用いる。			
S	運用の解析モデル		2. 決定論的解析、数ケース			
解析の詳細						
R	時間分解能		2. 時間、解析期間：1 年			
P	価格決定法		1. 日／週 2. 時間 解析期間：3. 1 年			
D	他系統の設計		1. 他系統を一定値とみなす			
不確実性と需給調整						
I	インバランス計算		3. 風力＋負荷＋供給停止によるインバランス			
B	調整電源の場所		2. 同じ地域から			
U	不確実性の扱い		1. 送電マージン：考慮せず 2. 水力流入の不確実性：決定論的 3. 風況予測：d) 利用可能な最適予測、MAE 約 20% 5. 負荷予測を考慮：考慮した 6. 火力発電の供給停止を考慮：考慮した 7. その他 解析で仮定した予測計画対象期間（前日）			
電力系統の詳細						
G	送電に関する系統限界		1. マージンなし			
H	水力発電のモデリング		6. 限定的に決定論的な流れ込み式 7. 水産資源との相関はあまり強くない			
T	火力発電のモデリング		1. 出力変化速度を考慮 2. 起動停止コストを考慮 3. 効率変動を考慮			
W	風力発電のモデリング		1. 時系列データ：c) 模擬風速＋出力曲線（50 サイト） 2. 風力発電プロファイル：b) 1 日の時間毎 3. 風況データと負荷データが同期 4. 1,000 km ² 地域の風況関連性を元に地域開発の知見に基づく将来の風力発電分散の設置シナリオ			

表 A.5 米国ミネソタ 2004

研究の実施者＋実施年：EnerNex/WindLogics、2006						
研究の地理的領域＋実施時期：ミネソタ州、2020 年						
電力系統の特徴						
負荷			連系電源 (風力以外)	連系線	風力発電	
ピーク(MW)	最小 (MW)	TWh/a	ピーク (MW)	容量 (MW)	MW	TWh/a
21,000	8,800	85	23,500	5,000	5,700	21
電力系統の詳細：火力―水力混合。水力約 3.5%、再生可能エネルギー6%、火力 90.5%（ガス火力 23.5%、石油火力 5%、石炭火力 55%）、原子力 8%						
連系線の詳細：ミネソタ系統は MISO 市場と東部連系の 1 部である NERC Midwest Reliability Organization (MRO) の一部。ミネソタ州は 2020 年までに連系容量を約 5,000 MW 備えると推定されている。ミネソタ州の負荷の一部は通常他の州からの電力供給により賄っている。						
風力発電の詳細：2020 年の風力発電容量 5,700 MW は陸上発電所で、地域的多様性に富む 3 州 4 地域（それおよ 750 km ² ）に分散させ、連系は全て完了し、送電の混雑は最小限になっている。						
系統計画の特徴：火力発電の系統容量を計画するため、垂直的統合した電力会社を想定。風力発電所を RPS に基づき建設し、ディスパッチは市場環境で運用						
市場の説明：ミネソタ州の負荷は米国のミッドウェスト北部の 14 州で構成される MISO 市場により賄っている。MISO 市場は前日市場および前時間市場で機能している。アンシラリーサービス実施中。この市場は現在負荷 116 GW、発電 133 GW で構成され、これは 2020 年までに約 170 GW 市場に成長する見込みである。						
系統連系上重要なタイムスケール：周波数調整、負荷追従、ユニットコミットメント						
設計						
A	研究の目的		1. 風力発電 x （あるいは y ）GWh の場合どうなるか			
M	研究の実施方法		1. 風力発電を追加 容量クレジット：a) 逐次的。風力発電と負荷プロファイルを用いる。			
S	運用の解析モデル		2. 決定論的解析、数ケース			
解析の詳細						
R	時間分解能		2. 時間、解析期間：1 年			
P	価格決定法		1. 燃料コスト等			
D	他系統の設計		4. 風力発電による運用の変更 5. 完全な取引ルールによる 6. その他：CapX2020 で最も明確に説明されたように、現在の計画に基づき導入率と送電容量を増強			
不確実性と需給調整						
I	インバランス計算		3. 風力発電＋負荷＋生産停止によるインバランス			
B	調整電源の場所		2. 同じ地域から 3. 他系統の地域からも考慮			
U	不確実性の扱い		1. 送電マージン：信用的制約 2. 水力発電の流入量の不確実性：決定論的 3. 風況予測：d) 利用できる最適な予測、前日の定格容量 MAE の約 20% 5. 負荷予測を考慮：考慮した 6. 火力発電の供給停止を考慮：考慮した 解析で仮定した予測期間（前時間および前日）			
電力系統の詳細						
G	送電に関する系統限界		2. 一定 MW のマージン			
H	水力発電のモデリング		6. 限定的に決定論的な流れ込み式 7. 水産資源との相間はあまり強くない			
T	火力発電のモデリング		1. 出力変化速度を考慮 2. 起動停止コストを考慮 3. 効率変動を考慮			
W	風力発電のモデリング		1. 時系列データ：c) 模擬風速＋出力曲線 2. 風力発電プロファイル：b) 1 日の時間毎 3. 風況データと負荷データが同期 4. 将来、風力発電を分散させるための配置シナリオ：（詳細な風資源地図とステークホルダの支援を得た地域開発の知識に基づく）風力発電所の 750 km ² の地理的分散についての具体的な記述			

