風力発電の市場統合と系統連系

風力発電の大規模系統連系のための欧州電力市場の発展

日本語版

風力発電の市場統合と系統連系

風力発電の大規模系統連系のための欧州電力市場の発展

Integrating Wind

Developing Europe’s power market for the large-scale integration of wind power

Second editon

May 2009

日本語版　2013 年 12 月

一般社団法人 日本電機工業会

研究番号：EIE/06/022/SI2.442659
研究期間：2006 年 11 月～ 2009 年 2 月
幹事機関：欧州風力エネルギー協会 European Wind Energy Association
プロジェクト参加事業者：

- Sintef Energiforskning AS （スウェーデン）
- Risø- DTU（デンマーク）
- 3E（ベルギー）
- Kema Nederland BV（オランダ）
- Technical Research Centre of Finland (VTT) （フィンランド）
- Garrad Hassan and Partners Ltd（英国/ドイツ）
- Tractebel Engineering（ベルギー）
- Deutsche Energie-Agentur (dena)（ドイツ）

出資者：欧州インテリジェント計画 (IEE)

本報告書の内容に関する責任は全て執筆者に帰する。本報告書は必ずしも欧州委員会の見解を反映した者ではない。欧州委員会は本報告書に記載された情報による如何なる利用にも責任を負わない。

The sole responsibility for the content of this document lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Communities. The European Commission is not responsible for any use that may be made of the information contained therein.

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

目　　次

序文 iv
要旨 v

第 1 章　はじめに …… 1
1.1　欧州の風力発電を取り巻く背景 1
1.2　TradeWind プロジェクトの範囲と目的、方法 2
1.3　TradeWind プロジェクトの取り組み 3
1.4　ステークホルダー（系統運用者、風力発電業界、市場関係者等） 3
1.5　本報告書の構成 5

第 2 章　風力発電シナリオ …… 6
2.1　概要 6
2.2　風力発電シナリオ 6
2.3　風速時系列データ 7
2.4　集合化された風力発電時系列データ 9
2.5　風力発電によって新たに加わる変動性 10
2.6　集合化された風力発電の出力予測誤差 11
2.7　まとめ 13

第 3 章　シミュレーションの入力データ、取り組み方法およびモデル …… 14
3.1　概要 14
3.2　発電 14
3.3　需要（負荷） 15
3.4　送電 15
3.5　潮流シミュレーション 19
3.6　市場モデル 20
3.7　モデルおよび仮定についてのまとめ 27

第 4 章　欧州の風力発電の導入率増加が国際連系線潮流に与える影響 …… 28
4.1　概要 28
4.2　風力発電が国際連系線送電に与える影響 28
4.3　風力発電の予測誤差が国際連系線潮流に与える影響 31
4.4　移動する気象システムが国際連系線潮流に与える影響 32
4.5　まとめ 33

第 5 章　増加する風力発電導入に伴う国際連系線増強 …… 35
5.1　概要 35
5.2　現在の状況および既存の増強計画 35
5.3　増加する風力発電に伴う送電網増強の経済的便益の評価 36
5.4　潮流制御の選択肢 47
5.5　まとめ 49

第 6 章　電力取引の改善による風力発電の安定化 …… 50
6.1　概要 51
6.2　設備利用率および容量クレジットの定義 51
6.3　欧州におけるピーク負荷時間の風力発電の出力 52
6.4　EU レベルにおける電力取引が容量クレジットに与える影響 53
6.5　まとめ 55

第 7 章　高い風力発電導入率のための電力市場設計の評価 …… 56
7.1　概要 56
7.2　欧州電力市場の現状と動向 57
7.3　市場効率の評価方法 61
7.4　市場効率の評価 65
7.5　まとめ 67

第 8 章　TradeWind プロジェクト研究成果のまとめ …… 68

参考文献 74
付録 76
国名コード 84
用語集 85
略語一覧 89
TradeWind プロジェクト報告書一覧 91

筆頭著者

Frans Van Hulle, 欧州風力エネルギー協会 (EWEA) テクニカルアドバイザー

その他の著者

John Olav Tande, Kjetil Uhlen, Leif Warland, and Magnus Korpås, *Sintef Energiforskning AS*

Peter Meibom, Poul Sørensen, Poul Erik Morthorst, Nicolaos Cutululis, Gregor Giebel, and Helge Larsen, *Risø– DTU*

Achim Woyte, Geert Dooms, Pierre-Antoine Mali, *3E*

Alexandre Delwart, *Windtest* (formerly *3E*)

Frits Verheij, Chris Kleinschmidt, and Natalia Moldovan, *Kema Nederland BV*

Hannele Holttinen, Bettina Lemström and Sanna Uski-Joutsenvuo, *Technical Research Centre of Finland (VTT)*

Paul Gardner, Greg van der Toorn, James McLean and Simon Cox, *Garrad Hassan and Partners Ltd*

Konrad Purchala and Sebastien Wagemans, *Tractebel Engineering*

Albrecht Tiedemann, Paul Kreutzkamp, Chanthira Srikandam, and Jakob Völker, *Deutsche Energie-Agentur (dena)*

謝辞

本報告書を起草・作成に協力頂いた全ての人々に感謝する。特に以下の方々に篤く謝意を表明したい。

Glória Rodrigues (EWEA), Shiva Beharrysingh (EWEA), Zoé Wildiers (3E), Sarah Clifford (EWEA), Elke Zander (EWEA), Sharon Wokke (EWEA), Arthouros Zervos (NTUA), Wolfgang Kerner (European Commission), Andrea Hercsuth (European Commission), Niels Ladefoged (European Commission), Hubert Lemmens (EWIS), Wilhelm Winter (EWIS), Peter Styles (EFET), Klaus Kraemer (EFET), Jan Van Aken (EFET), Christian Nabe (Ecofys), Jorge Vasconcelos (NEWES), Jos Beurskens (We@Sea), Chris Westra (We@Sea), Chris Veal (Airtricity), Catherine van den Borre (Belpex).

原著デザイン

www.mardi.be

日本語版 翻訳・校正

安田　陽　　関西大学 システム理工学部 准教授、博士 (工学)

序　文

風力発電は、2008 年に欧州で新たに設置された電源の中で最も多い電源となり、その累計容量は 64 GW に達した。このことは、風力発電が雇用の創出、技術的優位性の維持、エネルギー自立の促進、気候変動の防止に役立つ低リスクで将来性のある投資という認識が高まっていることを示している。2008 年 12 月に合意された再生可能エネルギー指令により、欧州の再生可能エネルギーの割合を 2020 年までに 20%に引き上げる目標が設定されている。欧州委員会は、この目標を達成するために 2008 年の 4%から引き上げ、EU の電力需要の 12%を風力発電によりまかなう必要があることを示唆している。しかし、電力系統の風力発電電が増えるにつれ、新たな課題が浮上している。当初従来型電源のために建設された電力系統は、今後予想されるレベルの風力発電に十分に適応できるとは言えず、そのような電力系統を設計したり運用したりするようにはなってない。これまでは、系統計画や行政上の障壁、公共受容性の欠如、欧州全体の利益になる送電プロジェクトを手がける系統運用者や投資者に対する不十分な経済支援、および主要なステークホルダーによる全体的にまとまりのない取り組みなどによって、適応が遅れている。

欧州の電力系統は、電力系統セキュリティの改善や EU 規模での安価な電力卸価格を保証する経済的なディスパッチを加速するために、系統強化や連系線の改善が必要である。さらに、より多くの風力発電が電源構成に加わると、電力系統で効率的な電力輸送および国際電力取引を保証する必要もある。その結果、どんなに遠隔地や遠い洋上であろうと、1 カ所で風が吹けば隅々まで電力を供給することが可能となる。EU の 2020 目標を達成し、さらに高い目標を目指す場合には、電力系統の増強および適応した電力市場設計が極めて重要である。

TradeWind プロジェクトは、系統連系の改良および電力市場設計の改善がなされた欧州の電力系統が大量の風力発電の連系にもたらす可能性のある便益を調査研究した、EU レベルで初めての研究である。本報告書では、プロジェクトの研究成果を公表する。本報告書では、2030 年までの将来を見越して欧州のより多くの人々が風力発電から便益を得ることができると考えられる、単一の欧州の電力系統および電力市場を目指すための、EU レベルおよび国家レベルでの行動に対する勧告および指針を提供する。

Arthorous Zervos
欧州風力エネルギー協会会長

Frans Van Hulle
TradeWind テクニカルプロジェクトコーディネーター

要　旨

はじめに

欧州の化石燃料の輸入依存は経済的安定性に対する脅威になっており、エネルギー価格に対する不確実性が増大している。同時に、欧州の電力業界は、将来必要な発電容量の投資について大きな課題に直面している。電力自由化以前に一部の国々で保有していた余剰能力も漸減しつつあり、既存の発電所の多くは廃炉となる日が近づきつつある。こうした理由のため、再生可能エネルギーでまかなえる需要の比率を増やすことが、欧州エネルギー政策の鍵となる点のひとつとして挙げられている。温室効果ガスの削減とエネルギー依存性に関する欧州委員会の目標として、2020 年までに全エネルギー需要の 20%を再生可能エネルギーでまかなうことが明言されている。欧州委員会の推定では、全体のエネルギー目標を満たすために、2020 年までに EU の電力需要の約 34%を再生可能エネルギーでまかなう必要がある（2006 年時点では 16 %）。また同じく欧州委員会の予想では、風力発電は 2020 年までに EU の電力需要の 12%に達する見込みである（2008 年時点では約 4%）。このような目標を満たすために最も可能性が大きい再生可能エネルギーは、風力発電である。風力発電は非常に有望で成熟した再生可能エネルギー技術であり、陸上・洋上ともに各加盟国に良好に分布している資源を利用することが可能である。風力発電の発展によって、欧州のエネルギー自給と将来の気候変動に関する目標が達成できるだけでなく、将来の深刻なエネルギー安全保障問題を、経済的便益や雇用、技術研究の分野で欧州が指導力を発揮する新たな機会へ転換することも可能になる。風力発電の近年の急速な成長は技術的・産業的発展と持続可能な経済への指向に誘発されているが、この成長は、風力発電を EU 域内の主要な電源のひとつとみなすべきである、ということのあらわれである。しかし、電力系統における風力発電の増加はどこまでもとどまるところを知らず、それと共に連系系統の機能、特に需給調整やセキュリティ、系統計画、国際連系線、市場設計などについて新たな課題が生じている。風力発電のような変動しやすい電源を、経済的かつ効率的に大量に系統連系するためには、電力系統の発送配電の設計と運用を変更しなければならない。風力発電から総需要電力量の 20 %以上の導入率を目指す場合には、電力系統の設計・運用の両者ならびに電力市場に対して、従うべき新たな欧州指令が必要である。このため例えば電力系統の増強や技術標準規格、市場ルールなどの意思決定プロセスに関して熟慮することが極めて重要であり、その結果、整合性のある方針決定が可能となる。 TradeWind プロジェクトでは、欧州単一の電力系統と電力市場システムという理念に基づき、欧州加盟国間の系統連系強化によってどれくらい大規模な風力発電の系統連系に対処できるかということについて調査研究行なった。さらに、TradeWind プロジェクトでは、経済性に優れた風力発電の系統連系を EU レベルで確保するために、健全な電力市場設計に要求される諸条件についても調査を行なっている。このように、TradeWind の調査研究では、制御エリア間の系統連系の脆弱性と欧州電力市場の柔軟性の欠如および不完全性という、将来の再生可能エネルギーの系統連系のために極めて重

要な 2 つの問題を取り扱っている。重要な送電ルートと連系線に関する作業は、系統計画や行政上の障壁、公共受容性の欠如、系統運用者に対する不十分な経済支援、重要なステークホルダーによる欧州全体での共同取り組みの欠如など、さまざまな理由で遅れている。EU レベルでは、第 3 次自由化パッケージ[原注1]、戦略的エネルギー技術レビュー[原注2]、欧州エネルギーネットワークに関する欧州委員会グリーンペーパー[原注3]、北海オフショアグリッドおよび優先的連系線計画のためのブループリント[原注4] など、電力系統の改善に関連するさまざまな政策的プロセスが進行中である。これらのプロセスの範囲内で、大量の再生可能エネルギーを連系するための汎欧州的な送電網や効率的な欧州電力市場の構想は、技術的解析と経済的分析に基づいた助言によって補強する必要がある。この助言こそ、TradeWind が貢献しようと意図している部分である。TradeWind プロジェクトでは、欧州の系統連系と電力市場ルールを分析するために、欧州の電力系統を単一の完全に機能的な市場として表現し、EU の高圧系統において市場モデルに基づいて単純化した直流潮流についてシミュレーションを行った。欧州内に分散配置された風力発電の開発シナリオは、2010 年、2015 年、2020 年、および 2030 年の各年で想定されている。例えば強い低気圧が通過すると、風力発電の大規模な出力変動が起こり、その結果国際連系線潮流に顕著な変化を引き起こすことが予想される。そのような気象事象が電力系統に大きな影響を与える可能性のある状況を調査するために、TradeWind では欧州規模の風力発電モデルが用いられている。同時に、主要な送電ボトルネックが特定され、既存の構造的な送電混雑を緩和するために最も明確な送電網の増強も示唆されている。この分析手法では、定量化すべき潮流に対する影響だけでなく、関連する実施コストも考慮されている。同様の系統表現は、さまざまな同期エリアに対しても用いられている。UCTE（北欧諸国、グレートブリテン島、およびアイルランド島を除く全欧州）、NORDEL（北欧諸国）、ならびにグレートブリテン島およびアイルランド島である。TradeWind コンソーシアムがアクセスできたデータは特に UCTE エリアについて限られていたために、エリア内の送電制約は限定的に考慮されたに過ぎず、主に個々の連絡線容量と正味送電容量 (NTC) 値により、国際連系線潮流が制限されている。ある程度の妥当性の確認を行うために、シミュレーション結果を現在の国際電力取引、および最新のモデルによるより詳細な結果と比較し、TradeWind コンソーシアムの導いた結果および結論の信頼度を強化することができている。TradeWind の目的は、電力系統の完璧な設計研究を行うことではなく、電力系統の動的挙動や N–1 基準の考慮などの信頼度を検討することでもない。

欧州規模の送電網の評価に加えて、TradeWind では、大量の風力発電を扱う際の電力市場の効率についても解析を行った。この目的のために、2 つのシミュレーションツール、すなわち PROSYM と WILMAR Planning

---

原注 1　欧州委員会報告書「欧州エネルギー化 ～エネルギー安全保障に基づく真の市場（第 3 次政策パッケージ）」, 2007
Commission of the European Communities, 2007. Energising Europe - a real market with secure supply (third legislative package). http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/thirdjegislative_package_en.htm

原注 2　欧州委員会報告書「第 2 次戦略的エネルギーレビュー　～将来のエネルギーの安全化」, 2008
Commission of the European Communities, 2008. Second Strategic Energy Review - Securing our Energy Future. http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/2008_11_ser2_en.htm

原注 3　欧州委員会報告書「安全、持続可能かつ競争的な欧州エネルギーネットワークのためのグリーンペーパー」, 2008
Commission of the European Communities, 2008. Green Paper: Towards a Secure, Sustainable and Competitive European Energy Network. COM (2008)782

原注 4　欧州委員会報告書「優先連系計画」, 2006
Commission of the European Communities, 2006. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Priority Interconnection Plan. COM (2006) 846.

Tool を使用し、特定の目標年次について、風力発電設備容量、電力需要、およびエネルギー経済シナリオにより定義された多くの基本シナリオの解析を行っている。考慮したパラメータは、連系線容量クレジット(NTC) 、市場閉場時間（またはディスパッチ決定のためのリスケジューリングの締切時間）、および市場エリア全体の範囲である。TradeWind のコスト分析は限界運用費用に焦点を合わせていて、投資コストや新たに必要となる需給調整コスト、および風力発電支援スキームは考慮していない。今後、コスト分析は以上の観点で考察することが望ましい。

TradeWind プロジェクトの主な結論

TradeWind は、風力発電の国際融通と欧州レベルでの市場設計を調査した初めての研究である。実施したシミュレーションと解析から、以下の結論が得られている。

風力発電の増加が国際連系線潮流に与える影響 欧州で風力発電の設備容量が増加することにより、国際電力取引の増加は避けられないものとなる。このことは、現在の国際連系線のボトルネックがより厳しくなることを意味している。特に 2020 年および 2030 年の風力発電の予想容量に関して、フランス国境、グレートブリテン島＝アイルランド島間、スウェーデン、ドイツ、およびギリシャの国境の一部で送電混雑の増加が予想される。風力発電の出力を 100%の精度で予測することが不可能であることから、かなりの時間帯で大部分の連系線において予想と実際の国際連系線潮流との間に誤差が生じ、このため送電混雑がさらに悪化することが予想される。こうした送電制約の経済的影響により、安価な発電資源（風力発電は燃料費がゼロのため、限界生産費用もゼロとなる）の入手が制限され、その結果、電気料金が高くなる。送電容量の限界値が低くなることは、系統信頼度に関わる問題を引き起こす可能性もある。ただし、このような解析はプロジェクトの範囲外であるので、TradeWind プロジェクトでは解析されていない。気象事象に関しては、2015 年の風力シナリオにおける欧州加盟国のほとんどの国際連系線は、風力発電の出力変動の影響をあまり受けることがない。風力発電所が稀な暴風により運転を停止し、ある国において出力が劇的に低下したとしても、欧州規模では影響はあまり大きくないことが明らかとなった。しかし、TradeWind コンソーシアムが示唆するところでは、この問題は、特に風力発電の導入率が 10%以上になった段階で、より正確でより精度の高い風況データを用いてより厳密に研究することが望ましい。時間分解能が限られていたために、TradeWind プロジェクトで用いた風況データによって風力発電の短期局所変動が過小評価されている可能性もある。

陸上および洋上での送電系統増強の必要性

系統運用者が現在計画している将来の送電系統の増強は、ボトルネックの悪化を防止し送電混雑を緩和するためには不十分である、ということは明らかである。その結果、現在計画している送電系統増強を超える送電系統増強を行わなければ、風力発電の増加が緩やかな場合でも、2020 年および 2030 年の発電運用コストは必要以上に高くなる。 送電系統を増強することはこのような発電運用コストの削減に寄与し、風力発電自体も同様に発電コストを削減する。したがって、需給調整、支援などのための追加コストと共に投資コストを考えた場合に、複合的な便益を検討することが重要である。

TradeWind では、系統増強が必要な 42 の陸上連系線およびそれぞれのタイムスケジュールが評価されている。これらの送電線の強化により、欧州の電力系統とその風力発電の連系能力に便益がもたらされ、電力系統運用の相当のコスト削減が可能になることが予想される。特に 2020 年および 2030 年については、これらの送電系統増強の便益は相当の額になり、年間で総額 15 億ユーロの系統運用コストの削減になり、200 億ユーロ程度の投資が意味あるものとなる。

相互に連系されたメッシュ状のオフショアグリッドは、北海やバルト海に将来建設される洋上ウィンドファームや陸上送電系統と連系する可能性がある。120 GW の風力発電をベースとした予備経済分析によると、このような電力系統は、風力発電所が単に陸上の電力系統に直接連系した場合の放射状の接続方式に比べ、優位性があることが明らかになっている。予想される便益としては、ケーブル利用の増加やノルウェーの柔軟な水力発電容量の利用機会の改善だけでなく、洋上風力発電から電力料金の高い地域へ電力を輸送する際の柔軟性が増大したり、スウェーデン、デンマーク東部系統およびドイツ間の電力取引が改善されたりすることなどが挙げられる。TradeWind プロジェクトでは利用可能な送電網データが限られていたため、将来的には必要な陸上系統の増強を考慮に入れて分析することが推奨される。

大量の洋上風力発電を電力系統と効率的に連系させるために、陸上送電網をさらに増強する必要がある。TradeWind の解析の結果、ドイツおよびスウェーデンの洋上風車から陸上への接続線において、またベルギー・オランダ間、およびベルギー・フランス間の国際連系線において、極めて深刻な混雑が観察された。これらの地域では、2015 年以降の陸上への接続線の追加・増強に加え、内陸の主要な大規模需要地へ向かって直接延伸する非常に強固な「スーパーオフショアグリッド」を建設することも可能である。このようなスーパーグリッドは、陸上電力系統に必要な現在計画中・建設中の増強の単なる代替案と考えるべきではない。

ステークホルダーや一般市民の受容性、送電系統強化の長期の実施期間を考慮すると、潮流制御技術を構築することより、最大限既存の送電線を利用することが重要である。

投資は、風力発電および送電の両者に対して、主に個々の加盟国が行わなければならないことになっている。このため特に国際プロジェクトの場合、送電系統会社は収益性の高い送電開発プロジェクトを選別することが困難になっている。こうした送電に関する欧州特有の事情のために、全欧州的な送電電力系統強化のための資金調達計画立案については、EU による取り組みが必要となる。同時に、一元化した計画と認可プロセス（欧州横断エネルギーネットワーク (TEN-E) や関係プロセスを全面的に支援するプロセス）が強く必要になる。

風力発電の系統アデカシーに対する EU 規模での寄与

風力発電は、火力発電所と同じように大量の電力を供給できるだけでなく、高い信頼度を保ちながら従来型発電所に置き換えることができるポテンシャルを有している。数ヶ国の風力発電の出力を合計する、すなわち「集合化する」と、風力発電は電力系統内で一定の発電容量を提供することができ、その寄与は確実に増大する。集合化される国の地理的面積が広ければ広いほど、容量クレジットが増加する。2020 年に 200 GW という風力シナリオでは、複数の国での風力発電の集合化効果は、個々の国の平均容量クレジットに比べてほぼ 2 倍となる。確率的な方法を用いると、200 GW の風力発電に対する容量クレジットは 14%にのぼり、

約 27 GW の従来型電源の容量に相当する。加盟国間で十分な送電容量を準備すれば、この効果を最大限に発揮することができる。

より高い市場効率のための電力市場設計

国際取引のための当日市場の確立は、欧州の市場効率にとって極めて重要である。国際電力取引の当日リスケジューリングを考慮すれば、国際電力取引を前日に予定しなければならない場合に比べ、年間 10～20 億ユーロ程度の運用コストの削減が可能になる。効率的な連系線の割当てを確保するために、連系線は非明示的競売によって市場に直接割当てることが望ましい。

発電ポートフォリオの当日リスケジューリング、すなわち、実給電 3 時間前までの風力発電予測を考慮することにより、余分な電力系統供給予備力の需要を減少させることができる。したがって、前日スケジューリングに比べて年間 2 億 6000 万ユーロの発電運用コストを削減することができる。このコスト削減幅は完全な市場を想定しており、現在の歪んだ市場状態の下ではさらに大きくなる可能性がある。

欧州の電力市場では、効果的で効率的な風力発電の系統連系を可能にするために、以下の主要な設計特性が必要である。

- 系統コストの低減と価格安定のための発電事業者の当日リスケジューリングおよび国際電力取引の機能
- 国際連系線容量割当てのための非明示的競売の広範囲の利用（すなわち、市場結合、市場分割など）
- 十分な系統連系容量の確保（特に 2015 年以降）

TradeWind 研究が提案する勧告

TradeWind では、シミュレーション結果の分析に基づき一連の勧告を作成した。これらの勧告は、政策立案者、系統運用者、エネルギー規制機関、風力発電事業者、および取引業者向けのものである。この勧告は、以下のような事項が挙げられる。

- 必要な技術開発
- 欧州規模の送電線計画
- 電力市場における規制
- 各国および EU の政策
- 将来研究

勧告の大部分は、短期から中期の見通しについて言及したものである。

送電網の増強と運用

TradeWind が検討した段階的送電網の増強については、2015 年以降に予想される風力発電の増加のために、優先事項としてさらに研究・促進が行われることが望ましい。送電線計画その他の対策は、需要と風力発電設備容量の増大により、2020 年以降に予想される混雑を緩和することを目的とすることが望ましい。最も厳

しいボトルネックは、フランスとその隣国（スペイン、スイス、ベルギー、グレートブリテン島）、グレートブリテン島＝アイルランド島間、ドイツ＝スウェーデン間、スウェーデン・ポーランド・フィンランド各国間、およびギリシャ＝ブルガリア間の国境で発生すると予想される。

TradeWind の研究は、オフショアグリッドというソリューションの一層詳細な設計と最適化に引き継がれることが望ましい。TradeWind の調査研究で初めて明らかになったことは、メッシュ状のオフショアグリッドが経済的に最適な連系手段であり、高圧直流 (HVDC) メッシュ状系統技術がこの用途に対して重要な利点となるということである。したがって TradeWind の勧告としては、メッシュ状 HVDC 技術の研究開発努力を加速し、北海の送電網拡張用にメッシュ状 HVDC 技術の構築を可能にすることが挙げられる。TradeWind では、北海オフショアグリッドの EU ブループリントを作成するための基礎的検討として、HVDC メッシュ状グリッドが提案されている。

大量の洋上風力発電を電力系統と効率的に連系させるために、陸上送電網をさらに増強する必要もある。

TradeWind の解析の結果、ドイツおよびスウェーデンの洋上風車から陸上への接続線において、またベルギー・オランダ間、およびベルギー・フランス間の国際連系線において、極めて深刻な混雑が観察された。これらの地域では、2015 年以降の陸上への接続線の追加・増強に加え、内陸の主要な大規模需要地へ向かって直接延伸する非常に強固なオフショアグリッドの建設を検討することが望ましい。

TradeWind による解析の極めて重要な結論は、新規の風力発電がほとんど建設されない場合でも、ほとんど同じ送電系統増強の必要性があるということである。たとえ風力発電を実質的に増やす計画がない場合でも、本報告書において提案する増強と運用変更により、欧州の消費者は経済的に便益を得ると考えられる。風力発電と送電系統の増強は、共にこれら電力系統の運用コストの削減に寄与する。したがって、投資コストと風力発電に関係する他の追加コストを評価する場合には、総合体としての便益を検討することが重要である。

汎欧州的な送電系統強化のための資金調達計画は、一元化されたプランニング（空間的なプランニングを含む）ならびに TEN-E および関係プロセスを全面的に支援する認可プロセスと同様に、EU レベルで立案することが望ましい。

電力系統全体のセキュリティに対する有害な影響を回避するために、風力発電の地域的な集中や移動性暴風前線に対処するための戦略も立案されることが望ましい。例えば、安全な系統運用上極めて必要な重大局面において風力発電出力予測をより高度に利用し、系統運用者が風力発電を制御できるようにすることが望ましい。そうすれば系統運用者は暴風前線に先立って風力発電の出力を抑制することができ、暴風前線により生じる風力発電の急激なカットアウトをより管理しやすい変化速度に減少させることができる可能性がある。

グリッドコード（系統連系規則）や接続協定などの契約による取り決めでは、系統運用者が制御する風力発電についての条項が含まれることが望ましく、何らかの状況において特定の問題に対して最良の解決法を持つようにすることが望ましい。出力抑制の割当て手段と補償の取り決めに関しては、さまざまな電源方式の間で透明性と公平性が担保されることが望ましい。

全ての系統運用者は、電力網に接続するあらゆる種類の電源のリアルタイム出力を「可視性」にすることが望ましい。さらに、配電系統は送電系統運用者の系統より下流で運用されるため、少なくとも配電系統に接続する電源の合計出力は、地域レベルで接続する小規模電源を除き、系統運用者が入手可能な状態にすることが望ましい。通信や制御方式などの関連コストは、系統運用者が得る便益に比べて小さいものである。

電力市場設計

電力市場設計では、国際送電線の当日リスケジューリングを可能にすることが望ましい。国際当日市場の確立は、欧州の市場効率にとって極めて重要である。

さらに、系統連系の経済的便益を最大限にするために、市場容量は例えば市場結合または分割アルゴリズムなどの非明示的競売によって割当てられることが望ましく、理想的には、このアルゴリズムは潮流ベースとすることが望ましい。地域市場イニシアティブなど、欧州のさらなる市場統合が推進されることが望ましい。

風力発電導入率が総需要電力量の 10～12%の電力系統では、より柔軟性のある発電所の他に、当日リスケジューリングに参加するために比較的応答の遅い発電所（起動時間 1 時間以上）も必要となる。

予備力の国際取引はさらに利点をもたらす。柔軟性のある発電所に対する投資の節約と、国境を越えての予備力の共有との間のトレードオフについては、専用のモデルを用いて研究を行うことが望ましい。

風力発電

洋上風力発電の大規模な展開のためには、風力発電の出力変動を最小化するために、サイト選定プロセスの段階で地理的にできるだけ広い領域を確保することが望ましい。同じ理由で、大規模に展開した洋上ウィンドファームは、個々のウィンドファームから陸へ単独で放射状に接続するよりも、できる限り制御可能な潮流をもつメッシュ状オフショアグリッドに接続することが望ましい。

風力発電所の動的な制御という選択肢については、技術的・経済的両者の観点からさらに組織的な研究が行われることが望ましい。高風速時に需要が低い場合など一部の負荷状況では、現在の高度な最先端技術を用いた風力発電所制御装置を利用することにより、風力発電の容量の一部を予備力として用いることで、発電を行うよりも有用性が大きくなる可能性がある。

現在の電力市場は、とりわけ国際電力取引の制約のために完全な市場とは異なった機能となっている。このような市場では、風力発電に対する優先アクセスおよび優先給電は電力卸価格を低く保つために役立つため、EU の 20-20-20 目標に適合する手段とみなすべきである。

他の発電方式

系統運用者が系統計画（系統アデカシー予測など）をする際、単一の国家または単一の需給調整エリアよりも広いエリアを想定して風力発電の容量クレジットを評価することが望ましい。その理由は、風力発電の容量クレジットの値はエリアの大きさと共に増加するからである。風力発電の容量クレジットを推定するた

めの方法論をさらに発展させ、系統アデカシー計画に利用するために、欧州全体で一元化することが望ましい。

電力需要を大幅に削減するための省エネルギー対策は、再生可能エネルギーに対する重要な補完スキームである。需要が増加してしまうと、せっかく大規模な風力発電により達成可能となる CO_2 の削減やコストが打ち消されてしまうからである。

電気自動車、低温蓄熱、熱システムとの統合など、デマンドサイドの対策効果については、大規模な風力発電を有する将来の電力系統において系統コストの削減が期待されるため、さらに調査が行われることが望ましい。さらに、風力発電の出力が大きく需要が低い状況では、風力発電の出力抑制を避けるのにエネルギー貯蔵も役に立つ。

欧州の電力系統の研究

欧州規模の連系線の研究をさらに推進させるために、TradeWind 用に作成された風況データ（地理的・時間的に均一な時間分解能 6 時間のデータセット）を利用することができる。妥当性評価を行ったところ、6 時間ごとのデータを 1 時間ごとの値へ線形補間したデータは、特定の地点で 1 時間ごとに測定されたデータと高い相関関係が確認されている。したがって、このようなデータを 1 時間ごとのデータに変換し、過去の風力発電の時系列データで観測された時間変動性を加えることにより、市場モデルに利用することができる。

しかし、発電アデカシーや需給調整などの研究には、さらに精度の高い時間分解能を持つ欧州の風況データが推奨される。このデータは理想的には 1 時間ごとのデータが推奨されるが、広いエリアにわたる空間的な平均化効果はこの時間スケールではほとんど変化しないので、分解能が 1 時間未満のデータは必要ではない。

欧州の系統研究に使用する場合には、以下のような TradeWind のシミュレーションツールボックスをさらに発展させることが望ましい。

- 1 時間ごとに測定した風況時系列データ
- 従来型電源に関するより詳細なデータ
- 省エネルギー対策とデマンドサイドマネジメント (DSM)。風力発電の系統連系に与える影響をさらに多くの電力需要シナリオを用いて研究することが望ましい。
- より詳細な風力発電の地理的モデリング
- 気象状況の影響。5 年先程度の短期予測に関して、より高い解像度や精度のデータを用いて風力発電導入率がより高い場合の研究を行うことが望ましい。そのタイムスケールを超えると、風力発電の導入率や位置の不確実性が増加するため、より詳細な地理的解像度が困難となる。
- 選択肢としての潮流制御の運用。関係する市場の便益の可能性を研究するために、電力系統シミュレーションツールでシミュレーションを行う。
- 風力発電の容量クレジット評価のための方法論のさらなる発展と一元化

欧州規模での連系線の研究を促進するために、系統研究のための欧州電力網データの利用がよりいっそう容易になることが望ましい。

第 1 章 はじめに

1.1　欧州の風力発電を取り巻く背景

欧州のエネルギー政策[1]の予測では、従来の個々の電源が貢献するのと同程度の規模で、風力発電が欧州の発電に大きな貢献ができると予想している。例えば、国による電力系統研究により支援されているデンマーク、スペイン、およびドイツなど風力発電の導入率の高い地域[2]の経験から、この予測は、高い水準の系統セキュリティを維持しつつ、技術的、経済的に実現可能であることが実証されている。

欧州の風力発電業界では、2020 年に 180 GW、2030 年に 300 GW の発電目標が系統立てて計画されている[3]。2 つの目標は、それぞれ電力の総需要電力量の最大 14 %および 28 %の風力発電導入率に対応し、エネルギー効率の増大が成功するものと予想している[原注 5]。

欧州のエネルギー政策および世界的規模での気候変動に関する要求事項に従って、風力発電の導入率が 2008 年の 4%レベルから、より意欲的な 20～30%レベルに増大することは、技術的に実現可能である。しかしこうした増大は、規制上、制度上、および市場における障壁により遅延する可能性もある。特にそれは、数時間前（当日内）の時間スケールでの国際エネルギー取引に関連している。

地域によっては、風力発電の正味電力コストは、他の主流の発電形式のコストと同じ範囲内にある。EU の 2020 年導入率達成に対する大きな障壁は、送電網の混雑を緩和し、増加した国際電力取引により引き起こされる増大しつつある潮流に順応する送電網インフラをタイムリーに用意することに関係している。風力発電の効果的な系統連系に対する他の障壁は、電力市場における現在の非効率性に関係している。

系統連系に関する課題を理解するための基本は、風力発電を大陸的な電源として捕らえることである。風力発電の変動性が課題である。風力発電の基本的な特性は、大規模な気象系が欧州を横断して移動していくことである。利点としては、気象系の規模 (1,000 km) に応じた距離の中で気象学的に見た場合、風速は欧州内であまり相関がないということ、言い換えると、風はいつもどこかで吹いているということが挙げられる。前提条件として、連系が良好な送電網にはこの空間的に相関のない風力発電を最大限に活用するということがある。国際電力取引では、地理的な集合化によって風力発電出力の変動に関して平滑化効果が得られ、風力発電の出力予測の精度を向上させることができ、風力発電の容量クレジットが増加する。

十分な送電インフラに加えて、効率的な国際電力取引となるような系統の運用を考慮した市場ルールを準備することも必要である。垂直統合された大きな電力会社間の取引に基づき従来型電源を発展させてきた市場ルールは、風力発電その他の再生可能エネルギー電源にとっては必ずしも効率的ではない。

[原注 5]　風力発電の発電電力量の推定量は、2020 年で 477 TWh、2030 年で 925 TWh である。

TradeWind プロジェクトは、国際連系線潮流に与える欧州の風力発電の影響をより詳細に解析するため、さらに、電力系統の増強および電力市場ルールの改善のための勧告を明確化するために計画された。

送電

風力発電の便益を確保するために、送電網の計画および運用を管理するルールおよび方法は、ウィンドファームおよびその場所からの大量の風力発電で発電された電力量の輸送を考慮するように最適化する必要がある。さらに、大きな可能性を持つ北海の洋上風力発電を十分に利用するために、オフショアグリッドの新設および陸上系統の増強が必要である。

欧州レベルでの系統計画は、従来は欧州送電系統運用事業者協会 (ETSO) および欧州送電協調連盟 (UCTE) を通じて系統運用者がその責任を負っていたが、現在では近年設立された欧州電力系統事業者ネットワーク (ENTSO-E)によりそれが引き継がれている。さらに、送電網計画プロセスには、風力発電の影響を含める必要がある。TradeWind プロジェクトでは、2030 年までの研究対象期間の国際連系線潮流に特に焦点を合わせている。

市場

風力発電を欧州の電力供給へ効率的に連系するためには、送電容量は極めて重要であるが、さらに多くのことが必要である。送電線に加えて、将来の欧州の電源構成を考慮すると、効率的な容量割当てを可能とするルールが必要である。欧州における電力市場の自由化に沿って、これらのルールは市場ベースであることが望ましい。TradeWind プロジェクトでは、2020 年以降について予想される欧州のエネルギー経済的背景の範囲内で、世界的規模での電力供給コストおよび電力供給による CO_2 排出の最小化のために、市場関係者を支援する市場ルールの技術経済的基準を調査している。

1.2 TradeWind プロジェクトの範囲と目的、方法

TradeWind 研究は、欧州委員会の財政支援で、欧州インテリジェントエネルギー計画 (IEE) プログラムにより、2006 年 11 月から 2008 年 12 月の期間に実施された。

TradeWind プロジェクトの長期目標は、各国間および欧州レベルで風力発電を欧州の電力系統へ大規模に連系する際の障壁の排除を促進することである。TradeWind プロジェクトは、風力発電の連系に対する不合理な障壁を排除するために、政策策定、市場ルール、および連系線の割当て方法のための勧告を明確化することを目的としている。調査範囲には、EU-27 ならびに UCTE の同期エリア、北欧諸国、グレートブリテン島、およびアイルランド島の送電網が含まれる。

研究対象期間は 2030 年までであるが、それぞれ 1 つづつの短期、中期、および長期期間からなる。研究では目標年 2008 年（現在）、2010 年、2015 年、2020 年、および 2030 年について簡単に考察する。欧州系統運用者 (TSO) の欧州風力発電系統連系研究 (EWIS)との比較を可能にするために、2015 年についての考察を選択した。

TradeWind プロジェクトには、技術的側面およびモデリングが含まれるが、重点は風力発電系統連系に関する規制上、制度上、および市場の側面に置かれている。そのため、TradeWind プロジェクトの目的は、電力系統の完璧な設計研究を行うことではなく、電力系統の動的挙動や N-1 基準の考慮などの信頼度を検討することでもない。

TradeWind の解析では、欧州の送電系統における国際連系線潮流のシミュレーションを使用している。その際、将来の風力発電シナリオ、現在および将来の送電網構成の表現、ならびにさまざまな市場ルールに関する市場の挙動についてのシミュレーションを用いている。こうした TradeWind 解析によって、欧州の電力系統において風力発電の導入率が増大した場合に潮流に与える影響を調査、定量化することができる可能性がある。2030 年までに亘る風力発電シナリオがシミュレーションに使用されていて、結果の動向の解析が可能になっている。

TradeWind プロジェクトの勧告は、以下の要素を土台にしている。

- さまざまな風力発電導入率シナリオにおいて、移動する気象状況が国際連系線潮流に与える影響
- 国際的レベルでの風力発電予測の精度
- 電力系統増強シナリオ
- 欧州の風力発電容量クレジット
- 市場ルールの改善が電力市場効率に与える影響

電力貯蔵の使用など、出力が変動する再生可能エネルギーを系統連系する能力を改善する他の方法については、プロジェクトでは調査を行なっていない。

1.3 TradeWind プロジェクトの取り組み

TradeWind プロジェクトの各段階は、プロジェクトのさまざまなワークパッケージ（WP) で構成された。

表 1　プロジェクト構造

第 1 期： 準備		
WP2 (GH) 風力発電シナリオ	WP3 (Sintef) 系統モデリングと電力系統データ	WP4 (Risø- DTU) 市場ルールの確認
第 2 期： シミュレーションと解析		
WP5 (VTT) 欧州大陸の潮流	WP6 (Sintef) 電力系統シナリオ	WP7 (3E) 市場ルールの解析
第 3 期：勧告		
WP8 (EWEA) 電力系統増強、市場組織、および政策策定についての勧告		

1.4 ステークホルダー（系統運用者、風力発電業界、市場関係者等）

ステークホルダーを代表する TRADEWIND コンソーシアム

TradeWind コンソーシアムは重要なステークホルダーグループのほとんど全てを代表し、プロジェクト期間全体を通して、他のステークホルダーとの連絡に努めた。このことはデータの取得やステークホルダーの

見解の理解を深めるためだけに重要なわけではない。プロジェクトの研究成果が部門に採用される可能性を最大限にし、風力発電の連系を前進させるための基準を得ることを促進するためにも重要である。

TradeWind コンソーシアムは以下のように構成される。

1. 欧州最大の電力事業者の 1 つである Tractebel や大手送配電コンサルタント会社により代表される電力事業者ステークホルダー
2. フィンランド技術研究センター (VTT) 、ノルウェー産業科学技術研究所 (SINTEF) 、およびデンマーク・リソ国立研究所により代表される技術および政策研究機関
3. ドイツエネルギー機構 (Dena) により代表される加盟国エネルギー機関
4. Kema、Garrad Hassan、および 3E により代表される風力発電、エネルギー政策、およびエネルギー市場の大手コンサルタント会社
5. 欧州風力エネルギー協会 (EWEA) により代表される風力発電業界自体、特に開発事業者や風車メーカ

プロジェクト顧問会議

プロジェクトの期間中、プロジェクト顧問会議により方法および結果に関するフィードバックが行われた。以下の会社、団体、およびコンソーシアムを代表する専門家が顧問会議の活動に参加している。

- 系統運用者 (TSO)：欧州風力発電連系研究 (EWIS) コンソーシアム経由
- 欧州委員会：競争力と技術革新のための執行機関 (EACI) とエネルギー・運輸総局 (DG TREN)
- 開発事業者／運用者：Airtricity, Evelop, Acciona, WE@SEA
- 取引業者：欧州エネルギー取引業者連盟 (EFET) 、ベルギー電力取引所 (BELPEX)
- 規制関連業務専門家：NEWES

系統運用者

系統運用者 (TSO) は、顧問会議に参加している。TradeWind コンソーシアムと EWIS コンソーシアムの間で、了解覚書のもとに共通の作業部会が発足し、EWIS への風力発電関連のデータと TradeWind への系統関連のデータの交換を行った。両コンソーシアム間の協力関係は、プロジェクト顧問会議へ互いに参加することにより支援された。

同期エリアセミナーによるステークホルダーの協力

TradeWind プロジェクト主催の欧州の主要同期エリアにおける時事的な話題に関するセミナー

- グレートブリテン島およびアイルランド島（グラスゴー、2007 年 10 月 8 日）
- UCTE（ベルリン、2007 年 12 月 6 日）
- Nordel（トロンヘイム、2008 年 1 月 24 日）

これらのセミナーにより、さまざまな地域のステークホルダーが TradeWind プロジェクトの目的および作業について学ぶことができた。さらに、電力系統および市場の側面に関する地域特有の貴重な情報が、これ

ら地方のステークホルダーとの親密な協力により得ることができた。セミナーの情報およびプレゼンテーションは、以下の TradeWind プロジェクトのウェブサイトで見ることができる。www.trade-wind.eu

1.5　本報告書の構成

本報告では TradeWind コンソーシアムの方法、取り組み、解析、結論、および勧告について概説する。必要に応じて、TradeWind プロジェクトのさまざまなワークパッケージの具体的な報告およびデータセットについて、詳細な情報に言及する。これらの報告は、TradeWind プロジェクトのウェッブサイトで閲覧することができる。

シミュレーションおよび詳細な解析は､2030 年までの欧州の風力発電の地理的な分布予測に基づいている。さまざまなシナリオ年について、それぞれ低、中、および高位での推定について、合理的な予測に対する簡単な考察を行う。第 2 章では、これらの風力発電シナリオについて説明し、電力系統の潮流シミュレーションに使用するために、地域の風力発電時系列データに変換する方法についても説明する。第 2 章では、集合化した風力発電の予測誤差についても議論する。

第 3 章では、TradeWind プロジェクトで使用した潮流シミュレーション方法、およびその主要な要素である送電網の表現、市場モデル、入力、出力、および欧州の送電系統の潮流シミュレーションにおいて使用したモデルについて説明する。

第 2 章のシナリオおよび第 3 章で説明した方法を用いて、風力発電が欧州の送電系統に与える影響に関してシミュレーションを行う。第 4 章では、国際連系線潮流、および欧州を移動し集合化した風力発電資源に大規模な変動を引き起こす気象状況により国際連系線潮流がどのように影響を受けるかについて調査する。第 4 章ではまた、系統運用の国際計画における風力発電予測の重要性と限界について実証する。

潮流シミュレーションは、第 5 章の解析の基礎でもある。第 5 章では、風力発電の拡大と並行して、送電網の増強に対する異なる選択肢に関連した便益およびコストについて調査する。電力系統シナリオには、主に連系線の陸上における段階的な増強、および北海とバルト海の洋上風力発電プロジェクトに基づいた洋上送電網の可能性のある構成が含まれる。

第 6 章では、国際レベルで発電アデカシーに対する風力発電の寄与について解析を行う。第 6 章では、TradeWind プロジェクトの基本的なシナリオおよびデータを用いて、複数の国の風力発電を集合化することによって、欧州レベルで容量クレジットがどのように増加するか、そしてこのことが 2020 年までに与える可能性のある影響について説明する。

第 7 章では、大量の風力発電がある場合に、電力市場の設計が電力市場の効率に与える影響について調査する。市場設計は、時間の柔軟性、市場の集合化、および連系線容量の割当てに関して異なる可能性がある。第 7 章では、TradeWind プロジェクトの風力発電シナリオを用いた市場シミュレーションツールにより計算した選択市場指標の支援により、良好な市場設計が得られることが実証され。研究成果および結論は、第 8 章にまとめた。

この報告には、プロジェクト期間内に作成された特定の時事的報告に関する参考文献が含まれている。

第 2 章 風力発電シナリオ

2.1 概要

いくつかの入力データセットは、以降の章で報告した研究に用いられている。これらについては、以下でさらに詳しく説明する。

2.2 風力発電シナリオ

風力発電の設備容量の推定値は、EU-27 の全ての国、ならびにノルウェー、スイス、クロアチア、およびバルカン諸国の一部について得られている。各国についてデータを提供する多くの重要な提携先が確認されている。

容量の推定値は、2005 年（作業時に確認した最新の数字）、2008 年、2010 年、2015 年、2020 年、および 2030 年といった「目標年次」について要求される。高、中、および低位のシナリオを年次ごとに明確化したが、中位が最も可能性が高い結果であり、高および低位は、想定可能な最大および最低の結果である。高および低位のシナリオの容量の推定値は、実現の可能性は低い。それらの値は、想定可能な限界を示すためのものである。実際にはこれらの推定値とはほぼ確実に違う結果になると理解すべきである。これまで欧州では、風力発電の容量は、予想値の最高値さえはるかに超える速さで増大してきた。しかし将来起こりうる結果は、高位および低位のシナリオの範囲内に来ると予想され、中位のシナリオに近づく可能性が最も高い。

各シナリオのそれぞれに対する全体の数値を、表 2 および図 1 に示した。

表 2　シナリオおよび年次別の総風力発電容量 (GW)

年次	2005	2008	2010	2015	2020	2030
低位シナリオ	42.2	57.2	72.3	103.3	143.9	203.3
中位シナリオ	42.2	66.5	90.0	143.7	205.8	279.6
高位シナリオ	42.2	78.1	108.2	185.0	263.4	351.1

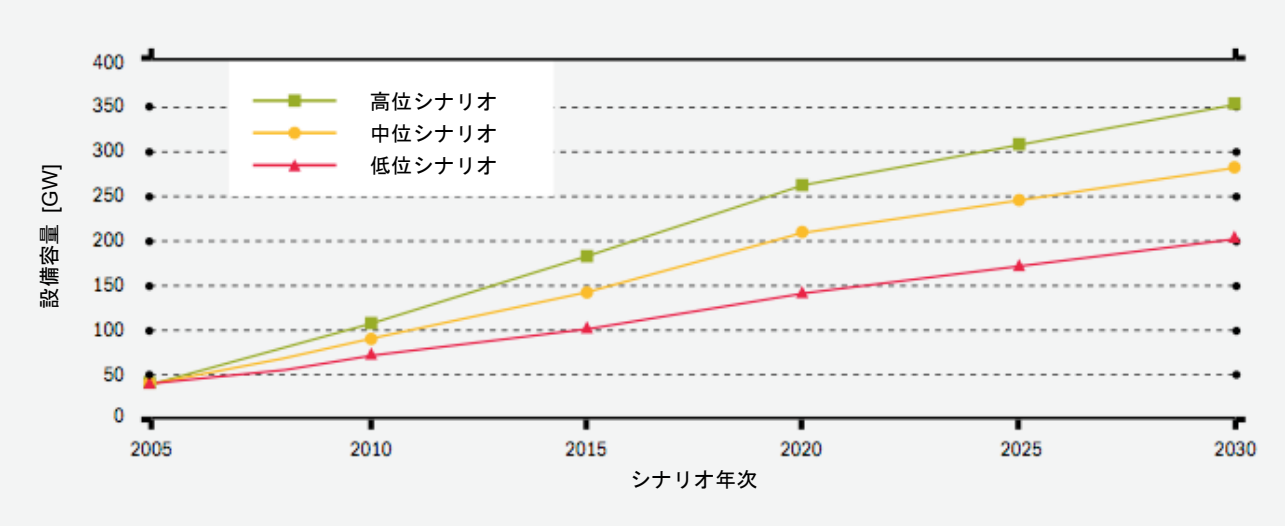


図 1　シナリオおよび年次別の総風力発電容量[原注 6]