表 A.7 アイルランド ESBNG

研究の実施者＋実施年：ESB ナショナルグリッド（現 EirGrid）、2004						
研究の地理的領域＋実施時期：アイルランド共和国						
電力系統の特徴：アイルランド共和国電力系統、5,000MW と 650MW の 2 つのピーク負荷を分析						
負荷			連系電源 （風力以外）	連系線	風力発電	
ピーク (MW)	最小 (MW)	TWh/a	ピーク (MW)	容量 (MW)	MW	TWh/a
5,000/6,500		29/38.5	5,732/7,354	考慮せず	0/500/1,000/ 1,500/2,500/ 3,500	5.2/10.5/15.7/ 19.6/27.4
電力系統の詳細：火力－水力混合。ピーク負荷 5,000 MW 系統：水力 544 MW、火力 4,935 MW（ガス火力 3,769 MW、石炭火力 855 MW、泥炭火力 344 MW）						
ピーク負荷 6,500 MW 系統：水力 544MW、火力 6,650MW（うち、ガス火力 5,153MW、石炭火力 855 MW、泥炭火力 344 MW）						
連系線の詳細：本研究では連系線は考慮せず						
風力発電の詳細：陸上 67%、洋上 33%に基づき、国内全域に分散						
系統計画の特徴：中央計画した系統連系						
市場の説明：具体的説明なし（コストベースの研究）						
系統連系上重要なタイムスケール：ユニットコミットメント時間枠						
設計						
A	研究の目的		1. 風力発電 x （あるいは y ）GWh の場合どうなるか 3. その他：風力発電が従来型発電所の運用に及ぼす影響			
M	研究の実施方法		2. 系統のアデカシーを保持しつつ、既存の電源容量を風力発電で代替 容量クレジット：a) 逐次的、風力発電と負荷プロファイルを用いる			
S	運用の解析モデル		2. 決定論的解析、ユニットコミットメントとディスパッチを用いる。2 つのシナリオについては、どちらも系統上に異なる 4 種類の風力発電容量			
解析の詳細						
R	時間分解能		1. 時間毎、解析期間：1 年			
P	価格決定法		1. 燃料コスト 5. その他：風力発電による追加すべき予備力資本コストを計算			
D	他系統の設計		1. ピーク負荷 5,000 MW シナリオでは、既存の発電所は風力発電を追加することで減少する。ピーク負荷 6,500 MW シナリオでは、古い発電所のほとんどが代替されるが、複合サイクル（CC）と燃焼タービン（CT）発電所の組み合わせにより増加する。			
不確実性と需給調整						
I	インバランス計算		4. その他：風力＋供給停止によるインバランス			
B	調整電源の場所		2. 同じ地域から			
U	不確実性の扱い		3. 風況予測：24 時間の風速平均値を、コミットメント計算の予測値として用い、それ以上あるいは以下の変動をディスパッチ計算に用いた。 6. 火力発電の供給停止を考慮：計画的停止と強制停止の両者を考慮			
電力系統の詳細						
G	送電に関する系統限界		1. マージンなし			
H	水力発電のモデリング		8. その他：過去の発電プロファイルに従い運用			
T	火力発電のモデリング		1. 出力変化速度を考慮 2. 起動停止コストを考慮			
W	風力発電のモデリング		1. 時系列データ：b) 風力発電プロファイル。陸上の時系列データは 18 サイトの既存のウィンドファーム（主として南西部と北西部）に基づく。洋上の時系列データはアイルランド東部の提案されている洋上地域の出力に基づく 2. 風力発電プロファイル：b) 1 日の時間毎 3. 風況データと負荷データが同期 4. 予測された地域の利用率に基づく今後の風力発電分散の設置シナリオ、陸上の風力発電は主としてアイルランド南西部と北西部に立地。			