中位のシナリオの数値は、2010 年に 80GW、2020 年に 180GW、2030 年に 300GW という欧州風力エネルギー協会 (EWEA) の当時の予測に類似している。このことは、TradeWind プロジェクトのために収集、使用されたデータが EWEA の予測と一致していることが示されている。

次に風力発電容量のデータが地理的にまとめられた。風力発電容量の推定値は、風速データが入手可能なノードに関連した地理的地域で表された。風速データは、以下でさらに詳しく議論する。

地域は以下の要因を考慮した複雑なプロセスで規定した。

- 風資源が豊富であることが既知のエリアの位置
- 標高
- 風速データノード（すなわち、厳密に 1 つの風速ノードを各地域に割当て）
- 地形タイプ（以下でさらに詳しく議論）

各地域に対して選択された風速データノードは、必ずしもその地域の内部にあるわけではなく、それよりも風力発電の予想位置に最も近いノードが選択された。

合計 138 の地域が定められ、次に各目標年次に対する風力発電容量の推定値が各地域に対して定められた。複数の地域を持つ国については、国の風力発電容量の推定値が風力発電の開発の可能性が高いと予想されるエリアの情報に基づいて、その地域でさらに分割された。

最後に各地域の風力発電設備容量が、地域の特性に基づいて地形タイプ間で分割された。

2.3　風速時系列データ

プロジェクト提案時の当初の意図は、欧州の多数のノードにおける風速データの短期時系列データを生成するために再解析データを使用することであった。ノードを図 2 に示す。短期時系列データは、暴風の通過や、欧州の一部地域では高気圧状態（低風速）でありながら他の地域では強風が吹いている期間など、関心

原注 6　グラフに示した総風力発電容量は、調査した国とシミュレーションを行った国に差があるために、シミュレーションで使用した数字とわずかにずれがある可能性がある。しかし結果に対する影響は無視できる。

のある事象を含むように選択された。実際には、後の章で報告する電力系統のシミュレーションは十分に速く、具体的な事象を選択するのではなく、一度に 1 年間の風速データを使用することが可能なことが明らかになった。

図 2　欧州を対象とする再解析データノード

この再解析データが選択された理由は、このデータが当時整合性をもって欧州全体を対象として含むデータ、すなわち TradeWind プロジェクトの目的にとって最適な唯一のデータであったことである。当然、より詳細なデータは個々の国または地域について利用できるが、こうしたデータを入手し、単一の整合性のあるデータを作成するには莫大なコストがかかることになる。

データは 6 時間間隔でしか入手できなかったが、1 時間間隔へ線形補間を行うことで、線形補間が最良の方法であることが明らかになった。6 時間ごとが基本間隔となるために、より迅速な時間スケールで発生する地域の風速変化はデータには反映されない。したがって、暴風前線の通過など極めて迅速な風速の変化は正確には表現されず、一般的に 1 日のうちの変化は過小評価されることになる。

ウィンドファームが位置している地形は風速に著しく影響するため、商業用ウィンドファームに適した大まかな 3 種類の地形に対して、地形による風速調整係数が定義された。

- 低地（海抜 400m 以下）
- 高地（海抜 400m 超）
- 洋上

サイトの代表的な 1 時間ごとの風速時系列データを得るために、対応する地形による風速調整係数が 1 時間ごとの風速時系列データに適用された。

ハブ高さおよびウィンドシアーの指数についての調整係数についても、各地形種類に対して定義された。低地については、風車のハブ高さは将来高くなると予想されるので、将来に対しては異なる係数が使用された。

係数を全て適用した後に、再解析データから、欧州全土のウィンドファームに適したエリアにおいて、約 1m/s の不確定性で地域の代表的なハブ高さの風速に相当する平均風速を得ることができる。但し、以下の場所は除く。

- スペイン北東地方
- フランス南部
- ギリシャ島嶼部

これらのエリアでは、局地的な風の流路および熱の影響により、再解析データからは捕らえられない風速が生じる。

最終的なデータセットには、2000 年 1 月から 2006 年 12 月までの 7 年間が含まれている。

2.4　集合化された風力発電時系列データ

関連する調整係数を全て適用し、再解析データから計算した年間設備利用率が運転中のウィンドファームの年間設備利用率の利用可能なデータと比較される。

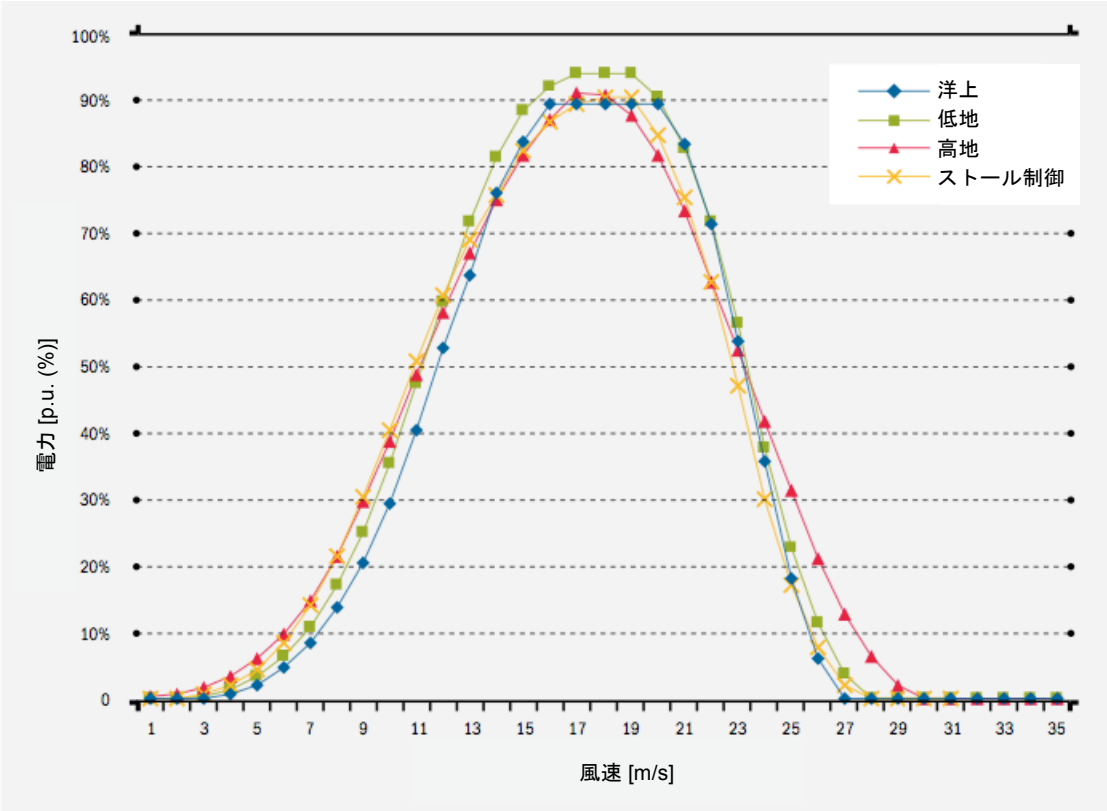


図 3　現在の地域の風力発電等価出力曲線モデル

青、緑、および赤の曲線はピッチ制御風車

これに基づいて、さらに風速補正係数を高地および低地地形区分が計算される。その結果、設備利用率はオーストリア、ベルギー、ドイツ、グレートブリテン島、ギリシャ、アイルランド島、イタリア、オランダ、ポーランド、およびスペインの有望な陸上風力発電サイトについての予測と全体的に一致した。

次に特定エリアのウィンドファームについて、1 時間ごとの風速データを 1 時間ごとの風力発電の出力データに変換する方法を定義する必要があった。これは、等価風力発電出力曲線を用いて行われた。風車の設計および等価出力曲線推定の将来の動向は、2030 年まで考慮されている。

等価出力曲線には、広い地理的エリアの空間平均、各ウィンドファーム内部でのアレイ損失、地形損失、電気損失、および稼働率などの係数が含まれ、風車出力曲線およびハブ高さの将来動向の可能性の影響が推定されている。さまざまな風車方式（例えばストール制御やピッチ制御など）について等価出力曲線を評価すると、風車方式は等価出力曲線の形状に小さな影響しか及ぼさないことが明らかになった。結果的に、風車制御方式（ストール制御あるいはピッチ制御）は、詳細な解析では追加変数として考慮されていない。

2.5　風力発電によって新たに加わる変動性

デンマーク西部での風力発電の実測された時系列データを上述した風力発電時系列データと比較すると、用いた風力発電時系列データの統計的分布は、実際の風力発電の統計的分布と極めてよく一致することが明らかになっている。

しかし、上述した時系列データを使用すると、風力発電の 1 日のうちの変動性が過小評価される。このことは、図 4 に示した時系列波形から明らかである。図では実測の時系列データは再解析ベースの時系列データに比べて激しく変化しているように見える。

基本的にこの変動性の欠落は、電力系統の運用に影響を及ぼすことになる。なぜならば、他の発電では風力発電の変動性を補償するように出力の上昇・下降を行わなければならないからである。しかし、この変動性の欠落が結果に実際に反映されるかどうかは、用いる電力系統シミュレーションツールに左右される。電力系統に焦点を当てる電力系統シミュレーションツール (PSST) のようにシミュレーションツールによって各時間を独立にシミュレーションする場合には、電力の適切な統計的分布を得るには十分である。他方、自由化された電力市場における風力発電の系統連系 (WILMAR) 市場モデル（3.6 節参照）のように、シミュレーションツールで、発電所の起動コストおよび起動時間を考慮に入れれば、より現実的なシミュレーション結果がより現実的な日内変動性に関して得られる可能性がある。

WILMAR 市場モデルシミュレーションに対してより現実的な風力発電変動性を準備するために、確率論的な変動性を模擬し、風速に付加して風力発電について計算した。付加を行った変動性は校正され、模擬された風力発電の出力スペクトル密度、すなわち模擬された風力発電の変動性は、実測した出力のスペクトル密度に近いものとなった。図 5 にその結果示す。図は 2000 年の過去のデータの解析結果であるが、再解析ベースのスペクトル密度（緑色）は 10^{-5} より高い周波数領域で全体的に実測のスペクトル密度（青色）より低いが、変動性を付加した模擬出力のスペクトル密度（赤色）は、実測のスペクトル密度にはるかに近い。

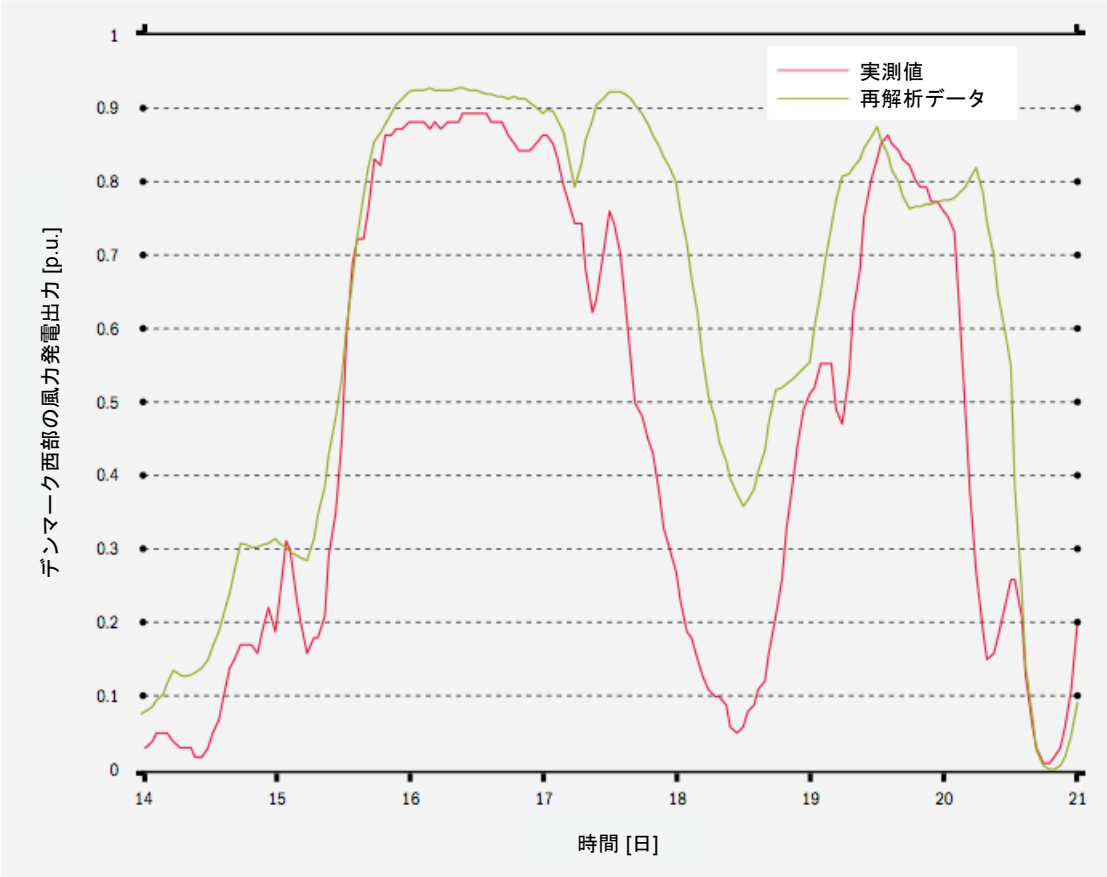


図 4　2000 年第 3 週にデンマーク西部で測定した過去の風力発電出力
および再解析風況データを用いてシミュレーションを行ったデータの比較

2.6　集合化された風力発電の出力予測誤差

電力系統の解析を行う際には、風力発電の出力予測に対する潜在的な誤差範囲の評価を含める必要がある。これにより、電力系統計画者および運用者により実施される発電スケジューリングプロセスをシミュレーションすることが可能になる。

特定のウィンドファームのものではなく、1 つの地域の風力発電の出力が問題となる。予測精度はここ数年着実に改善している。誤差は要因の中でも特に、予測期間（予測を行わなければならない未来の時間量）、予測風速、ならびに数値天気予報モデルおよび短期予報モデルの質に依存する。

公表されている研究およびプロジェクトチームメンバー自身の経験に基づいて、現代の予測技術により達成可能な予測誤差の推定値が予測期間範囲に対して得られている。重要なことは、地理領域の風力発電の予測誤差量が、特に短期予測期間について、領域の規模が大きくなるにつれて減少することが判明したことである。

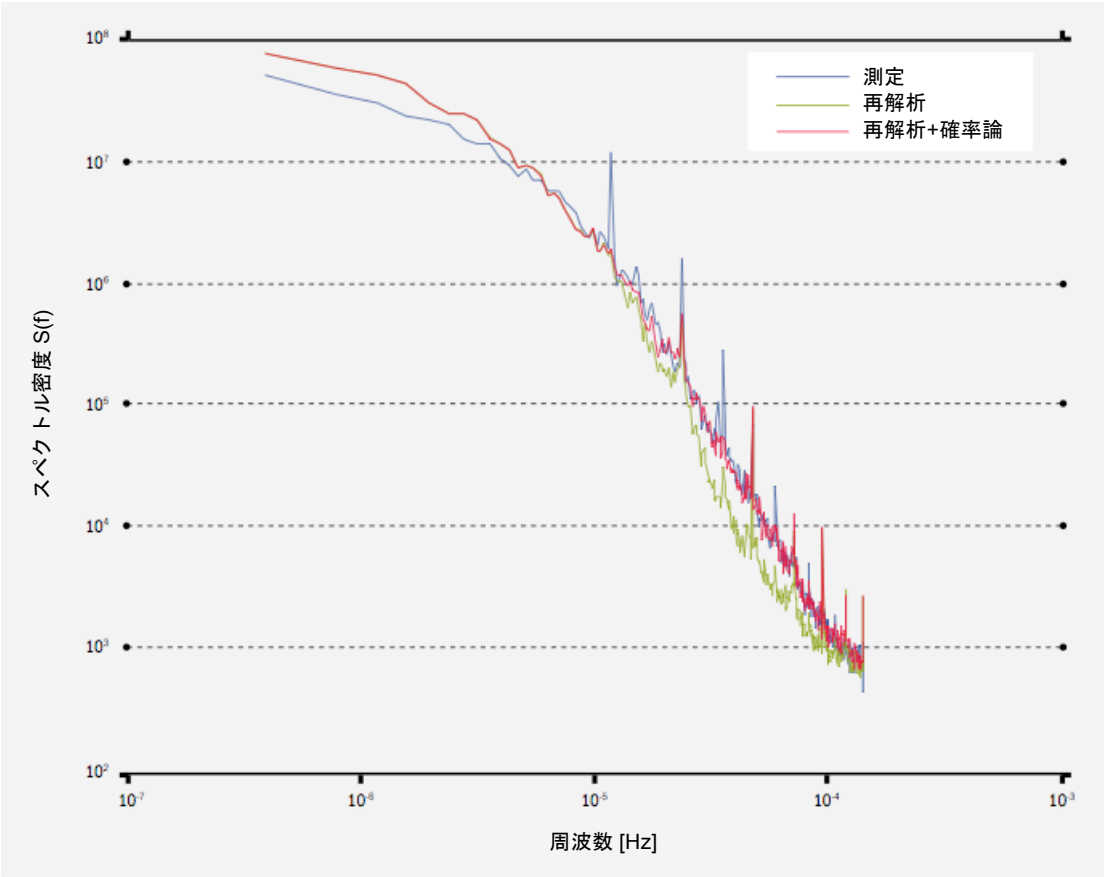


図 5　2000～2002 年のデンマーク西部の風力発電出力の実測値と
シミュレーション値のスペクトル密度

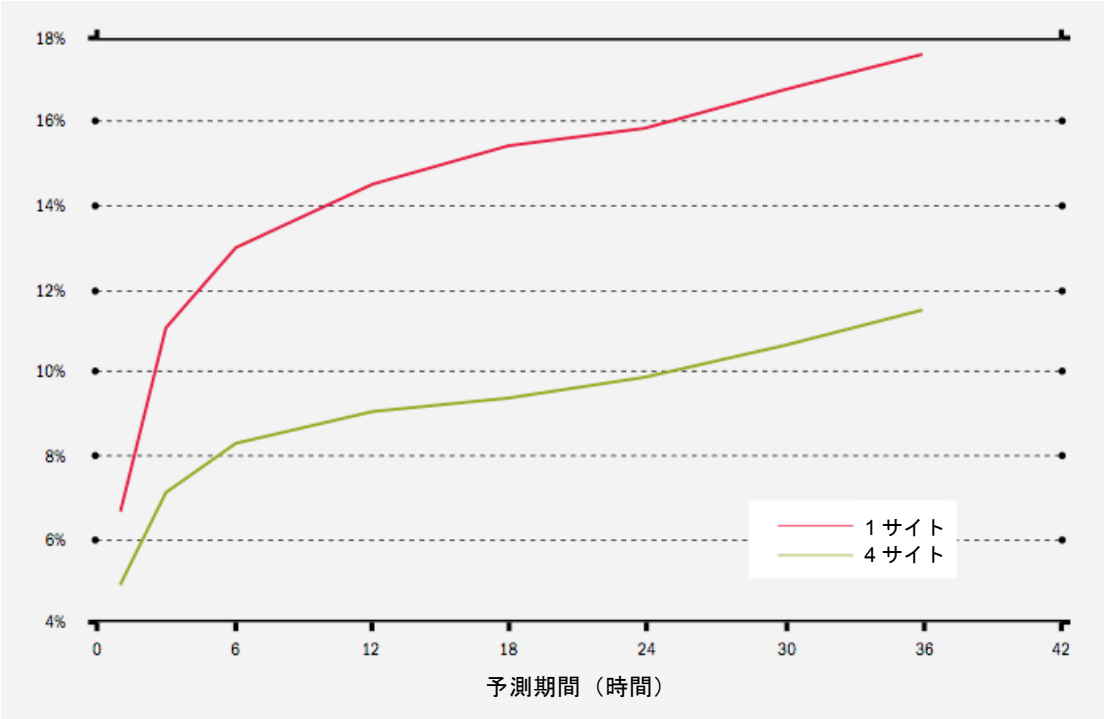


図 6　%容量で表した平均絶対誤差（2004 年、フィンランド）

図 6 では、予測期間範囲に対して単一のサイトと出力を集合化した 4 サイト（サイト間最大距離 380 km）について予測誤差（絶対値平均）を示すことにより、領域の規模が大きくなるにつれて予測誤差が減少することが示されている。

EU ANEMOS プロジェクト[4]の研究によれば、予測モデルは、単純な地形では結果は極めて類似しているが、複雑な地形に関しては結果が大きく異なることが示されている。

2.7　まとめ

本章では、TradeWind プロジェクトの目標年次に対して、低、中、および高位のシナリオとして風力発電シナリオがまとめられた。これらのシナリオは、研究対象の全欧州エリアにわたる電力系統について、ハブ高さおよび地形別に 1 時間ごとの風力発電時系列データに変換されたものである。これらの時系列データを特定エリアの風力発電の出力の実測値と比較することにより、欧州の特定地域（北海洋上、スペイン）で必要な校正係数を設定することが可能となった。

欧州規模の風力発電出力予測誤差に関する調査研究が実施され、1 つの地理領域に集合化した風力発電に対する予測誤差は、特に短期予測期間では領域の規模が大きくなるにつれて減少することが明らかになった。1 日のうちの風力発電の変動性は、線形補間された再解析データにより過小評価されるが、潮流シミュレーションに対しては許容される。

第 3 章 シミュレーションの入力データ、取り組み方法およびモデル

3.1 概要

TradeWind プロジェクトでは、解析および勧告の基準として、欧州の送電網および電力市場のシミュレーションが実施された。本章では、電力、送電網の表現、入力データ、ならびに潮流解析用および市場分析用両方のモデリングツールに関して行った仮定など、シミュレーションに関する情報を説明する。また、シミュレーションの取り組み方法の妥当性の確認についても簡単に議論する。

3.2 発電

3.2.1 風力発電

第 2 章で説明したように、各国の風力発電設備容量はさまざまな「風力発電地域」に分割されている。シミュレーションプログラムによって、これらの風力発電地域は各国内の電力系統モデルエリアに関連づけられている。この目的のために、TradeWind プロジェクトでは、それぞれの同期エリアで風力発電を送電母線に割当てるための特定の手順が作成されている[5]。全部で 128 の風力発電地域が欧州の電力系統モデルの地理的範囲内に定義され、次にこれらの領域が 56 の異なる電力系統エリアに割り振られた。電力系統エリアの風力発電の総出力は、そのエリアの全風力発電地域の出力の合計である。再解析全球気象モデルの風速データを地域の風力発電出力曲線および風速調整係数（第 2 章参照）が併せて使用され、それぞれの電力系統モデルエリアの合成風力発電時系列データが生成されている。

集合化されたウィンドファームは、特定の時間に利用可能な風力発電に等価な最大電力を持つ発電機としてモデルリングされている。最小出力は 0 に設定しているため、制約のあるエリアで風力発電出力を減らすことが可能となっている。限界費用は低く設定しているので、風力発電所は電力系統の制約による制限がなければ常に発電を行うことになる。

シミュレーションのための風況年次

シミュレーションは、再解析データが利用可能な 7 年（2000～2006 年）から選択した 1 年間について実施した。TradeWind プロジェクトでは、各国の風況データから年間の設備利用率を計算したところ、風が強く設備利用率が高かった 2004 年を風力発電の系統連系のために最もやりがいのあるケースであると判断した。これらの要素は、EU の中で最も風力発電設備容量の多いドイツで極めて顕著であった。

3.2.2 風力発電以外の電源

発電容量の発展には 2 つのシナリオがある[6]。

- 「控えめな」シナリオ A。将来確実に行われることが既知である新規発電プロジェクトのみ計算する。このシナリオは、発電において予想される新規投資の必要量を確認するために使用する。
- 「最良推定」シナリオ B。2007 年に系統運用者により提供された情報に基づいて、まず間違いなく運転が実施される発電所を計算する。