表 A.8 アイルランド SEI

研究の実施者＋実施年：Ilex, UMIST, UCD, QUB, 2004						
研究の地理的領域＋実施時期：アイルランド共和国、2006&2010 年						
電力系統の特徴：アイルランド電力系統（アイルランド共和国&北アイルランド）						
負荷			連系電源 (風力以外)	連系線	風力発電	
ピーク (MW)	最小 (MW)	TWh/a	容量 (MW)	容量 (MW)	MW	TWh/a
6,127/6,900	2,192/2,455	35.5/39.7	8,110/8,900	500/900	845/1,300/ 1,950	2.2/3.4/5.1
電力系統の詳細：混合。水力 217.5 MW、揚水発電 292 MW、火力 7,488 MW（ガス火力 4,932 MW、泥炭火力 345.6 MW、石炭火力 1,215 MW、石油火力 995.4 MW）						
連系線の詳細：500 MW 高圧直流をスコットランドに連系、イングランドへの 400 MW 連系を計画（2010 年シナリオで利用）						
風力発電の詳細：風力発電所を全島に分散、洋上 10%、残りは陸上、送電網 50%連系済み、40%分散						
系統計画の特徴：中央計画した系統連系						
市場の説明：具体的説明なし（コストベースの研究）						
系統連系上重要なタイムスケール：秒～4 時間						
設計						
A	研究の目的		1. 風力発電 x （あるいは y ）GWh の場合どうなるか 3. その他：風力発電が運転予備力に及ぼす影響			
M	研究の実施方法		1. 風力発電を追加 容量クレジット：風力発電と負荷プロファイルを用いて計算			
S	運用の解析モデル		2. 冬期のピーク日、夏期の軽負荷日、通常営業日の 3 ケースに関する決定論的解析			
解析の詳細						
R	時間分解能		30 分毎、撤去した発電所の代替として CCGT と OCGT を新たに追加			
不確実性と需給調整						
I	インバランス計算		3. 風力発電＋負荷＋供給停止によるインバランス			
B	調整電源の場所		2. 同じ地域から（予備力を全て島内で供給）			
U	不確実性の扱い		3. 風況予測：利用できる最適な風況を仮定、予測期間が長くなるにつれ誤差の標準偏差が拡大（直前 1～8 時間の 14～18%） 5. 負荷予測を考慮：各種時間枠に関して定義（1 時間：40 MW、4 時間：60 MW） 6. 火力発電の供給停止を考慮：計画的停止と強制的停止の両者を考慮 7. 風力発電と負荷の予測誤差をさまざまな予測期間に対して混合解析で仮定した遅く期間：1 時間および 4 時間			
電力系統の詳細						
G	送電に関する系統限界		1. マージンなし			
H	水力発電のモデリング		8. その他：過去のプロファイルに従い運用			
T	火力発電のモデリング		1. 出力変化速度の考慮 2. 起動停止コストを考慮 3. 効率変動を考慮			
W	風力発電のモデリング		1. 時系列データ：b) 将来の風力発電時系列データは 10 サイトの既存のウィンドファームの過去のデータに基づいて設定し、適宜模擬。 2. 風力発電プロファイル：b) 1 日の時間毎 3. 風況データと負荷データは同期せず 4. 予測された地域の利用率に基づく将来の風力発電分散の設置シナリオ：国内全土に分散			

表 A.9 オランダ

研究の実施者＋実施年：Bart C. Ummels. Delft University of Technology, 2008						
研究の地理的領域：オランダのベルギー、フランス、デンマーク、英国、ノルウェーに連系された地域、2014年						
電力系統の特徴：						
負荷			連系電源 (風力以外)	連系線	風力発電	
ピーク (MW)	最小 (MW)	TWh/a	容量 (MW)	容量 (MW)	MW	TWh/a
21,000	10,500	126	30,000	7,350	0～12	0～43
風力系統の詳細：火力－水力混合						
技術	オランダ [GW]	ベルギー [GW]	フランス [GW]	ドイツ [GW]	イギリス [GW]	ノルウェー [GW]
原子力	0.4	5.9	64.9	14.1	11.9	—
石炭	9.5	2.6	6.0	32.0	30.4	—
褐炭	—	—	—	18.9	—	—
CCGT CHP (産業用)	4.9	—	—	—	—	—
高炉ガス (産業用)	0.9	—	—	—	—	—
CCGT CHP (住宅用)	1.5	—	—	—	—	—
CCGT	7.1	5.0	4.0	15.1	24.4	—
ガスタービン	0.6	1.5	1.1	4.0	7.0	—
石油火力	—	—	9.2	5.3	8.4	—
貯水池水力発電	—	—	13.6	3.7	1.8	—
揚水発電	—	1.3	4.2	5.5	3.0	0.7
流れ込み式水力発電	—	0.1	7.9	—	—	—
その他	6.3	0.4	—	8.2	—	—
計	30.4	16.8	110.9	106.8	86.9	0.7
風力発電	10.0	—	—	32.0	—	—
最大負荷	21.0	15.2	—	—	65.5	—
需要 [TWh/年]	126	97	518	550	357	—
表：2014 年における国別発電方式						
連系の詳細：国際取引なし、利用し得る最適な風況予測を用いた完全な市場に基づく 24 時間前通告、同 3 時間前、同 1 時間前。予備力は地域別に定義（NODE ではオランダの純輸入容量のみ考慮しているが、ベルギーとドイツ間の送電がある可能性がある）						
図：解析モデルに含めた地域と連系						