発電シナリオ A と B は、UCTE エリアにおいてのみ異なっており、Nordel、グレートブリテン島、およびアイルランド島の同期エリアの値は両シナリオで同一である。Nordel、グレートブリテン島、およびアイルランド島の値は EURPROG 統計から得られている[7]。2030 年はシナリオ B についてのみ行い、値は全て EURPROG 統計に由来する。

各シミュレーション年次について、所与の発電容量には 1 月および 7 月の第 3 水曜日が想定されている。発電の種類は、水力、原子力、化石燃料、再生可能エネルギー、および「明確区分不可能エネルギー源」としている。考慮された化石燃料は、褐炭、無煙炭、ガス、オイル、またはオイル・ガス混合物である。設備容量は、所与のエリアおよび年次における所与の種類の集合化した発電容量である。

3.3 需要（負荷）

北欧諸国については、1 時間ごとの負荷プロファイルは Nordpool により提供され、予測は Nordel により提供された。グレートブリテン島については National Grid により、アイルランド島については EirGrid によりそれぞれ提供され、他の全ての国については、UCTE から負荷データが提供された。

各エリアの 1 時間ごとの負荷プロファイルは所与の年次である 2006 年について収集され、1 年間の総需要が 1 になるように規格化された。潮流記述では各エリアの元の負荷プロファイルは、正規化された値で評価され、所与の時間および年次について総需要のシミュレーションが行われた。

2007 年、2008 年、2010 年、2015 年、2020 年、および 2030 年の各国の需要を基準によって評価するために使用した負荷予測は EURPROG 2006 [8]に基づいている。このデータは、最近の EU エネルギーパッケージや、欧州風力エネルギー協会 (EWEA)の予測[9]で見込まれている需要の削減を想定していないことに注意する必要がある。さまざまなシナリオ年についての年間総消費量は、付録表 A-2 に示されている。

3.4 送電

3.4.1 概要

シミュレーションの取り組み方法では、国際連系線潮流の解析に焦点を合わせている。シミュレーションに使用した電力系統モデルは、UCTE、Nordel、ならびにグレートブリテン島およびアイルランド島の独立等価電力系統モデルの組み合わせである。欧州の電力系統モデルは、これら 3 つのモデルを組み合わせて作成した。2005 年のベースモデルは、1,380 のノード、2,220 のブランチ、9 本の高圧直流 (HVDC) 連系線、および 560 の風力発電以外の発電機からなる。風力発電の出力は、合計 129 箇所の母線にまとめられている。電力系統モデルの説明は、WP3 報告書[10]およびその付録[11]に記載されている。

3.4.2 さまざまな同期エリアの系統表現

3.4.2.1 UCTE

欧州の系統運用者から高圧電力系統データの入手が遅れたために、TradeWind コンソーシアムは公衆データに基いて調査を行わなければならなかった。出発点として、TradeWind コンソーシアムはエジンバラ大学の Janusz Bialek 教授のチームにより作成された UCTE 送電網近似モデル[12]を選択した。この送電網は当初の旧 UCTE 同期エリア（すなわちバルカン諸国およびギリシャを含まない）を対象としている。この送電網は、各国の発電レベル、ピーク負荷、電力取引潮流 (UCTE) 、個々の系統運用者のウェブサイトから得られる発電所および変電所データ、人口や産業に関する地理情報など、公に利用可能なデータを組み合わせたものである。送電線の電気的パラメータは、公に利用可能な UCTE の送電網マップに記載されている実測長さおよび電圧階級に基づいた代表的なインピーダンスを用いて推定した。送電線は、長さと電圧階級（220 kV 以上を含む）に基づいて、標準 Ω/km 値を持つと仮定した。送電網には約 1,200 のノードおよび約 380 の発電機が含まれる。他の期間についてシミュレーションを行うために、TradeWind プロジェクトでは、再度公開データに基づいて最近の電力系統増強が追加されている。欧州、独立国家共同体 (CIS)、および地中海系統連系に関する UCTE 系統アデカシー予測 (SAF) 報告書や SYSTINT 報告書などの文書[原注7]を利用して、Bialek 教授のモデルと同様、比較的最新の旧 UCTE 同期エリアに対する増設が行われている。この増設を行った送電網の規模は、約 1,381 のノード（発電機は 568）および 2,211 の分岐となっている。このことは、UCTE 送電網は 2006 年末まで更新されていることを示している。

最新の UCTE 系統表現（UCTE 2008 年研究モデル）

最終的に TradeWind プロジェクトには、UCTE 2008 年研究モデルが UCTE から提供されている。このデータセットにより 2008 年の冬および夏の電力系統ケースが説明できる。このデータセットは、Trade Wind プロジェクトのシミュレーション段階（第 2 期）の最後でのみ利用できたので、極めて限られたシミュレーションだけにこの系統モデルが利用された。このさらに詳細なモデルは、全ての電圧階級および変電所の現在の送電網構造を表現しているため、電力系統構成を完全に表現しており、UCTE 加盟国が全て含まれている。近似モデルとは対照的に、提供されたパラメータには最新の送電線および変圧器インピーダンスが含まれている。さらに、全ての回路について火力発電による送電容量も含まれている。しかしモデルの規模は、はるかに大きく、4,339 のノード（発電機は 943）および 7,292 のブランチ（そのうち 5,677 カ所は容量の情報あり）を有している。

詳細モデルの送電網の規模はエジンバラ大学モデルに比べてはるかに大きいが、電力系統の風力発電の分散を表現すべきプラットフォームとして改善されているので、国内および国際連系線潮流に関する影響をより高精度で確認できる。地域または国内の送電制約により風力発電が抑制されることが目に見えるようになっているので、加盟国の国内の電力網の火力発電用の送電容量は、上記の点に関連して極めて重要である。さらに、各国の国内の送電混雑およびこの混雑が国際電力取引をどのように制限するかということが目に見えるようになる可能性がある。

原注7　以下のウェブサイトで入手可能：www.ucte.org および www.eurelectric.org

3.4.2.2 NORDEL

Nordel 電力系統に関して実施された全ての計算の基準は、欧州北部の電力系統の 23 発電機モデルである。このモデルは、いくつかの段階を経て SINTEF エネルギー研究所で開発され、TradeWind プロジェクトで使用するために、最近の電力系統および発電のデータを用いて更新された。このモデルの開発は、参考文献[10]および[11]に説明されている。旧 Nordel 電力系統には、デンマーク西部を表現する母線およびドイツを表現する母線が含まれている。これらの母線は、UCTE 電力系統モデルの一部であるので、本書で使用した Nordel 電力系統からは除去されている。デンマーク西部およびドイツまでの HVDC 接続線は、これらが北欧電力系統モデルを UCTE 電力系統モデルにつなぐので、残したままにした。電力系統モデルを図 7 に示した。

23 発電機モデルは、Nordel 電力系統の本格的なモデルと同様の潮流を有しているので、TradeWind プロジェクトの研究にとっては適切であった。規模が縮約され、精度も有効なため、23 発電機モデルは現行の潮流解析にとって最良の選択肢となっている。送電線および発電機は、実際の出力および Nordel 電力系統で最も関心の高いボトルネックをかなりの程度まで反映するような形で配置、調整が行われている。インピーダンスは、潮流がかなりの程度まで本格的なモデルに対応するように調整されている。

図 7 に 23 発電機モデルのさまざまな発電機のノード数およびそれに相当する位置を示す。

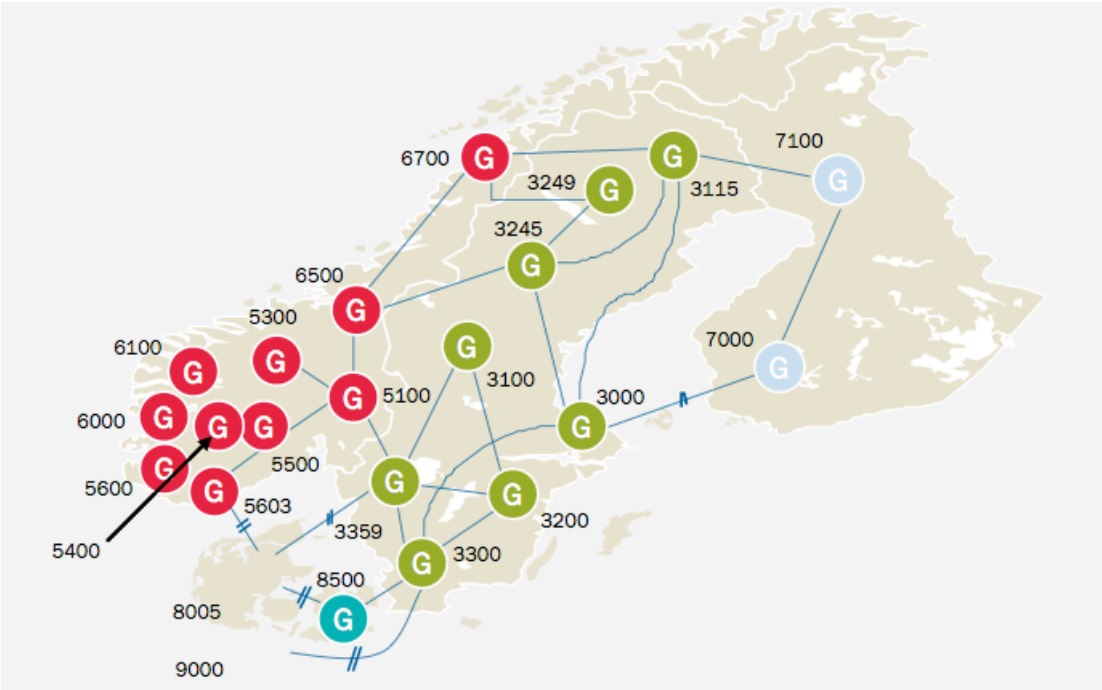


図 7　北欧の電力系統等価線図

数字は発電機母線に対応し、負荷母線は示していない。

3.4.2.3 グレートブリテン島およびアイルランド島

全ての送電網モデルで、エリアと国際連系線容量の間の系統連系に焦点が合わせられている。したがって少数の例外を除いて、UCTE および Nordel 電力系統に対する各定義エリア内で、内部の分岐について容量制限のモデル化は行われていない。グレートブリテン島およびアイルランド島は、独立した 2 つのエリアとし

て単純にモデル化されている（図 8 参照）。したがって、グレートブリテン島およびアイルランド島内の内部送電制約はこの研究では表現されておらず、2 つの電力系統間の HVDC 接続およびフランスへの HVDC 接続のみが表現されている。

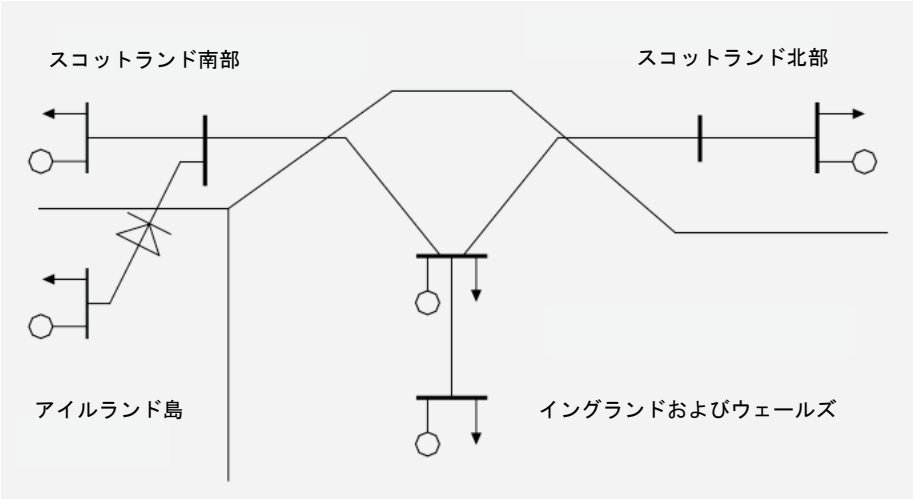


図 8　グレートブリテン島およびアイルランド島
（アイルランド共和国および北アイルランド）の電力系統等価回路

3.4.3 電力系統間の連系

同期エリアは HVDC 接続線により接続されている。これらは、接続線の各側で異なる符号を持つ相互依存負荷としてモデル化している。モデルの重要な特徴は、HVDC 潮流をコストのかからない最適化変数とみなすことにより、HVDC 接続の利用を最適化できることであるが、接続線の送電容量には制約が残っている。

3.4.4 将来の送電網の初期シナリオ

モデルには将来の HVDC および高圧交流 (HVAC) 送電線が含まれている[訳注 1]。表 3 に計画されている新規連系線の概要を示す。シミュレーションには、新規送電線を運用開始予定の年次からが含まれている。

3.4.5 送電制約

電力系統モデルには、個々の分岐および総国際連系線送電容量に関する制約を含めている。個々の分岐に関する制約は、通常火力発電の送電限界または接続線相当の総和限界である。N-1 セキュリティ限界（すなわち、過負荷状態を生じることなく送電線の偶発事故に対処できる能力）を考慮するために、国と連系された系統の間の電力取引の国際連系線限界は、通常国内の接続線より小さい。

訳注 1　電圧階級の定義は各国の法令やルールによって異なる場合があることに留意。IEC 610400 シリーズ（電磁両立性）では、「低圧：1 kV 以下、中圧：1 kV 超および 35 kV 以下、高圧：35 kV 超」と定義され、一般に欧州各国の電力系統はこれに準じている。一方、我が国では『電気設備に関する技術基準を定める省令』において、「低圧：直流にあっては 750V 以下、交流にあっては 600 V 以下のもの、高圧：直流にあっては 750 V を、交流にあっては 600 V を越え、7,000 V 以下のもの、特別超高圧：7,000 V を超えるもの」と定義されている。

表 3　新規送電線およびその熱容量

年次	接続線	容量 [MW]	種類	情報
2008	ベルギー＝フランス間	400	AC	Chooz -Jamiolle-Monceau 間
	ギリシャ＝マケドニア間	1,420	AC	Bitola - Florina 間
	オーストリア＝チェコ間	1,386	AC	Slavetice – Durnrhor 間第 2 回線
2010	スペイン＝フランス間	3,100	AC	フランス＝スペイン間東線
	ドイツ＝デンマーク西部間	1,660	AC	Jutland 半島＝ドイツ間- の拡張
	オランダ＝ノルウェー間	700	HVDC	NorNed 連系線
	デンマーク西部＝デンマーク東部間	600	HVDC	Great Belt 連系線
	アイルランド島＝ブリテン島間	500	AC	HVDC 東西国際連系線.
2015	イタリア＝スロベニア間	3,100	AC	Udine - Okroglo 間
	–ノルウェー＝スウェーデン間	800	AC	Nea - Jarpsstrommen 間
	ポルトガル＝スペイン間	1,500	AC	Valdigem-Douro Int.- Aldeadavilla 間
	ポルトガル＝スペイン間	3,100	AC	Algarve - Andaluzia 間
	ポルトガル＝スペイン間	3,100	AC	Galiza - Minho 間
	ルーマニア＝セルビア間	1,420	AC	Timisoara - Varsac 間
	オランダ＝ブリテン島間	1,000	HVDC	BritNed 連系線
	スウェーデン＝フィンランド間	800	HVDC	Fenno Scan2 連系線
2020	オーストリア＝スロベニア間	3,100	AC	Thaur - Bressanone 間
	オーストリア＝ハンガリー間	1,514	AC	Wien/Sudost - Gyor 間
	オーストリア＝イタリア間	530	AC	Nauders - Curon/Glorenza 間
	オーストリア＝イタリア間	3,100	AC	Lienz - Cordignano 間
	ノルウェー＝デンマーク西部間	600	HVDC	Skagerrak 4 連系線
	ノルウェー＝ドイツ間	1,400	HVDC	NorGer 連系線

国際連系線送電制約は、正味送電容量 (NTC) と呼ばれ、系統運用者により規定される。詳細な情報が不足していたので、全ての年次に対して年間全体を通して 2007 年から 2008 年の冬の平日のピーク時の正味送電容量を利用することにした。そのため、おそらくやや控えめなアプローチとなっている[原注 8]。HVDC 連系線には、このモデルで使用した正味送電容量制約値には含まれていない。このことは、2 国間の総送電容量が正味送電容量と HVDC 容量を足しあわせたものであることを意味している。

将来の正味送電容量の推定のために単純化した手法を適用したため、それによって電力系統モデルでは 2 国間の総送電容量の増加とともに正味送電容量が直線的に増加すると仮定している。

$$\mathrm{NTC}_{\mathrm{new}} = \mathrm{NTC}_{\mathrm{old}} \frac{\mathrm{ATC}_{\mathrm{new}}}{\mathrm{ATC}_{\mathrm{old}}}$$

ここで、ATC は送電可能容量（送電線容量の合計）、NTC は正味送電容量である。

3.5　潮流シミュレーション

3.5.1 電力系統シミュレーションツール (PSST)

欧州の電力系統のシミュレーションに用いたコンピュータプログラムの構造を図 9 に示した。プログラムの入力データは、電力系統モデル、負荷の時系列データ、風況の時系列データ、全ての種類の発電機の発電容量予測、および全ての種類の発電機の発電コストである。負荷と風況は共に所与の基準年に対して 1 時間ごとの相対プロファイルとして与える。所与の時間における実際の負荷および風力発電は、総負荷 (GWh) お

[原注 8] 正味送電容量は、その値が例えば安定度の問題に左右されるので、系統運用者だけが規定することができる。電力系統およびその運用に関する詳細な知識がなければ、シミュレーションによりこれらの値を決定することは不可能である。

よび全ての電力系統エリアについての風力発電設備容量 (MW) を用いて算出される。発電容量予測は、所与の年次および国について総設備容量として得られる。

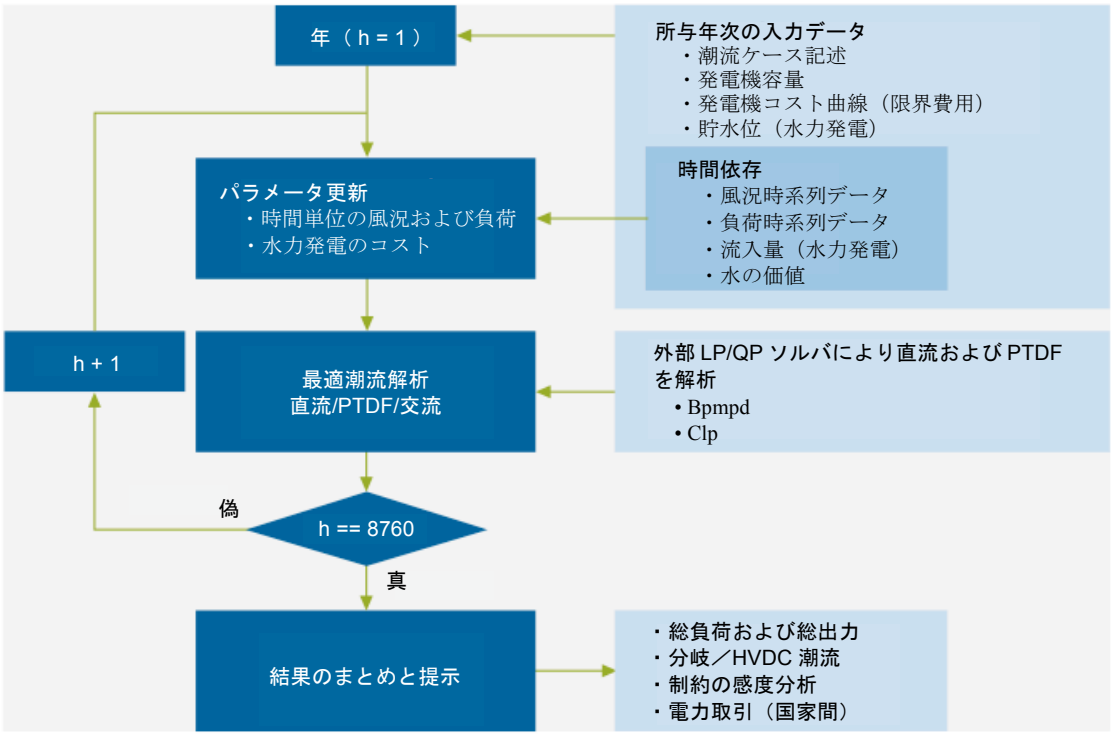


図 9　潮流シミュレーションの構造

プログラムでは時間ごとに負荷、風力発電出力および水力発電の限界費用が更新され、最適な潮流計算が実行される。それにより、全発電機の発電電力および全送電線の潮流が決定される。一般的に潮流の記述は、直流、電力潮流分布係数 (PTDF)または交流表現のいずれかであるが、本プロジェクトではデータの利用可能性の問題から、また 1 年間に亘り 1 時間ごとに潮流を計算するためにかかる時間のために、最初の 2 つについてのみ検討し、最終的に直流潮流記述を採用することに決定した[15]。

最適潮流問題における変数は、全発電機の発電出力および HVDC 系統連系の潮流である。発電機の発電出力は、その最大および最小容量、他の発電機と比較した場合の限界費用、ならびに送電線を流れることが可能な電力量に対する制約に依存している。

シミュレーションの主な結果は、各発電機の 1 時間ごとの出力、各ブランチおよび HVDC 連系線の潮流および感度、ならびに総発電コストである。この解析は、複数の単純化および仮定条件のもとで行なわれている。特に、

- 理想的な市場を前提にしている。すなわち、最も安価に利用できる種類の発電が常に最も高価な種類の発電に置き換えられる（送電の制約は考慮）。
- 起動コストは考慮していない。
- 無効電力支援に対する要求事項はない。
- 風況の不確実性および予備力の割当ては、組み込んでいない。

- モデルには分岐潮流および HVDC 潮流の損失や送電コストは含まれていない。
- 貯水池式水力発電の使用戦略は、外部的な水の価値に基づいている。
- 発電所は、100%利用可能としてモデル化している。例外は、点検のために時期に依存して最大利用可能容量が減少する原子力発電所、および貯水位と流入量に依存して利用可能容量が制限される可能性がある水力発電所である。
- モデルでは、連系線容量割当てコストは考慮しない。

3.5.2 送電線の物理的容量と正味送電容量の感度

送電電力系統におけるボトルネック状態の解析では、送電混雑に金銭的価値が与えられ、TradeWind プロジェクトでは「送電感度」と呼ばれるパラメータが使用される。送電感度とは、特定の系統連系の送電容量が 1 MW 増えた場合に市場で節約される総コスト（すなわち送電制約の限界費用）を表しており、感度の単位はユーロ/MW である。シミュレーションでは、「送電線容量感度」と「正味送電容量感度」の 2 つの感度が計算される。2 つの感度はそれぞれ、単一の系統連系送電線容量の 1 MW の増加または正味送電容量の 1 MW の増加を評価することにより計算される。送電線が限界値で運用されていない場合、または国際連系線が正味送電容量を下回る場合には、それぞれ感度は 0 である。したがって、この感度は関連の系統連系または国際連系に関する混雑のレベルを表している [10] [11]。

送電制約は個々の送電線容量や系統運用者が規定した正味送電容量によるので、これらの容量の感度は、以下のような送電混雑の理由を示している。

- 送電線感度が高い場合は、国際連系接続に関する送電線容量が不十分である可能性が高い。
- 正味送電容量感度が高い場合は、より多くの国際連系線、したがってより高い正味送電容量を提供するために連系した国の少なくとも 1 国で電力系統の増強が必要である可能性がある（必ずしも国内の送電ボトルネックに関してだけでなく、安定度問題などにもよる）。

3.5.3 妥当性の確認

モデル性能の精度および品質を評価するために、以下の側面を検査する目的で、シミュレーション結果の成果を実際のデータと比較した。

- 移動する気象前線および短期気象現象がどれくらいうまく捕捉できているか
- 年間の国際連系の電力輸送と送電ボトルネックを比較したシミュレーション精度
- UCTE のより詳細な送電網モデルとの比較

移動する気象前線の捕捉

シミュレーション結果における風力発電の変動は、実際の出力データや、全体的な風力発電出力の傾向に対応している。しかし、出力減少時の出力変化速度を精度よく表現する際にはモデルは不十分である。このことは風力発電のの出力減少時の出力変化速度を計算する際に特に当てはまり、実測された出力変化速度より遅い結果となった（図 10）。

シミュレーションと実測の変動パターンの差は、元の再解析風速データの性質にから容易に説明できる。6 時間ごとのデータが 1 時間ごとのデータへ補間され、かなり広域に亘る平均として計算され、最高および最低風速が平滑化されているために、この結果は短期間および狭い需給調整エリアの電力系統運用の評価にはあまり適していない。しかし、1 年間に亘る解析では風速はもともとランダムな変数なので、風力発電の出力がある特定の時間に「正確」でない場合でも特に問題とはなり得ない。

2005 年のシミュレーションと実際の送電データの比較

TradeWind プロジェクトでは、モデルの精度および品質を評価するために、2005 年のシミュレーション結果を実際のデータが比較されている。シミュレーションでは 2005 年の入力データを用いて実行したが、2007～2008 年の冬の平日の正味送電容量を使用した。モデルでは、単一の完全な欧州規模の電力市場を想定しているので、シミュレーション結果は現実のデータと精度よく対応することは実際期待できない。しかし、かなり多くの混雑した国際連系について、シミュレーションにおける高い感度値（関連する送電制約の高い限界費用）のために重要であると見極められ[13]、UCTE 送電開発計画 2008[23]などの情報に基づいて開発計画が検討されていたり、建設がすでに開始されたりしている。また、シミュレーションを行った国家間の年間の送電量は、2005 年に実際に行われた送電量に一致している（付録図 A-1 参照）。

モデルに関して述べた単純化および理想化に加えて、シミュレーションと現実の間の差異に対する他の理由としては、1 年全体に対して設定した単一の正味送電容量の使用、および電力系統（発電や送電網など）に関するより正確な情報が利用できなかったことによるモデリングのその他の不足などが挙げられる。

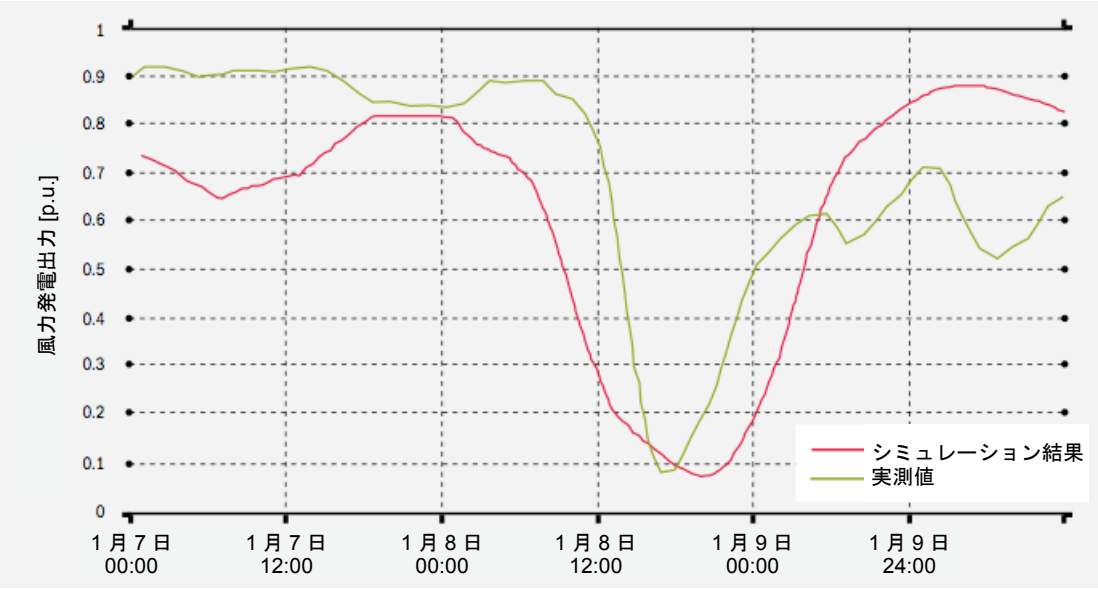


図 10　2005 年 1 月 8 日午後の Gudrun/Erwin 前線通過中のデンマークにおける風力発電出力のシミュレーション結果と実測値の比較

UCTE のより詳細な送電網モデルとの比較

TradeWind プロジェクトモデル（近似的な UCTE 送電網を使用）とより新しい詳細な UCTE 送電網モデル[14]の間での一致を確認するために、比較解析が実施された。この解析の焦点は主に 2005 年にあり、以下について調べた。

- 1 年全体の混雑感度の合計
- 電力輸送持続曲線
- 連系線での年間電力取引

また、2020 年の年間電力取引についても比較が行われた。

混雑感度の合計を比較することにより、確認した連系線では両モデル間で一致することが明らかになった。また、送電線容量と正味送電容量のどちらの感度合計方法が WP7.1 において確認された各市場における重要な連系線と相関が大きいかが示された[15]。

電力輸送持続曲線に関しては、大部分の連系線で同様の結果になることが明らかになったが、一部では差異も見られた。これらの差異は、1) 連系線の混雑のレベルが増大する、2) 電力取引の優勢な方向が全体的に推移する、のいずれかであった。

2005 年についての年間国際電力輸送の解析によって、詳細モデルと近似モデルの結果は互いに類似しているが、両者とも実際の電力輸送に対応していることが明らかになった。したがって、これにより単一の完全な市場についての年間電力輸送に関する 2 つのモデル間の一致が確認され、両者の結果は現実の電力系統の結果と同様であることも明らかになった。

電力輸送の解析は、2020 年まで拡張されて行われた。結果はかなり類似していたが、部分的には差異がみられた。この差異は、一部には 2020 年の風力発電の出力の増加と、詳細モデルにおいて国内の制約が潮流に及ぼす影響が、近似モデルの方が比較的これらの制約が存在しないことが原因である可能性がある。詳細モデルでは、風力発電の出力は、国内の制約により制限される。したがって両モデルでは、風力発電と従来型電源の両者で発電パターンが異なり、結果的に電力輸送持続曲線および年間の電力取引に違いが生じる結果となる。

3.5.4 不確実性

TradeWind プロジェクトでは、基本的な仮定（シナリオ、風況データなど）に関連した一定の効果に関するバイアスの可能性を調査するために、シミュレーション結果の感度を検査した。2010 年の中位の風力発電シナリオを全ての感度解析シミュレーションにおける比較ケースとして用いている。この理由は、それより以降のシミュレーション年次については、モデルに必要な増強がまだ適切に含まれていない可能性があるからである。TradeWind プロジェクトでは、以降のシミュレーション年次の結果の評価については、風力発電の導入率が高くなる効果を可能性として考慮し、結果を観察している。

風況年次に対する感度

TradeWind プロジェクトのシミュレーション用としては、2000 年～2006 年の風速データが利用可能である。3.2.1 項で述べたように、2004 年がシミュレーション用に選択した年である。TradeWind プロジェクトでは、送電線容量および正味送電容量の感度、ならびにこのシミュレーション年次の間に各国の風力発電により発電された電力量を比較することにより、風況年次の影響について検査した。1 年間に亘る評価の結果、異なる風速データをもつ年次は、シミュレーションによっても国際連系線混雑にあまり影響しない可能性が高いことが明らかとなった。

従来型電源の容量に対する感度および負荷予測シナリオに対する感度

再び 2010 年についての感度分析を行った結果、大部分の連系線で用いられた風力発電シナリオ（低、中、または高位）、従来型電源の開発シナリオ、および負荷予測シナリオでは、送電混雑には大きな差異が生じないことが明らかになった。これらの中でも、風力発電シナリオが最も影響が少ないと考えられる。研究年次における発電シナリオ A および B の間の差は風力発電容量の差であるが、この差がかなり小さいことは留意すべきである。以降のシミュレーション年次では、この差は著しく大きくなってくる。

3.5.5 モデリングと実測結果の比較

国際連系線接続は一方向またはその反対方向で最大限に使用されることが多いため、正味送電容量および送電線容量の正確な値を用いて、送電制約を正しくモデル化することが重要である。したがって、容量を不正確に仮定すると、メッシュ状送電網の潮流は広範囲の影響を受けてしまうことになる。研究のために必要な情報の全てが十分詳細に入手できたわけでないが、TradeWind コンソーシアムはデータおよびモデルには合理的な範囲で満足しており、結果と共に制約が正しく記述されている場合には、データおよびモデルからもたらされた結果が妥当であるとみなしている。欧州の電力系統における国際電力取引のシミュレーションでは、2005 年当時経験した実際の送電およびボトルネック状況と同様の結果を得ることができた。シミュレーションが実測値と異なる場合は、モデリングの問題により説明できる。TradeWind プロジェクトのモデリングでは、常に全てのシミュレーションケースについて完全な市場および単一の正味送電容量のセットを想定している。誤差は、例えば送電網や発電に関する詳細情報の欠落など、電力系統のより正確な情報の不足によるモデリングの一般的な不完全性によっても発生する。

3.6　市場モデル

3.6.1 概要

本項では、電力市場の効率を研究するために TradeWind プロジェクトにおいて使用した 2 つのモデル、すなわち自由化された電力市場における風力発電の系統連系 (WILMAR) および独自開発毎時電力系統評価モデル (PROSYM) について簡単に説明する。

両モデルは、変動しやすく確率論的な資源により特徴づけられる市場環境に対して、現実的なディスパッチ決定をモデル化するための高度なシミュレーションツールである。しかし、両モデルは不確実性に対する

取り組み方法が異なっている。PROSYM では、不確実性は瞬動予備力に対する需要により表されるが、WILMAR では、不確実性は確率論的なシナリオツリーにより導入される。したがって、両ツールの結果は異なるケースおよびパラメータを対象として含んでいる。両ツールによる類似のケースを直接比較することはできないが、それらは部分的に互いに補完されている。市場分析の結果は、第 7 章で議論する。

3.6.2 WILMAR

WILMAR PLANNING TOOL

WILMAR planning tool は、将来の欧州電力系統の異なる市場ルールの結果を解析するために使用されている。WILMAR planning tool は、図 11 に示したように多数の副モデルおよびデータベースから構成される。WILMAR planning tool の主な用途は、シナリオツリーツール (STT) およびスケジューリングモデル (SM) である。

シナリオツリーツール

シナリオツリーツールは、スケジューリングモデルへの 3 つの入力パラメータを含む確率論的なシナリオツリーを生成するツールである。この 3 つの入力パラメータは、5 分以上の応動時間を持つ上方予備力要件および 5 分から 36 時間先予備力（「代替予備力」とも呼ばれる）に対する予測期間、風力発電の出力予測、ならびに負荷予測である。シナリオツリーツールの主な入力データは、風速や風力発電の出力データ、過去の電力需要データ、さまざまな予測期間に対する風力発電の出力予測精度および負荷予測精度についての仮定、ならびに停電に関するデータおよび発電所の平均修理時間などである。代替予備力に対する要求は検討する電力系統の総予測誤差に対応し、この誤差は風力発電および負荷の予測誤差の 1 時間ごとの分布、ならびに従来型発電所の事故停止に従って明確にされる。この論理に従って、総予測誤差の n パーセンタイルは、代替予備力によってカバーされなければならないと考えられている。シナリオツリーツールによる代替予備力需要の計算によって、部分的に予測可能な風力発電の出力をさまざまな計画期間（予測期間）に対する代替予備力要件に与える影響を定量化することが、WILMAR planning tool で可能となる。

スケジューリングモデル

スケジューリングモデルは、確率論的混合整数最適化モデルである。確率論的入力パラメータは、代替予備力の要件、風力発電の出力予測、負荷予測、および 1 時間ごとの時間分解能である。モデルによって系統運用の予想コストが最小化される。このコストは、燃料コスト、起動コスト、CO_2 排出権コスト、ならびに変動する運用コストおよびメンテナンスコストからなる。電力系統運用の予想コストは、確率論的入力パラメータとして所与のシナリオ全てで使用される。したがってモデルでは、例えばシナリオのうちのどのパラメータが実際の風力発電などの確率論的入力パラメータに最も近くなるかを知ることなく、全電力系統の運用を最適化しなければならない。このため、決定の一部、特に発電所の起動は、風力発電の出力および負荷（および関連する代替予備力要件）が確実に判明する前に行わなければならない。この方法論では、このユニットコミットメント（発電機起動停止）やディスパッチ決定は、風力発電の出力や負荷の予測に対してシ

ナリオツリーにより表される風力発電予測の誤差や負荷予測の誤差の可能性に対して耐性があることが保証されている。WILMAR planning tool につての情報は文献[16]-[18]を参照のこと。

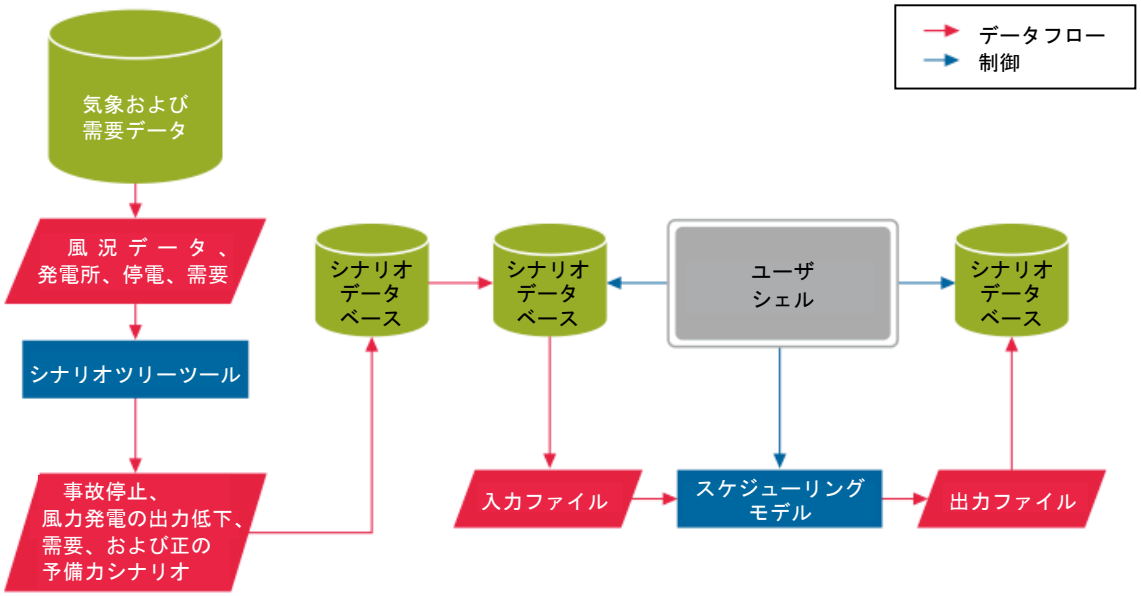


図 11　WILMAR Planning tool の概要

緑色の円柱はデータベース、赤色の平行四辺形は副モデルまたはデータベース間の情報の交換を示し、青色の四角形はモデルである。WILMAR Planning tool の実行を制御するユーザーシェルは黒色で示されている。

3.6.3 PROSYM® シミュレーションモデル

卸市場シミュレーションモデル PROSYM [19]は、確率論的な 1 時間ごとの時系列電力市場シミュレーションモデル（確率論的線形最適化モデル）である。必要な入力データは、年間の 1 時間ごとの負荷、発電所の物理的および運用上の特性、ならびに送電エリアおよびその接続のデータである。

PROSYM の確率論的モードにより、分散メンテナンス、詳細なユニットコミットメントやディスパッチ制御、燃焼燃料の割合としての排出量、限界費用計算のための熱消費率曲線（3 次方程式）などの付加的なサブメソッドによる改良点を得ることができる。

時間ごとのモデルにより、発電所稼働率、負荷変化、国レベルでの予備力変化（風力発電出力予測の変化による）、利用可能な送電容量などの時系列事象のシミュレーションが可能になる。起動時間、火力発電所出力変化率、火力発電所稼働時間および停止時間、1 時間ごとの瞬動予備力および非瞬動予備力などの送電および発電所の制約と共に、これらの事象によって、非明示的割当てメカニズムを用い、各国ごと各時間について、エリア市場決済価格[原注9]および量が決定する。

PROSYM 内では、電力系統構成によって利用可能な発電所および送電容量が示される。PROSYM では、停電などの不規則な効果を考慮するさまざまな運用方法が提供される。TradeWind プロジェクトでは、シミ

[原注9]　限界費用による取り組み手法に基づく。

ュレーションにとって好ましい計算方法である収束モンテカルロ法が採用されている。この方法では、各期間中に停電が慎重に分散させられ、x %の停電率を有する発電所はその期間は厳密に 100 – x %だけ利用することが可能である。必要な繰り返しはほとんどないため、長期間の高速シミュレーションが可能になる。この方法は、1 日のうちのさまざまな時間や 1 年のうちのさまざまな時期の停電の影響を説明するのに役立つ。

さらに特有のモジュールにより、シミュレーションを実施する所与の送電制約を有する複数エリアモデルのシミュレーションを行うことが可能である。これらの特性の大部分は、年間の各時間で変更が可能である。

PROSYM は、コア PROSYM ツールと組み合わせることが可能な 1 組のさまざまなモジュールから構成される。TradeWind プロジェクトでは、MULTISYM モジュールも検討されている。MULTISYM は、送電制約を考慮することにより PROSYM を複数エリアモデルに変換することができる PROSYM のスーパーセットである。MULTISYM は、異なる電気的トポロジーを持つモードに依存しない接続された複数の送電エリアを取り扱うことができる。MULTISYM モデルを利用する場合には、正味送電容量に従って国家間の電力取引が制限される。

3.7　モデルおよび仮定についてのまとめ

TradeWind プロジェクトでは、欧州送電網の国際連系線潮流における風力発電の増加の影響についてシミュレーションを実施するために、独自の方法論および一連の仮定が作成された。欧州で最も広いエリアの送電網（UCTE エリア）のデータは、研究期間に間に合うように系統運用者から直接入手することができなかったため、調査は公開データの情報およびコンソーシアムのメンバーの最良の知識に基づいている。データおよびモデルの利用に関連した制約は、結果と共に示されている。国際連系線の送電混雑および電力輸送に関する結果を比較することにより、TradeWind プロジェクトの結果の精度について確認することができた。さらに研究が進み、系統運用者により利用することができるようになった UCTE 研究モデルを利用することにより、TradeWind プロジェクトの結果を補完することが推奨される。

潮流シミュレーション用に使用した特別注文の市場ツールのほかに、既存の 2 つの市場モデルを用い、市場ルールおよび風力発電の導入率の異なる組み合わせについて電力市場の効率について解析が行われた。

第 4 章 欧州の風力発電の導入率増加が国際連系線潮流に与える影響

4.1 概要

TradeWind プロジェクトでは、潮流ベースの市場モデルを用いて風力発電が電力取引および国際連系線混雑に与える影響についてシミュレーションが行われた（第 3 章参照）。このモデルでは、欧州の電力系統は単一の市場として表現され、国際連系線潮流は個々の回線容量および正味送電容量値により制限される。本章では、風力発電が国際連系線潮流に与える影響について述べる。

4.2 風力発電が国際連系線送電に与える影響

TradeWind プロジェクトでは、連系線ならびにボトルネックおよび送電混雑を調査することにより、風力発電が欧州の連系された送電電力系統に将来与える影響が研究されている。シミュレーションは、低、中、および高位の 3 つの風力発電シナリオに関して、2008 年、2010 年、2015 年、2020 年、および 2030 年について実施された。現時点における総合的視野で将来を見るために、シミュレーション年次は 2005 年の実際の適度な風力発電容量によって補完されている。各国合計の各年次の正確な風力発電容量の値は、第 2 章で示されている。さまざまなボトルネックの重大性を評価するために、最適な電力取引に対する悪影響の程度が調べられ、与える影響に従って分類された。また、電力送電線および正味送電容量の感度が調査された。

4.2.1 風力発電が連系線全体の送電に及ぼす影響

このシミュレーションにより、さまざまなシミュレーション年次について年間の電力取引を計算することが可能である。詳細な結果は、本報告書の付録図 A-2 に示されている。シミュレーション結果の考察に基づくと、最も顕著な発展は以下のようになる。

- 2008 年および 2010 年のシミュレーションによると、デンマークからドイツへの大量の電力が輸出されることが示されている。2020 年および 2030 年におけるドイツ北部での風力発電容量の増加によって、デンマーク＝ドイツ間の電力取引はより均衡した状況へと変化する。これが今度はデンマークからノルウェーへ輸出が増加することになる。2020 年および 2030 年のシミュレーションにおいて導入される NorGer 連系ケーブルは、ドイツ北部からノルウェー南部への風力発電の輸出にほとんど全て使用される。同時に、NorNed 連系ケーブル経由でノルウェー南部からオ

ランダへ電力が輸出される。こうしてノルウェーは、ドイツからの過剰電力を風力発電の限界費用がかなり高いオランダへ輸出するための通過点になる。HVDC 接続は完全に制御可能としてモデル化されており[原注10]、HVDC 損失は含まれていないので、この状況はあくまでモデルから予想されるものである。

- 北欧エリアでは、風力発電が増加すると全体的にノルウェーからスウェーデン、ならびにスウェーデンからフィンランド、ポーランド、ドイツ、およびデンマークへの送電が増加する（スウェーデン南部は、デンマークの西部から東部へ風力発電を輸送するための通過点として一部使用される）。
- オーストリアからドイツ南部への電力輸出が増加するが、これは、2030 年の中位シナリオではオーストリアの風力発電が隣接するドイツ南東部の 368 MW に比較して 4,300 MW と大量の値を示しているためである。
- 2030 年のシナリオにおけるグレートブリテン島の大量の洋上風力発電により、フランスへの輸出が増大する。また、2015 年以降に運用する BritNed 連系ケーブル経由によるオランダへの輸出もかなり増大する。

4.2.2 シミュレーションにおける送電混雑の重要な観察結果

HVDC 接続は制御可能であるとしてモデル化しているので、風力発電シナリオとは関係なく、1 方向にのみ大部分の時間帯で全て利用される。したがって、HVDC 接続を含む多くの系統連系は極めて「混雑して」おり、その最大容量まで負荷がかかっていることになる。特定の接続についての観察結果の一部を以下に示す。

- 2015 年および 2020 年のシナリオでは、フランス＝グレートブリテン島間の連系ケーブルおよびオランダ＝グレートブリテン島間に計画されている連系ケーブルは、大部分の時間グレートブリテン島に向けて利用される。しかし 2030 年には、グレートブリテン島で風力発電の設備容量が増え、その結果輸出する電力が増えると、反対方向の送電混雑時間数が増加する。
- オーストリア＝ドイツ間の連系線は、2015 年に送電線熱定格に起因する送電線混雑はあまり大きくないが、正味送電容量に起因する送電線混雑はかなり発生する。2030 年にオーストリアからの輸出時間は増加するので、オーストリア方面で電力線の混雑した時間がかなり増え、風力発電によってこの増加がさらに加速される。
- シナリオ年次の後期（2030 年）のフランス＝スペインの間の連系線の混雑時間の増加は、フランスにおいて風力発電容量がかなり増設されるためである。
- ドイツ北東部で風力発電が増設されるので、ドイツ＝ポーランドの間の電力取引は、ポーランドからドイツへの向き（2008、2010 年）が、より均衡した状況へと変化する（2020 年および 2030 年）。2030 年までには、正味送電容量の混雑はほとんど解消される。この変化の原因はほとんど

[原注10] 制御可能な HVDC 接続：技術上の特性によって、DC 接続による潮流は完全に能動的な制御が可能であり、電力系統の潮流モデリングに関して、このような接続は発電機とほとんど同様に機能する。

風力発電によるものである。ポーランドの火力発電シナリオでは、安価な石炭火力がより高価な天然ガス火力に次第に置き換えられ、同時に消費電力量がかなり増加する。

- チェコ共和国では、ポーランドほど消費電力量は増加しないが、原子力発電の容量が増加する。主にドイツの輸出が増えることやチェコ東部の送電線混雑がポーランド向きからチェコ向きへ段階的な切り替わる背景には、こうした動向があると考えられる。送電線混雑のプロットから、ポーランドからチェコ共和国への輸出量および送電線混雑の量は、時間とともに減少することも示されている。
- ドイツ＝ノルウェー、オランダ＝ノルウェー、デンマーク＝ノルウェー、およびデンマーク＝ドイツ間の系統連系の利用に関しては、どの風力発電シナリオでも変化はあまり生じない。
- イタリアは 2005 年の時点でエネルギーが不足しがちなエリアであるが、この状況は次第に悪化し、イタリア＝ギリシャ連系の潮流は、どの風力発電シナリオでも大部分がイタリア向きになってしまう。

4.2.3 全体的な所見

さまざまなシミュレーションによって、多くのボトルネック状況は、どの風力発電シナリオ（低、中、および高位）でも変化しないが、シミュレーション年次（2008 年から 2030 年まで）によって大きく変化することが明らかになった。シミュレーション年次 2008 年、2010 年、および 2015 年については、送電線混雑状況に対する風力発電の影響は全体的に小さい。後のシミュレーション年次（2020 年および 2030 年）については、特に以下の国同士の接続で、風力発電の系統連系の増加によってより大きな送電線混雑が引き起こされることになる。