図 風力発電の詳細（陸上 0～4 GW、洋上 0～8 GW）

系統計画の特徴：なし。オランダの系統運用者の 2014 年のアデカシー予測のみ使用。近隣諸国の設備容量は、UCTE と National の予測に基づいて推定。

市場の説明：地域内：完全な市場。4 つの国際市場設計：取引なしから完全な柔軟性までさまざま

系統連系上重要なタイムスケール：24 時間前～3 時間前～1 時間前～リアルタイム風力発電出力

設計

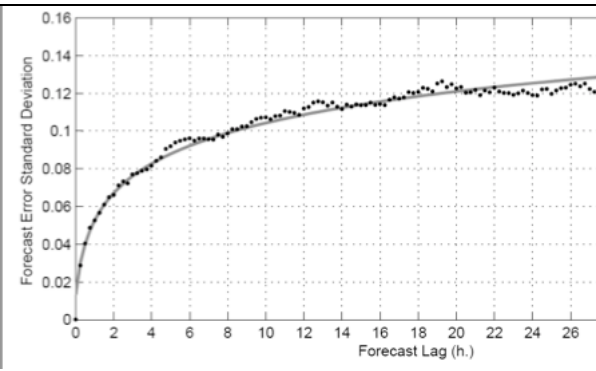
A	研究の目的	1. 風力発電 43,000 GWh（あるいは 12 GW）の場合どうなるか 2. どのくらいの風力発電が可能か（最大値ではなく、廃棄する風力も含む）
M	研究の実施方法	1. 風力発電を追加 容量クレジットは用いない。風力発電を増加し技術的影響を調査。
S	運用の解析モデル	5. 確率論的逐次的解析、単一風力発電予測、風力発電の毎時更新

解析の詳細

R	時間分解能	解析時間ステップは 15 分、毎週最適化、年間解析
P	価格決定法	1. 燃料コスト 3. 完全な市場の解析（各市場参加者が物理的・法的制約を考慮した定義に基づき便益を最大化）
D	他系統の設計	1. 他系統を一定値とみなす 4. 風力発電による運用の変更

不確実性と需給調整

I	インバランス計算	3. 風力発電＋負荷＋供給停止によるインバランス
B	調整電源の場所	2. 同じ地域から 3. 他系統の地域からも考慮
U	不確実性の扱い	1. 送電マージン（直流送電供給停止） 3. 風況予測（以下全て）：a) 風力 0～100%容量でいかなる知見も大規模制限も仮定しない、b) 完全な風況予測を仮定、c) 風況の持続性予測、d) どの程度の予測誤差を仮定したか具体的に記述しながら利用できる最適な予測） 6. 火力発電の供給停止の考慮：

		
図 風力発電の予測誤差の正規化標準偏差		
電力系統の詳細		
G	送電に関する系統限界	2. 一定 MW のマージン
H	水力発電のモデリング	1. 落差を考慮 4. 水の利用可能性 5. 水力発電の最適化を考慮 6. 限定的に決定論的な流れ込み式 7. 水産資源との相関性はあまり強くない 利用可能な水の利用（各州の平均的水位）は、週内の発生コストに基づき最適化。オランダにおける特定の揚水発電については、落差と貯水池限界を考慮）
T	火力発電のモデリング	1. 出力変化速度の考慮 2. 起動停止コストを考慮 3. 有効変動を考慮 4. 熱生産を考慮 5. コージェネレーションを考慮
W	風力発電のモデリング	1. 時系列データ：指定の場所に今後設置する 38 ウィンドファームで測定された風速＋出力曲線 d) 時系列平滑化を考慮（サイト間を線形補間） 3. 同年内の負荷とのみ同期した風力発電データ（すなわち風速データも負荷データは年によって異なる） 4. 将来、風力発電を分散させるための配置シナリオ（許可請求によるシナリオと予測された地域容量に基づくシナリオの組み合わせ）