- フランスとその近隣諸国（スペイン、スイス、ベルギー、グレートブリテン島）間
- グレートブリテン島＝アイルランド島間
- ドイツとその近隣国（オーストリアおよびスウェーデン）間
- スウェーデンとその近隣国（フィンランドおよびポーランド）間
- ギリシャ＝ブルガリア間

風力発電の増加の影響は、常に同じように発生するわけではない。シミュレーションによれば、風力発電が増加すると国家間または連系線によっては送電線混雑が減少するものもあれば、高位の風力発電シナリオでのシミュレーションにおいて、国家間または連系線に関して送電線混雑が増大する場合が見られるものもある。

どれほど多くの送電線が混雑し、どれくらいの期間に亘るかについて解析することだけが重要なのではなく、送電線混雑がどれほど重大かについて解析することも重要である。2005 年では、最も混雑した連系線は、フランスとその近隣諸国のスイス、スペインおよびイタリア間の連系線であった。これらの連系線の混雑の重大度はその後もあまり変化していない。図 12 は、送電線混雑の量を示すために感度を使用し、最も混雑した 10 本の送電線についての送電線混雑の重大度を示している。

4.3　風力発電の予測誤差が国際連系線潮流に与える影響

TradeWind プロジェクトでは、選択したシナリオに対応する風力発電の増加量を使用し、予測した国際連系線潮流に関して、風力発電の翌日予測の誤差によって誘発される不確実性について調査を行った。したがって、単純化した取り組み方法を用いて、欧州のさまざまな地域全てについて風力発電の予測誤差が計算された。翌日予測の誤差の標準偏差は、1.5 m/s の一定値を持つと仮定し、時刻 t の予測誤差は、時刻 $t-1$ の予測誤差とは独立していると仮定している。言いかえると、予測誤差には自己相関性がなく、すなわち、風速予測誤差の時系列はガウス分布に基づいて不規則に生成される、ということである。

2015 年について予測された風力発電容量を用い、風力発電予測誤差が国際連系線潮流の変化に与える影響が解析されている。実際の潮流と予測された潮流の間の差が、全ての国際連系線接続および差が継続する時間数について計算されている。大部分の送電線では、時間帯のかなりの部分に亘って差異が生じたが、この差異は大部分送電線容量の最低値 0～20%の範囲である。

この予測誤差、すなわち予測された（計画された）国際連系線潮流と実際の国際連系線潮流の間に差異が存在する時間数は、選択した風力発電シナリオ（低、中、および高位）によってあまり変化しない。この影響は附付録の図 A-3 に示されている。さらに、予測を翌日予測から当日予測に変えた場合、偏差が発生する時間数に大きな変化は生じない。

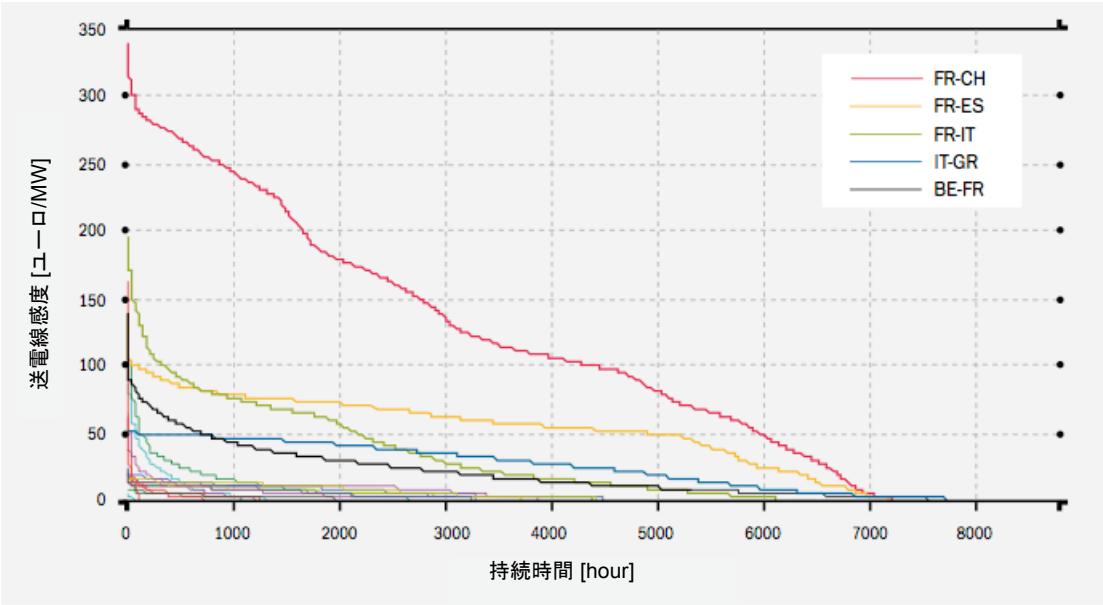


図 12　2005 年のシミュレーションにおける国際間電力送電線感度値の持続曲線

ここでは最も重大な感度値持続曲線を取り上げている。

この解析から、計画された国際連系線潮流と実際の国際連系線潮流との間の差はかなり大きいことが予想されるので、系統連系研究では風力発電の予測誤差を考慮すべきである、という結論が導かれる。

4.4　移動する気象システムが国際連系線潮流に与える影響

本節では、気象事象の移動、ならびに気象事象が地域および国家の両者で電力需給バランスおよび国際連系線潮流に与える影響について検討する。大きな電力系統にとって潮流変動の点で最も困難な天候は、風力発電の高い出力を生じさせる大きな移動性の低気圧や、ウィンドファームを突然停止させる可能性のある暴風である。

TradeWind プロジェクトでは、いくつかの移動性低気圧を選んで、風速の影響および風力発電の出力に関する変化や、増減する風力発電の出力により引き起こされる電力輸送の変化などが検証された。選ばれた低気圧は、Janika（2001 年 11 月）、Jennifer（2002 年 1 月）、および Gudrun/Erwin（2005 年 1 月）と呼ばれている暴風である。これらの暴風の移動経路を図 13 に示す。2015 年についての風力発電シナリオを用いて、この欧州を横切った暴風の研究が行われた。

大きな低気圧が通過したことによる影響は、TradeWind プロジェクトの専門家が予想したほど顕著でも単純でもなかった。実施した解析は、以下のように説明される。

- 移動する低気圧のタイムスケールは、日々の負荷変動と同程度の規模である。したがって、移動する低気圧の国際連系線に対する影響を検出することは困難である。
- 中位のシナリオによる風力発電容量およびその絶対的な出力変動、ならびにこれらの計算で使用した 2015 年の風力発電設備に対する予測は、国家の負荷およびその変動に比較して相対的に小さい（但し、ドイツおよびデンマークなど、風力発電の導入率の高い地域は除く）。
- 一部で風力発電が国内の他の電源に取って代わっているため、全ての国際電力取引が影響を受けるわけではない。

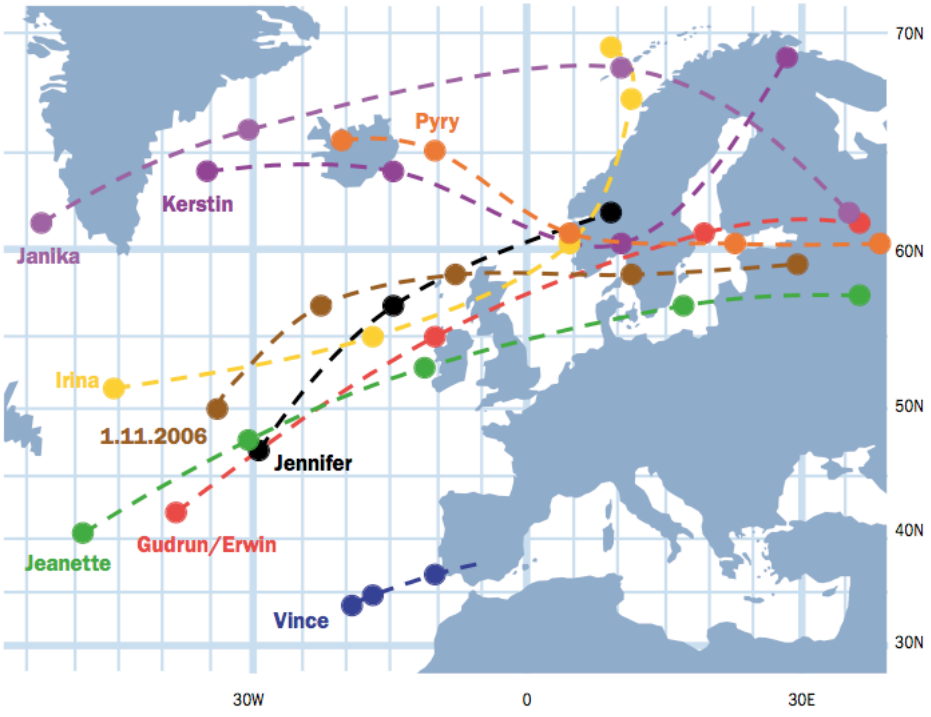


図 13　選択された低気圧の経路

図中の○印は、各日の低気圧の中心の位置を示す。

- 国際連系線接続は、風力発電に関係なく混雑したり、混雑し続けたりする場合がある。このような場合には、移動する低気圧は国際連系線自体には影響せず、混雑の程度にのみ影響する。

本セクションの解析および結果からわかることは、広域にわたる集合化された風力発電の出力を研究する際には、暴風により引き起こされるウィンドファームの停止によって出力の一時的減少が発生するかどうかを判断することは、必ずしも単純な仕事ではないということである。いくつかのケースでは、ウィンドファームは国または地域の一部のみで停止した。さらに、出力の減少の一部は、風速の減少による基本的な変動性によって引き起こされている。

4.5 まとめ

電力取引および国際連系線混雑に対する風力発電の影響について、潮流ベースの市場モデルを用い、全 TradeWind プロジェクトシナリオに対して検証が行われた。このモデルでは単一の市場として欧州の電力系統が表現され、国際連系線潮流は個々の連絡線容量および正味送電容量により制限される。実施した解析では、送電線混雑の持続時間および重大性の両者について調査されているが、それらは送電線または正味送電容量の「感度」（関連する制約の限界価格）により評価される。

シミュレーションによって、多くのボトルネック状況は風力発電シナリオとは独立しているが、シミュレーション年次が異なると大きく変化することが確認された。結果は、負荷の増大および他の種類の発電の開発に対して用いられる国家のシナリオに従って変化する。影響は必ずしも同じように発生するわけではない。シミュレーションによれば、風力発電の増加によって、特定の連系線の混雑の増加が必ずしも生じるわけではない。

シミュレーション年次 2008 年、2010 年、および 2015 年については、全体的に送電線混雑状況に対する風力発電の設備容量の影響は小さい。後期のシミュレーション年次（2020 年および 2030 年）については、風力発電の系統連系の増加により、フランスと周辺国（スペイン、スイス、ベルギー、およびグレートブリテン島）間、グレートブリテン島＝アイルランド島間、ドイツ＝オーストリア間、スウェーデンと周辺国（フィンランド、ポーランド、およびドイツ）間、ならびにギリシャ＝ブルガリア間で特に送電線混雑の影響が大きくなる。

風力発電の予測誤差は、1 時間ごとの国際連系線潮流に影響を与える。シミュレーション結果によれば、大部分の時間帯で、実際の潮流と予測された潮流の間の差異は、送電線容量の 20%以内になることが示された。国際連系線接続によっては、この差異によって明らかに送電線混雑の重大性が増加する可能性がある。

風力発電の出力と国際連系線潮流間の相互作用に対する移動性気象前線、特に暴風の影響は予想したほど顕著ではなく、したがってあまり単純でもないことが明らかになった。理由についてはいくつか確認されている。第一に、移動性低気圧と日々の負荷変動のタイムスケールとは同程度の規模であり、したがって、移動する低気圧の国際連系線に対する影響を検出することは困難である。第二に、風力発電容量、すなわち絶対的な出力の変動は、その国の負荷およびその変動に比較して相対的に小さい。但し、風力発電の導入率の高い少数の地域は除く。第三に、一部で風力発電は他の種類の国内の発電に取って代わり、したがって全て

の電力取引に取って代わるわけではなく、さらに国際連系線接続は、風力発電に関係なく混雑したり、混雑し続けたりする場合がある。

シミュレーション結果では、風力発電の出力が大きく変化したとしても、欧州規模では国際連系線にあまり影響しない。しかし、この結論は一般化すべきではない。短いタイムスケールにおいて風力発電の変動およびその送電に対する影響を地域的および各国の小グループ内で研究するために、より詳細なシミュレーションを実施する必要がある。この目的のために、時間および空間に対するより高い分解能の風速データを使用する専用シミュレーションモデルが必要である。TradeWind プロジェクトで扱った風力発電の導入率よりもさらに高い導入率においても、研究を実施すべきである。

第 5 章 増加する風力発電導入に伴う国際連系線増強

5.1 概要

本章では、国際連系線容量を増大する可能性のある電力系統の増強について解析を行い、異なる 3 つの風力発電連系シナリオ（低、中、および高位）を用いて 2030 年までのさまざまな年について調査する。EU の送電網が将来の陸上および洋上風力発電の容量を受け入れるためにどれほど役立つか、また風力発電の大陸規模での平滑化効果をどれほど活用できるか、ということに関して系統増強の評価が行われる。さまざまなソリューションや電力系統の増強によって得られる便益について、経済面からの評価も行なわれる。

5.2 現在の状況および既存の増強計画

5.2.1 市場機能向上および風力発電連系両方のための増強の必要性

市場、技術、および環境面において、欧州の送配電網に対する基本的変更および課題が控えている。主な推進力の 1 つは、欧州で発展しつつある域内電力市場であり、そこでは電力市場における効率的な競争を可能にするために地域および国家間で十分な送電容量が必要となる。さらに、風力発電の分散し出力が変動するという特異性のために、国内および各国で提携する特殊なインフラ投資、新しい技術や電力系統の運用構想の実施が必要である[20]。重要な洋上風力発電の連系を可能にすることは、欧州の送電網にとって新たな課題である。

2008 年における状況の評価において、欧州の複数の系統運用者 (TSO) の下した結論[21]によると、現在の送電網には現在連係済みの風力発電を取り扱う能力がある。この研究によれば、系統運用者は送電網を増強しつつあり、さらに既存の資産の利用可能な容量を最大限にしようと試みる運用手順および制御システムを構築中である。さらに系統運用者の結論では、欧州の送電網の容量の追加および増強が風力発電をより大量に連系するために必要である。

TradeWind プロジェクトでは、市場機能と風力発電の両者を支援する欧州の計画段階にあるものや必要と目されているもの両方の重要な連系線の評価がまず行われた[22]。連系線の提案リストも電力系統増強シナリオ用の指針として用いられた（5.3.2 項参照）。

5.2.2 既存の増強計画および支援のための枠組み

実質的に欧州大陸の全ての国で、自国の送電網を増強する計画が叫ばれている。建設中および計画段階の交流架空送電線だけでなく、長距離海底 HVDC 連系線もある。現在計画中の大容量送電プロジェクトからも、欧州内の電力系統が限界にあり早急に増強を必要としていることが示唆される。

UCTE 2008 送電開発計画[23]には、欧州内のサブ地域全てにおける多数のプロジェクトが列挙されている。Nordel エリアの計画段階の開発は、マスタープラン[24]に要約されている。

将来の風力発電容量を考慮した電力系統増強計画は、国家的および国際的な電力系統研究により後押しされている。欧州風力発電連系研究 (EWIS) の研究では、将来の風力発電容量を考慮した電力系統増強が調査されており[原注 11]、具体的な勧告を行うことを目指している。風力発電を考慮した送電網増強のための特定の国家的研究は、国際エネルギー機関・風力実施協定第 25 分科会 (IEA Wind Task 25) において複数の欧州加盟国のために報告されている[25]。

MedRing[原注 12] など欧州における大規模電力系統計画の調査、または北アフリカまで到達する欧州オーバーレイグリッドは、TradeWind プロジェクトの範囲外である。

近年、オフショアグリッドを建設する発案が幾度か提唱されている。計画段階にある洋上ウィンドファームが北海およびバルト海に非常に集中しているために、国際オフショアグリッドは、このエリアで最初に開始されることとなった。一方、ウィンドファーム開発業者 Airtricity のような提案では、オフショアグリッドはアイルランド島、フランス、およびスペインに到達する支線を有している。国際オフショアグリッドからは多く機能や便益が得られ、そのことは系統運用者 (TSO) などさまざまなステークホルダーがこの提案を奨励しているという事実からも説明できる。そのようなオフショアグリッドから得られるものは、遠隔地の洋上ウィンドファームへの系統アクセスだけでなく、市場間の電力取引を改善する新たな系統連系容量もある。オフショアグリッドは、接続されたウィンドファームの地理的に分散した出力を平滑化することにも貢献する[26]。このようなオフショアグリッドで HVDC 技術を利用することは、風力発電および電力取引の機能のために系統の共有を最適化するために必要な制御能力が得られるという点から、非常に魅力的である。本報告（5.3.5 項参照）では、可能性のあるオフショアグリッドの構成を調査研究する。

欧州全域にわたる送電網の増強、特に重要な送電経路に関しては、欧州横断エネルギーネットワーク (TEN-E) プログラムを通して欧州委員会により推進されている[原注 13]。ごく最近では、欧州にとって極めて重要と考えられるプロジェクトの実現加速を助長するために、任命制の欧州コーディネーターによってこの取り組みが支援されるようになっている。欧州の洋上風力発電開発ための送電系統設備はこれらの優先事項の 1 つであり、必要な送電系統の増強を加速する任務のために、特定のコーディネーター[27]が任命されている。

5.3 増加する風力発電に伴う送電網増強の経済的便益の評価

5.3.1 概要

送電網増強の評価には 2 つ以上の段階が含まれる。第 1 段階は、増強のための新しい送電ルートおよび候補ルートの選択である。第 2 段階では、提案された増強の運用上の便益を分析する。選択および便益の評価の新たな繰り返しは必要に応じて実施する。

原注 11 www.wind-integration.eu で入手可能。

原注 12 地中海電気リングプロジェクトは、2001 年 2 月に開始された。このプログラムの目的は、地中海エリアの各国の系統間および地中海エリアと EU 間の接続である。プログラムは、2003 年 6 月に完成した。

原注 13 http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/tent_e/ten_e_en.htm から入手可能。

5.3.2 電力系統の増強

電力系統増強は、第 1、第 2、および第 3 ステージと呼ばれる 3 段階で実施される。新しい送電線および HVDC ケーブルについての計画段階のシナリオは、第 1 ステージの増強に含められる。これらのシナリオは、UCTE、UK National Grid、および Nordel から得られた電力系統開発情報、ならびにグリーンピースの研究において確認されている重要な連系線リストに基づいている。これには、出力抑制することなくシミュレーション解を得る必要がある一連の電力系統増強が含められており、共に第 1 ステージでの増強を形成している（図 14 および表 A-3）。

第 2 ステージの増強に対しては、より公式な方法論が使用されている。電力系統の増強法は、最も高い感度を有する 10 本の支線を増強することによって選択されている（方法の詳細な説明については WP6 の報告書を参照[28]）。第 2 ステージでの増強は、第 1 ステージでの増強が組み込まれた後でのみ評価を行う。したがって、本研究において実施した解析は、従来の研究および現在進行中の研究よりも一歩前進している。例えば、UCTE および NORDEL の開発計画または TEN-E のプロセスにより確認された優先系統連系は、大部分が本研究の第 1 ステージの増強の一部として含まれている。第 2 ステージの増強は、図 15 および表 A-4 で確認できる。

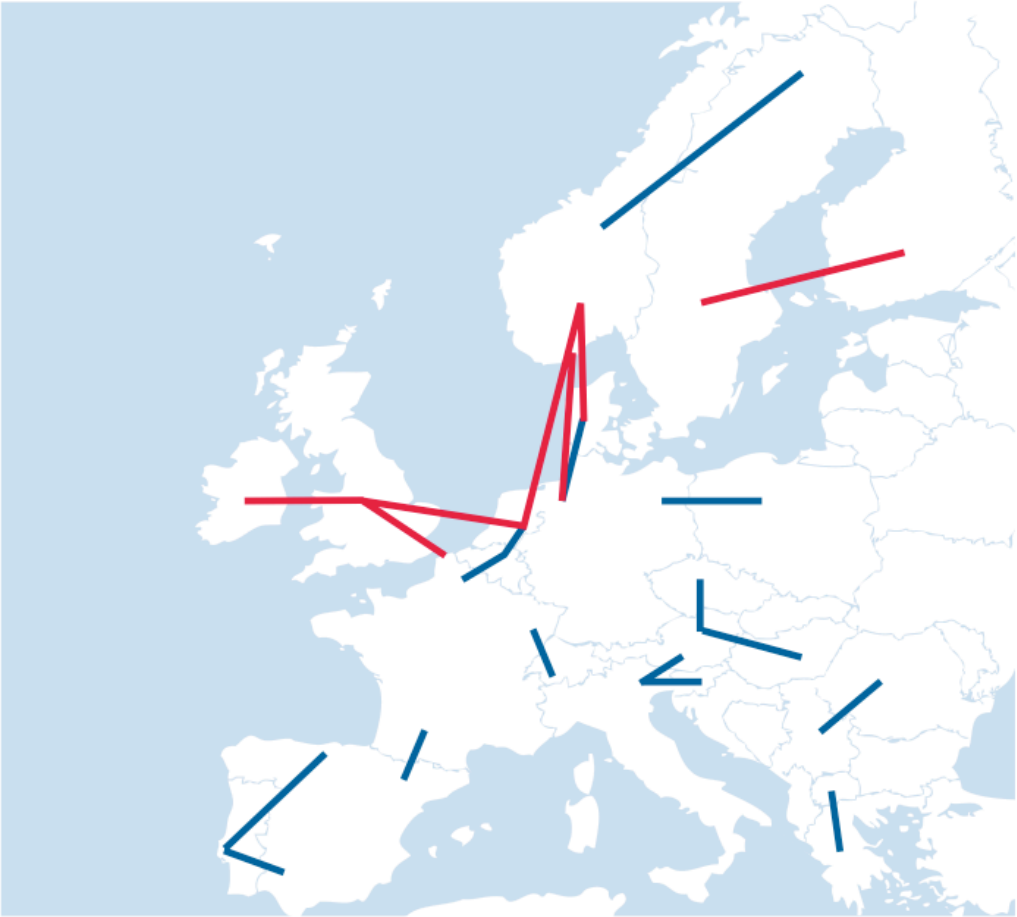


図 14 第 1 ステージ電力系統増強

赤：HVDC 連系、青：交流連系

第 3 ステージの電力系統の増強は、2030 年のシナリオに対してのみ実施されている。第 3 ステージの増強を確認するための手順は、第 2 ステージについてと同様である。言い換えると、最も感度の高い 10 本の支線線が増強されている。第 3 ステージでの増強は、第 2 ステージを超える電力系統増強による運用コストの削減の可能性を評価するために実施された。第 3 ステージの増強は、表 A-5 に詳しく記載している。

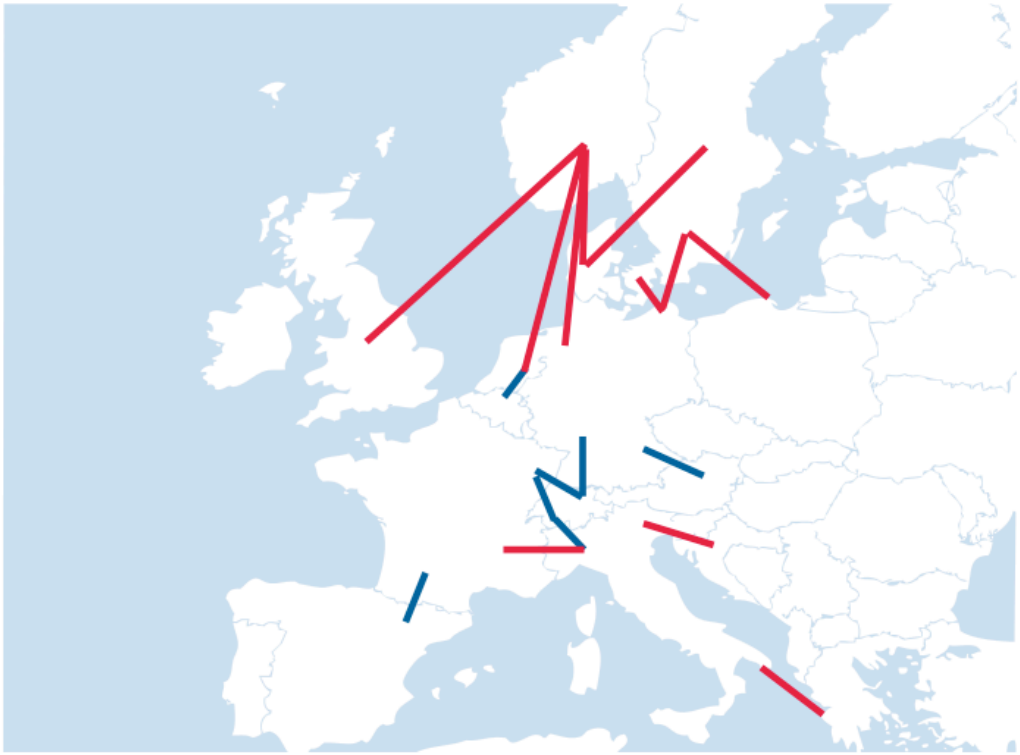


図 15　第 2 および第 3 ステージにおける支線の増強

赤：HVDC 連系、青：交流連系

5.3.3 送電増設の費用便益評価方法

送電制約に関連した追加の電力系統運用コストは、「ボトルネックコスト」と呼ばれ、一部は十分な送電容量を持たないための社会経済的コストに相当する。本研究における運用コストには、燃料、排出ならびに運転およびメンテナンスコストが含まれるが、発電機の起動および停止コストならびに送電損失は含まれない。電力系統増強の便益は、送電系統増強による運用コストの総削減量（ボトルネックコストの削減量）を計算することによって評価されている。電力損失の削減、オンライン予備力の必要性の減少、起動コストの減少など、送電系統増強による他の便益は考慮されていない。したがってここで確認された便益は、控えめな推定値とみなすことができる。

風力発電および送電容量に関連する便益の評価に影響を与える主な要因は 2 つ挙げられる。一方では、風のエネルギーは本来無料であるが貯蔵できないエネルギー資源であり、限界費用ほぼゼロで電力市場に入札しなければならない。したがって、風力発電は高い限界費用を有する他の発電方式に取って代わるので、運用コストに与える影響を解析する際には常にコストの削減に貢献する。他方では、風力発電は多くは需要地から遠く離れて発電される変動しやすい資源であり、高価になったりより頻繁に送電混雑を引き起こしたり

することが予想される。こうした混雑の結果、発電容量の最適な利用の機会が減ることになる。言い換えると、送電上の制約のために、あるエリアでは安価な発電であったとしても別のエリアではより高価な発電によって置き換えなければならなくなる。

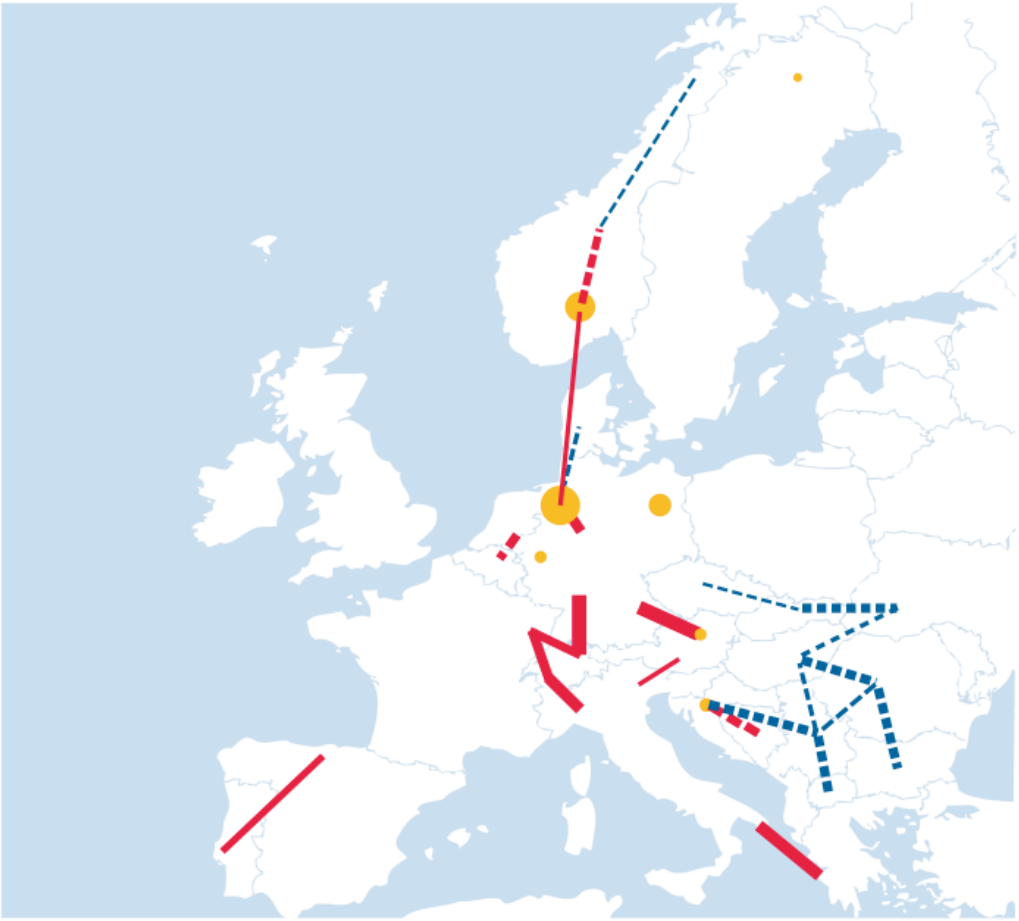


図 16　2030 年の感度に基づいた重要なエリア送電ルート

赤：送電線または HVDC の制約。破線：正味送電容量 (NTC) の制約。黄：域内の制約。

便益に関して公平な評価を行うために、電力系統に風力発電がある場合とない場合について、また送電制約がある場合とない場合について解析を実施した。送電制約なしに計算した運用コストは「公称値モデルコスト」と呼ばれ、送電系統モデルを組み込んだ場合の追加の運用コストは「ボトルネックコスト」と呼ばれている。

5.3.4 陸上電力系統の増強に関する解析

2015 年、2020 年、および 2030 年の 3 つの異なる年次に対して、多数の送電電力系統強化が提案されている[28]。風力発電の系統連系に関して最も重要なのは 2030 年であるため、本項では 2030 年のシナリオに焦点を当てる。主な結果（図 16）を観察すると、スカンジナビア半島からドイツを経てイタリア、ギリシャ、およびポルトガルまで、北から南の方向へ電力系統の制約が風力発電によって拡大する。

提案された増強計画によって、増加した風力発電に対処する送電電力系統の能力によい影響が生じる。図 17 に示した潮流を調べると、以下の主要な変化が見られる。

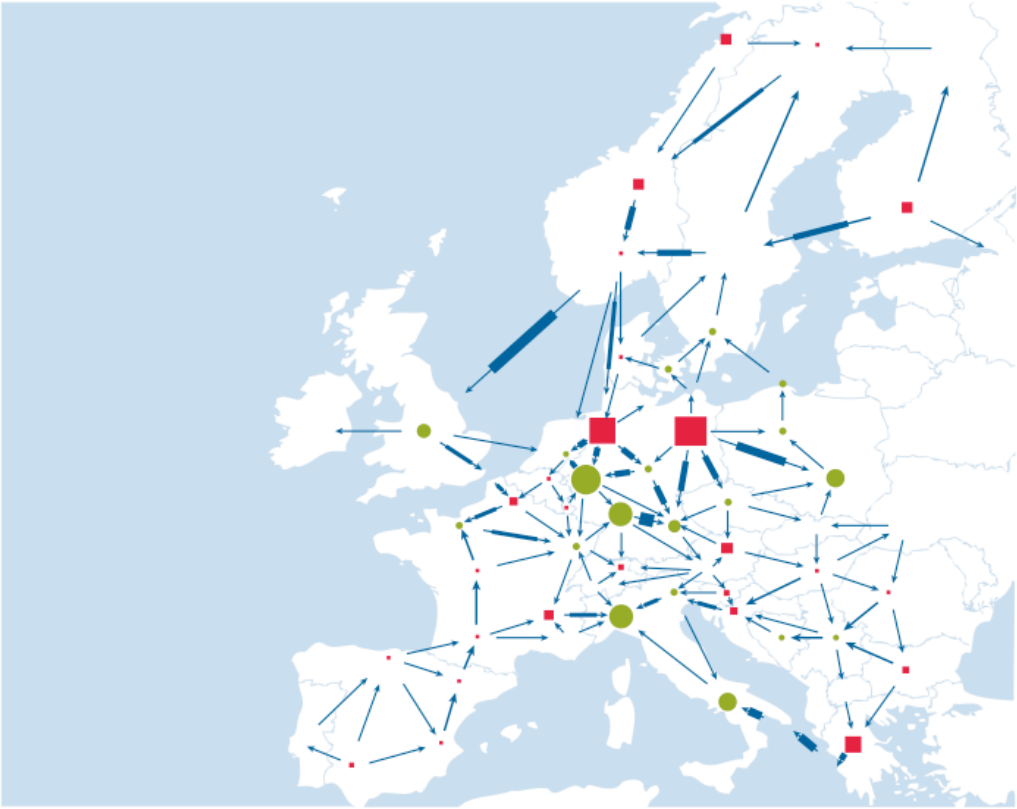


図 17　第 2 ステージの増強による 2030 年における電力量の正味の流れの変化

緑色円：出力の減少。赤色四角：出力の増加。

- スカンジナビア半島（ノルウェー）からグレートブリテン島まで、さらにアイルランド島およびフランスまでの間で送電が増加する。
- 増強によってドイツ北部の出力が増え、南および東へ送電できるようになる。これは、ドイツ南部、イタリア、およびポーランドの火力発電所の出力の減少に対応している。
- ギリシャとイタリア間の連系増強によって、ギリシャの出力および輸出が増える。

図 18 に示すのは、風力発電がない場合と比較した、さまざまな風力発電シナリオ（低、中、および高位）についての 2030 年における平均系統運用コストである。

図 18 から得られる主な結果は、風力発電の連系による運用コストの減少はボトルネックコストに比べはるかに大きい、ということである。したがって結論として言えることは、風力発電に関連する便益（安価な電力系統コストや CO_2 排出量の低減など）は、本研究で選択された風力発電連系シナリオに対する送電系統制約関連の付加コストを補って余りあるものである、ということである。

しかし、よりバランスの取れた解析を提案しなければならない考慮すべき問題が他に多く存在する。

2015 年および 2020 年のシナリオについては、主な結果（図 19 参照）から、提案された送電系統増強のほぼ確実なコストと比較して、ボトルネックコストは相対的に少ないことがわかる。このことは、TradeWind

プロジェクトのシナリオでは、2015 年および 2020 年の風力発電の増加と電源負荷の増加はほぼ一致すると想定しているという事実によって説明が可能である。このことから、すでに計画段階にある送電系統増強（第 1 ステージ）を超える増強の必要性は、国際連系の汎欧州的問題というよりむしろ局所的な（国内の）問題になっている可能性が高い。このことは域内の送電制約を含めて試みられた感度解析によって確認されている。この結果では、全てのケースについて総ボトルネックコストは大幅に増加したが、提案された電力系統の増強の相対的便益は、風力発電がある場合とない場合の両者は大きく変わらないままであった。したがって TradeWind プロジェクトの解析によれば、計画段階にある送電系統増強は十分妥当性があるものと結論を下すことができる。

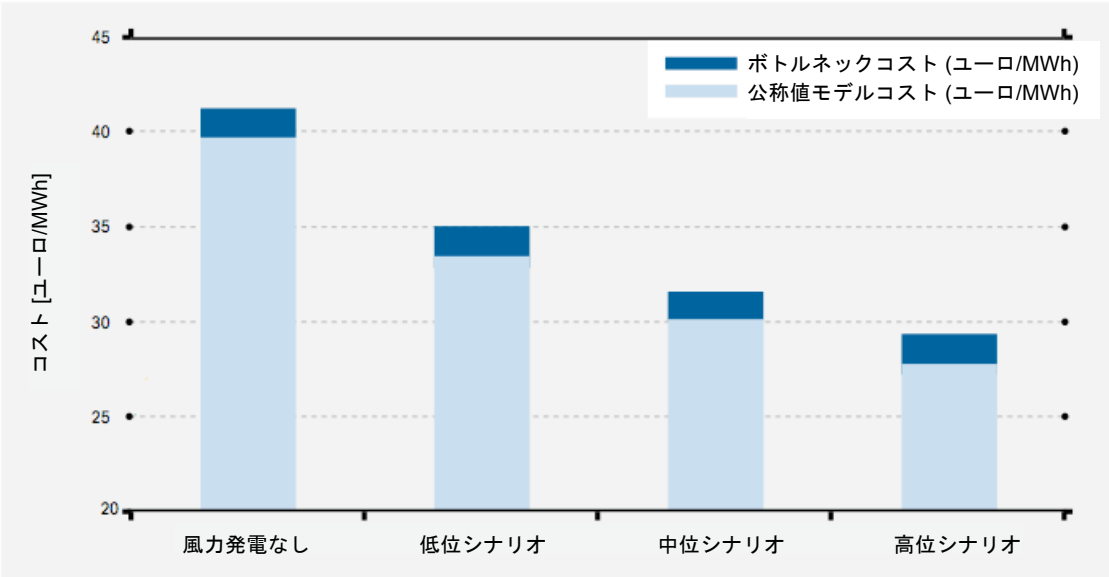


図 18　第 2 ステージ電力系統増強による 2030 年シナリオの平均系統運用コスト

提案された第 2 ステージおよび第 3 ステージの送電系統増強による運用コストの削減を図 19 に示す。2030 年のシナリオについては、送電系統増強の便益は大幅に増加する。提案された第 2 ステージの増強による運用コストの節減は 8 億 7000 万ユーロ／年で、提案された第 3 ステージの増強については 15 億ユーロ／年である。このことから、提案された 42 のプロジェクトのそれぞれに対して平均で最低 4 億 9000 万ユーロの投資の可能性がある[原注 14]。

TradeWind プロジェクトの解析においては、便益の計算は常に、モデル化されている全欧州の電力系統を対象に行なっている。送電系統増強のために誰が資金を提供するかという問題が残っている。風力発電および送電は両者とも、投資コストはたいてい国家レベルのものである。このため特に国際プロジェクトの場合、系統運用者は収益性の高い送電開発プロジェクトを選別することが困難になっている。汎欧州的送電系統強化の資金調達方法は、EU レベルで作成しなければならない。このことにより（TEN-E プロセスを全面的に支援する）一元化した計画と認可プロセスの必要性も明確にすることができる。

[原注 14] 費用の見積もりは、電力系統の投資に関して 30 年の耐用年数および 6%の金利を想定している。

特に送電系統増強の必要性に対する風力発電の影響評価の試みでは、各シナリオや風力発電がない場合のシナリオについても解析が実施された。これらの解析により、風力発電の容量が新たに設置されることがほとんどない場合においても、ほぼ同様に送電系統を増強する必要性があることが明らかになっている。送電系統を増強することはこのような発電運用コストの削減に貢献し、風力発電自体によっても同様に発電コストが削減できる。したがって、（支援スキームを含めて）投資コストを評価する際には、複合的な便益を検討することが重要である。

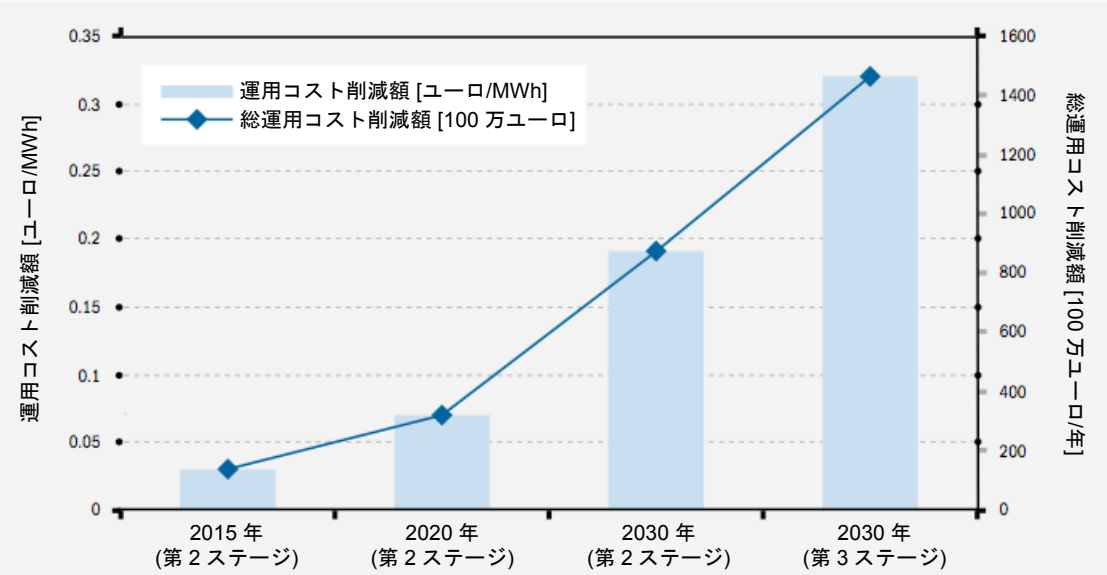


図 19　2015 年および 2020 年の中位シナリオについての提案された第 2 ステージ送電系統強化ならびに 2030 年の中位シナリオについての提案された第 2 および第 3 ステージ送電系統強化による運用コストの削減量

表 4　3 つのシナリオでの総設備容量

	2015 年中位シナリオ	2020 年中位シナリオ	2030 年高位シナリオ
ベルギー	0.5	1.3	3.8
ドイツ	9.8	20.4	30.0
デンマーク	1.0	1.6	3.3
フランス	2.0	4.0	4.0
グレートブリテン島	4.8	6.3	33.0
アイルランド	0.3	0.3	0.3
北アイルランド	0.1	0.1	0.8
オランダ	2.0	3.5	20.0
ノルウェー	0.1	0.5	7.3
スウェーデン	1.8	3.8	11.0
フィンランド	0.6	1.2	3.9
合計	23.0	42.8	117.4

5.3.5 オフショアグリッドという選択肢

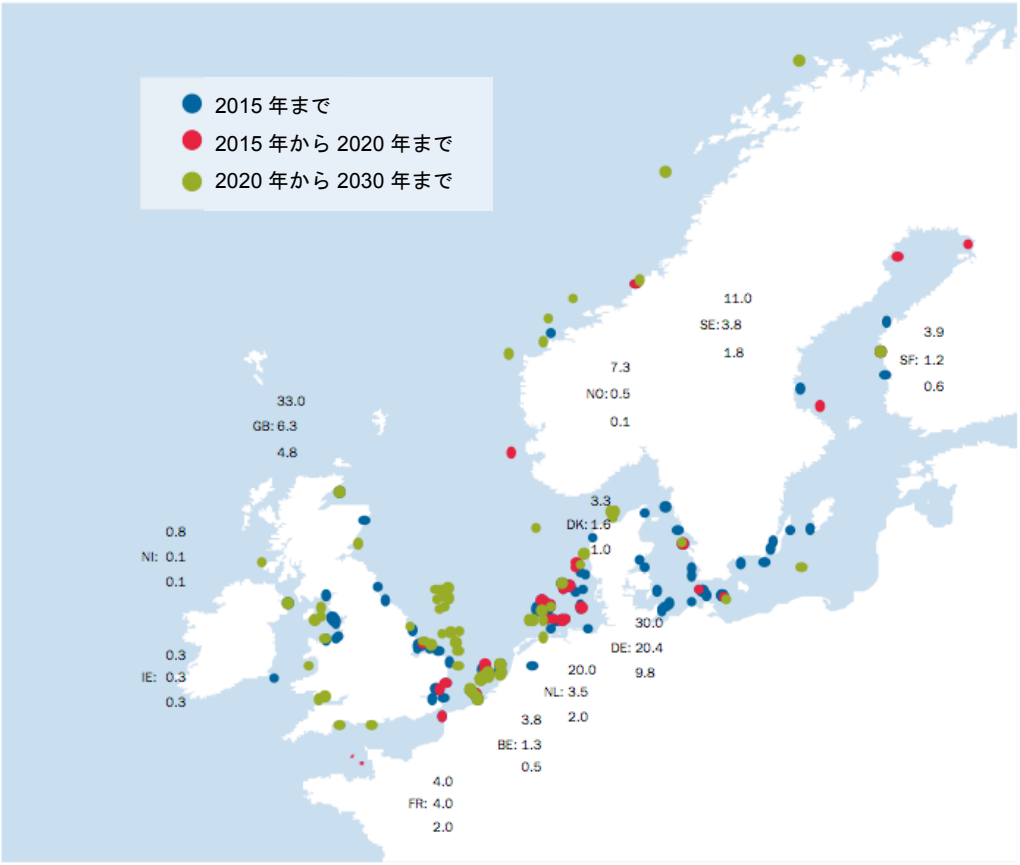
洋上風力発電とオフショアグリッドシナリオ

オフショアグリッド強化の範囲の評価は、将来の 200 を超えるウィンドファームについての計画に基づいている。このような欧州北部のウィンドファームの位置は、TradeWind プロジェクトのさまざまなシナリオ年次ごとに図 20 に示されている。洋上風力発電の国ごとのシナリオについての詳細情報は、WP6 の報告書に記載されている[28]。解析では、これらのウィンドファームの位置は共通の系統連系点を想定して複数の集団にグループ化されている。

オフショアグリッドの各方式の便益の可能性を評価するためにさまざまな試みがなされており、北海およびバルト海のメッシュ状オフショアグリッド構造が設計されている。提案された各方式はその後 TradeWind プロジェクトの電力系統シミュレーションツールを用いて解析され、電力コストおよびボトルネックコストに関する結果が放射状の接続のみからなるベースケース方式と比較されている。図 21 は、北海およびバルト海におけるベースケースの洋上ウィンドファームの放射状接続と海底連系線を示している。この図は、上述の陸上系統増強研究において使用された電力系統増強シナリオを含む 2030 年の電力系統モデルに組み込まれている。

洋上風力発電所は海底連系線によって相互に国際 HVDC 連系線に連結できるとすれば、図 21 に示した方式以上のケーブル容量を利用することができるオフショアグリッドの設計が可能である。特に重要なのは、大陸系統の高い送電混雑が発生するエネルギー過剰エリアと認識されているドイツ北西部のケースである。

図 20　欧州北部の洋上ウィンドファーム予想位置



オランダおよびベルギーは電力輸入の増加により便益を得ることができ、ノルウェーは高度な制御が可能な極めて大量の水力発電所を有することを考慮すると、これらの国々を相互接続する電力系統構造を研究することは合理的であると考えられる。図 22 はこのような提案を示すもので、デンマーク西部およびグレートブリテン島への連系も含まれている。適切なケーブル寸法設計により、NorNed2 ケーブル連系線や NorGer ケーブル連系線に対する代案として、ノルウェー南端の洋上風力発電所群を経由したノルウェーからドイツまで連系線が可能である。

バルト海では、系統運用の観点から Kriegers Flak 洋上風力発電所群を連系し、大量の洋上風力発電電力を電力料金の高いエリアへ送電できる柔軟性を与えることが有益である。またそのような連系によって、スウェーデン、デンマーク東部、およびドイツ間で風速が低い期間でも効率的に電力を取引することができる。

この解析では、2030 年について高位シナリオに対しても行われている。このシナリオでは、北海およびバルト海の洋上風力発電の潜在能力を完全に利用していおり、陸上の電力系統増強に対して利用した方法を同様の方法を利用して計算したボトルネックコストに基づいて評価が行われている。これらの解析は、電力系統に大量の陸上風力発電を持つベースラインシナリオを想定し、送電混雑に関連するコストに関して、洋上風力発電のさまざまな連系案の効果を研究するために実施されている。

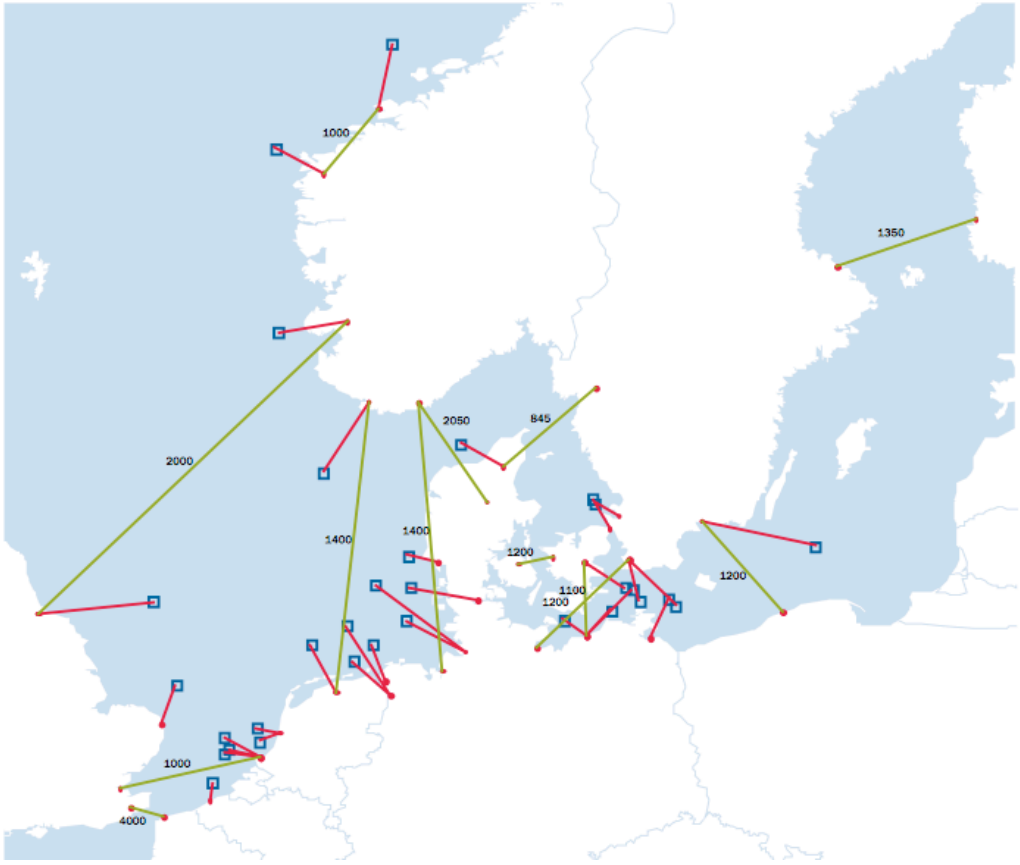


図 21　HVDC 連系線およびその総容量（緑色線）と共に示した洋上ウィンドファームの放射状接続

オフショアグリッドの電気的トポロジーや規模を選択し決定することは、最適化に関わる複雑な問題であるが、本プロジェクトの目標は最適な電力系統の設計を行うことではない。「メッシュ状方式 1」および「メ

ッシュ状方式 2」（図 22）と名付けられた 2 つの異なる設計方式が提案されており、それらのボトルネックコストに関する結果が図 23 に示されている。初期の解析で使用したメッシュ状オフショアグリッド（メッシュ状方式 1）は、放射状方式に比べてボトルネックコストが大きいことは注目すべきである。これは単にケーブルの設計の最適化を試みなかったためである。

ケーブル容量に対する感度解析結果に基づいてケーブル容量の更新が提案され、更新されたメッシュ状系統（メッシュ状方式 2）のボトルネックコストは放射状接続に比べてかなり小さくなっている。それにもかかわらず、これらボトルネックコストは洋上風力発電がない場合のシミュレーションに対して大きくなっている。このことは明らかに、洋上風力発電によって陸上の電力系統に重大な送電混雑が引き起こされることを示している。

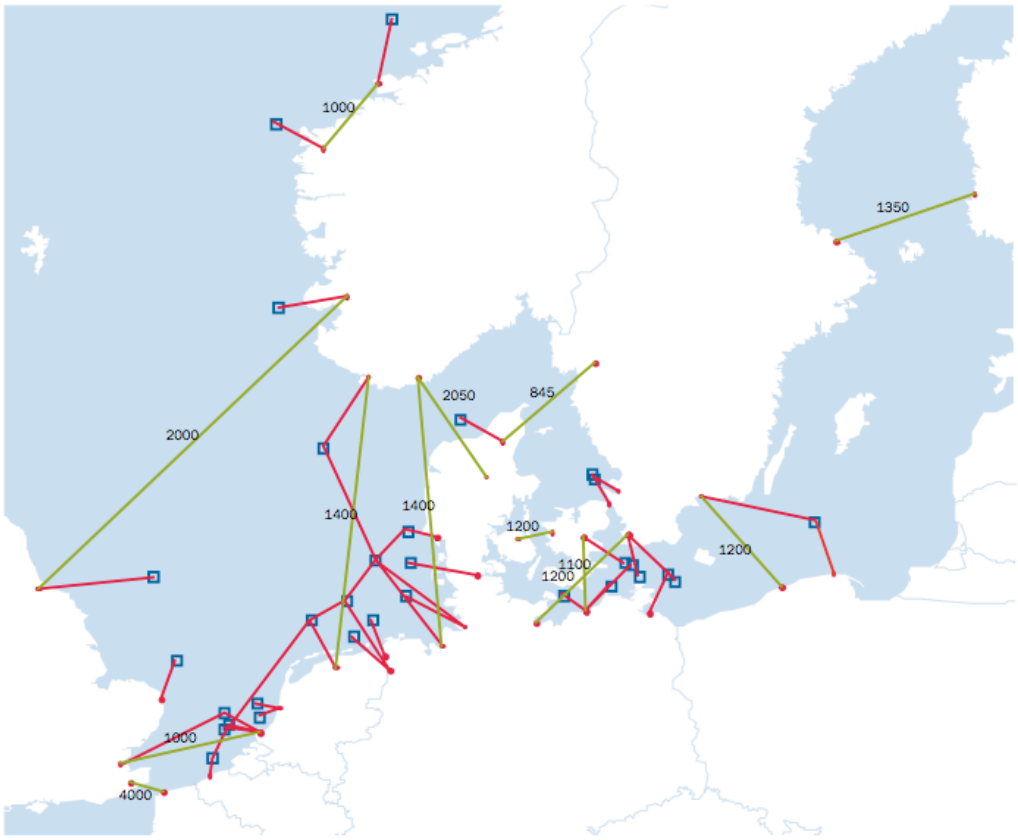


図 22　可能性のある洋上ウィンドファームのメッシュ状 HVDC 接続（メッシュ状方式）

点線は、HVDC 連系線。NorNed2 および NorGer は、
ノルウェーとドイツの洋上ウィンドファーム間で HVDC 接続に置き換えられている。

表 5　2030 年高位シナリオにおける総発電コスト

ケース	年間運用コスト（億ユーロ）
ベースケース 放射状接続方式	1,312.02
オフショアグリッド 「メッシュ状 2」方式	1,308.76
年間運用コストの減少額	3.26

オフショアグリッドの予備的費用便益評価

提案されたオフショアグリッド方式の運用コスト削減の便益を表 5 に示す。この便益は、主に多数の国々（北海沿岸のノルウェー、デンマーク、ドイツ、オランダ、ベルギー、グレートブリテン島、ならびにバルト海沿岸のスウェーデン、デンマーク、ドイツ）を連系する HVDC 送電網を組み込むことによって新たな柔軟性が追加されるためである。HVDC 接続は完全に制御可能としてモデル化されており、そのため電力が不足しているエリアや発電コストが高いエリアの需要家へ洋上風力発電で発電された電力を送電することによって、交流系統のボトルネックを避けることができる。

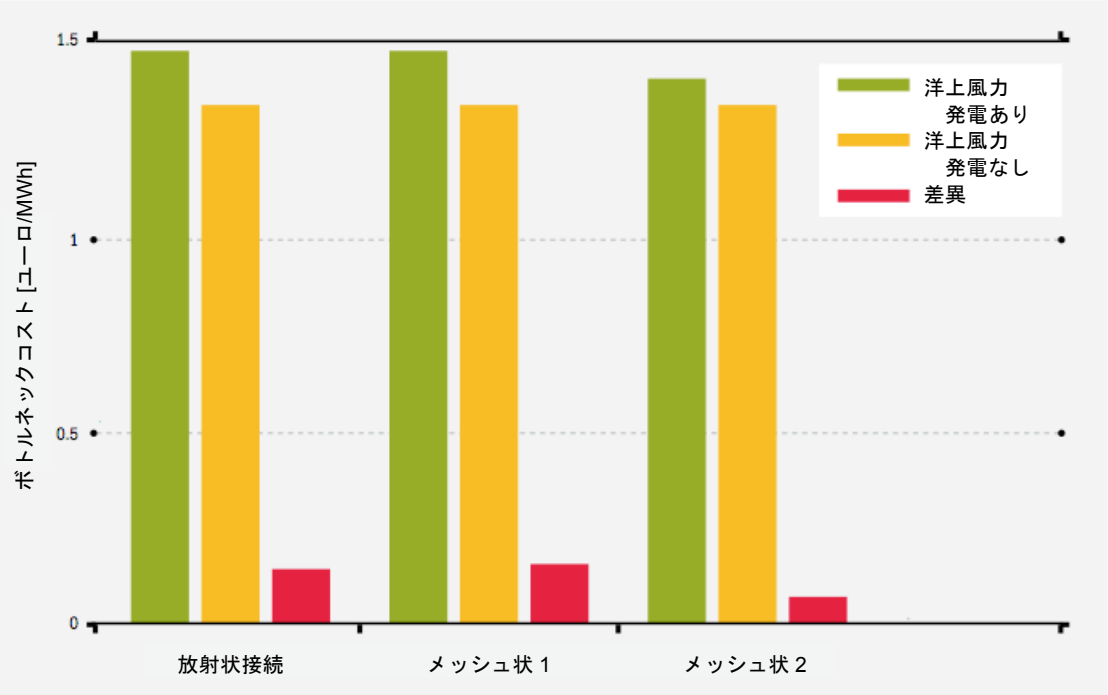


図 23　洋上 2030 年高位シナリオにおけるボトルネックコスト

総発電コストにおける 3 億 2600 万ユーロの差は、運用コストを定量化する際のモデルの制約に留意すべきであり、メッシュ状洋上送電網を実現させるために必要な追加投資のための損益分岐点コストの極めて控えめな尺度と解釈することができる。火力発電所の起動コスト、域内電力系統の制約、および風力発電の需給調整など、モデルでは扱わない要因を考慮すると、メッシュ状オフショアグリッドの運用上の便益は、このモデルで推定される額よりもはるかに大きくなる可能性がある。本研究においては、オフショアグリッドの構造は決して最適化されているわけではないことに留意することも重要である。しかし、ベースケースの放射状接続に対するメッシュ状送電網の追加コストと計算した運用コストの節減額がどのように比較されるかを説明するために、コストを北海の Borkum 2 および石油掘削用プラットフォーム電力供給プロジェクトに匹敵すると想定し、簡単なコスト計算を行った。TradeWind WP6 報告書[28]に掲載されているこのデータに基づけば、オフショアグリッドへの年間追加投資額は 3 億～4 億ユーロ／年の範囲である。しかし、とりわけコスト計算には追加または回避される陸上の交流電力系統の増強が考慮されていないという事実のために、比較は極めて限られた値であることを強調しておくことは重要である。TradeWind プロジェクトの主な結論か

らは、オフショアグリッド方式は EU レベルで解析した場合には、経済的に重要であることが十分に考えられる。したがって、オフショアグリッド方式の一層詳細な設計と最適化に引き継がれることが推奨される。

堅牢なメッシュ状オフショアグリッド

大量の洋上風力発電を電力系統と効率的に連系させるためには、陸上送電網を増強する必要がある。TradeWind の解析の結果、ドイツおよびスウェーデンの洋上風車から陸上への接続線において、極めて深刻な混雑が観察されている。またベルギー＝オランダ間、およびベルギー＝フランス間の国際連系線は、混雑が極めて激しい結果となっている。これらの地域では、陸上への連系線[原注15]のさらなる増強に対する選択肢の 1 つとして、内陸の主要な大規模需要地へ向かって直接延伸する強固なオフショアグリッドの建設を検討することが望ましい。

この種の送電網構想に対するコスト評価解析は行われていないが、極めて大容量の HVDC 系統連系を有する、より堅牢にメッシュ状の拡張されたオフショアグリッドを研究すべき多くの理由が存在する。

- 風力発電の変動性は、欧州規模で考えると最も良好に緩和される。このため、真の「欧州横断エネルギーネットワーク」を構築するために、欧州の高圧送電網を大いに増強しなければならない。
- オフショアグリッド接続を強固な連系線と組み合わせると、5.3.5 項で述べた理由により魅力的であると予想される。
- 陸上の高圧交流 (HVAC) 送電網[訳注2]の強化は、土地利用に関する係争のために困難であることが極めて多い。堅牢な「外環状線」を作ることにより、一部の陸上送電網接続が避けられる可能性がある。

図 24 は北海におけるこのような HVDC 系統連系のコンセプト例を示すもので、北海に 5 GW の連系線を追加するものである。追加された連系線は陸上の最初の変電所で終端されるのではなく、さらに内陸へと延伸している。この理由は、海岸付近の陸上送電網の強化を回避けるためで、HVDC ケーブルを主要な大規模需要地まで近づけることはより魅力的となる可能性がある。しかし、この方式によってどの程度まで送電網の増強を削減することができるかについては、さらに解析を行うことが望ましい。

5.4　潮流制御の選択肢

HVDC 連系線における潮流は制御可能であるが、交流送電系統における潮流は、送電網の種類や負荷および電源の分散状況に基いて、物理法則に従って流れる。TradeWind プロジェクトでは、交流送電線の潮流制御を可能とする現在利用可能な技術について調査が行われ、特に風力発電の大規模連系に関して、その解決策の妥当性が簡単に検討された。

放射状送電網の電力の流れは 1 方向のみであるため、潮流の制御能力が欠如するケースは、明らかにメッシュ状送電網のみである。しかし、UCTE 系統や Nordel 系統など、欧州の巨大な送電網の場合と同様に、巨大な送電系統は通常メッシュ状である。

[原注15] 平行ケーブルを用いた技術が開発中である。
[訳注2] 電圧階級の定義は各国の法令やルールによって異なる場合があることに留意。訳注 1 (p.18) も参照のこと。

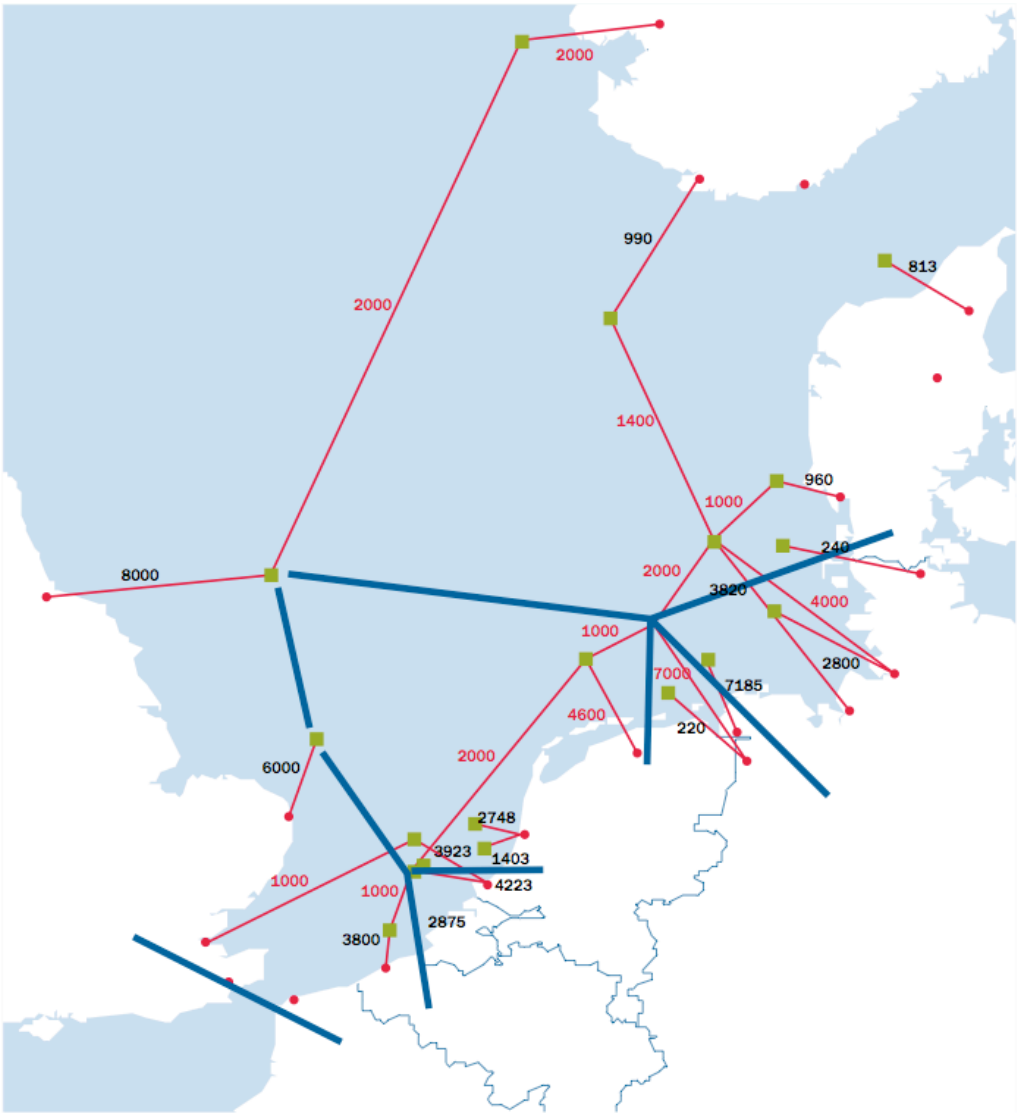


図 24　北海のメッシュ状送電網

図 22 に対して、5 GW の連系線が追加されている（青色の太線）

制御能力がないと、送電線の代替ルートに空き容量が残っている場合でも、起こり得る送電線に混雑がたびたび発生している。大規模な風力発電によって電力系統の電源の分布が変わるため、風力発電が増加すると交流潮流制御の可能性が増大する可能性がある。この例が既に図 22 に示されているが、ノルウェー中部の風力発電が増加した場合、ノルウェー南部への送電ルートに空き容量が残っていたとしてもスウェーデンへの送電ルートが過負荷となることが明らかにされている。このケースでの選択肢の 1 つは高風速時にノルウェー中部の水力発電の出力を抑制することであるが、ある研究[29]によると、交流潮流を制御できる可能性があるのであれば水力発電の抑制は市場として最適な解決策ではないことになる。その結果、たとえ付加的な装置への設備投資にコストがかかるとしても、特定の送電線での潮流制御の実現可能性がある場合もある。

FACTS は電力系統の安定度を向上させるために広く使われているが、FACTS の応用例のうちいくつかは潮流制御を行うことも可能である。

交流送電線の潮流制御の原理を図 25 に示す。図では、リアクタンス X の送電線が 2 カ所で電圧 U_1 および U_2 に接続されている。回路網理論により、送電線の潮流は送電線の送電端電圧と受電端電圧の間の位相角 δ にほぼ比例することが知られている。したがって潮流を変化させるために、直列電圧 U_q によってこの角度を変えることが可能である。

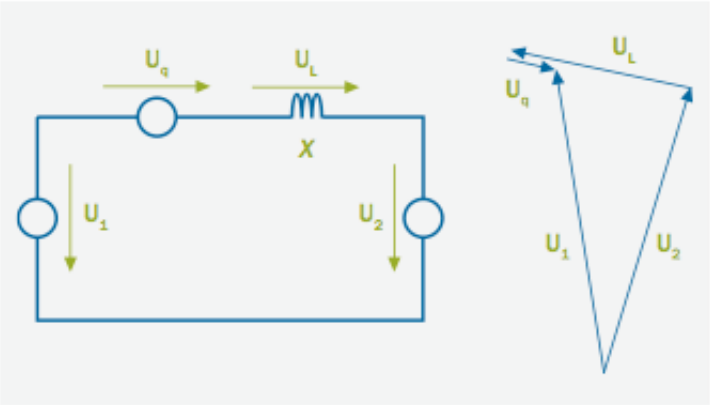


図 25　交流潮流制御の原理

直列電圧 U_q はさまざまな技術により提供することができる。最も一般的なものは移相変圧器（位相調整変圧器）である。より柔軟性を持たせる（より高価な）選択肢としては、サイリスタ制御直列コンデンサや静止型同期直列補償装置が挙げられる。

もともとこの発想は、電力系統シミュレーションツール PSST においてさまざまな潮流制御の選択肢の運用を模擬することと、それによって得られる市場の便益の可能性を研究するためであった。このことは、プロジェクトの研究期間内で適用されたツールを用いて実施することはできなかったが、将来の研究の選択肢になる。すなわち、完全な電力制御能力を持つ HVDC 連系を適用した近似的手法が採用され、潮流制御効果は研究されたが、さまざまな技術（移相変圧器やサイリスタ制御直列コンデンサ、静止型同期直列補償装置など）間の差についての研究は行なわれていない。

潮流制御を用いれば、既存の送電線を最大限に活用することを保証することが可能となる。このことは一般市民の受容性や通常の送電系統の増強に関連した長期間に及ぶプロジェクトの完成を考慮すると、重要な事項である。

5.5　まとめ

TradeWind プロジェクトでは、送電網の増強により風力発電の利用可能な量が増えた場合にどのようなことが生じるかが調査された。これは、潮流シミュレーションや風力発電がある場合とない場合の送電混雑の変化の費用便益効果を計算することによって行われた。評価方法は正しく機能することが明らかになり、さらに研究を行うことが推奨された。送電網の増強はモデルにおいて 3 段階のステージで実施され、第 1 ステージでは既存の計画および研究が調査された。第 1 ステージのシミュレーションの結果を考察することにより、TradeWind プロジェクトでは第 2 および第 3 ステージにおいて実施すべき増強について確認された。こ

のようにして TradeWind プロジェクトの解析は、従来の研究や進行中の研究よりもさらに進んだものとなった。

2015 年および 2020 年のシナリオから、系統運用コスト（ボトルネックコスト）の削減額は、第 1 ステージの送電系統増強の予想されるコストに比較して、相対的に小さいことが明らかになった。計画段階にある送電系統増強は十分な妥当性があるということが解析から結論づけられたが、既知の計画（第 1 ステージ）を超える送電系統増強の必要性は、国際連系の汎欧州的問題というよりはむしろ局所的な問題であるように見ることができる。2020 年および 2030 年には、送電系統増強の便益は大幅に大きくなり、提案された 42 のプロジェクトのそれぞれに対して、送電インフラに 5 億ユーロ程度の巨額の投資に妥当性があることが明らかになった。非常に大きなマクロ経済的な収益性のために、これらの投資を進めることが推奨される。

オフショアグリッドの構成について、北海およびバルト海の洋上風力発電の容量開発の地理的配置に基づいて、TradeWind 潮流シミュレーションツールを用いて設計・調査が行われた。陸上の送電ノードへ放射状に接続する「ベースケース」系統が、北海およびバルト海の周辺諸国を連系する相互接続状の（メッシュ状）HVDC オフショアグリッドと比較された。予備的な解析により、メッシュ状系統は放射状接続方式に比べ費用便益比率に優れ、投資が行える経済的ケースがあることが明らかになっった。必要な陸上系統の増強は、利用可能な送電網データの制約により TradeWind プロジェクトでは実施できなかったため、将来の研究で調査することが推奨された。TradeWind プロジェクトでは、内陸の主要な大規模需要地への直接的な延長線と連結するメッシュ状洋上送電構成構想が提案され、この送電網構成の便益が確認されており、この構想に基づいたさらに詳細な研究を実施することが推奨された。

潮流制御を用いることで、既存の送電線を最大限に活用することを保証することが可能となる。このことは一般市民の受容性や通常の送電系統の増強に関連した長期間に及ぶプロジェクトの完成を考慮すると、重要な事項である。潮流制御は、プロジェクト期間内で適用されたツールでは実施することはできなかったが、将来の研究の選択肢になる。

全ての同期エリアでの送電網モデルを改善するために、こ研究を継続することが推奨される。改善され確認された送電網モデルを用いた最新の解析により、本研究の主要な結果の信頼性が向上するものと予想される。

第 6 章 電力取引の改善による風力発電の安定化

6.1 概要

TradeWind プロジェクトでは、EU の発電容量に対する風力発電の貢献が調査され、系統連系を改善することによりさまざまな加盟国の風力発電を集合化した場合に、風力発電の貢献がどのように影響を受け出力を平滑化・安定化することになるかが調査されている。TradeWind プロジェクトのデータセットは、風力発電の容量クレジットに対する地理的エリアの拡大効果を研究するために利用されている。風力発電設備容量は、2020 年の中位風力発電シナリオのものが採用され、風況データは 7 年間の再解析データから採用された。

6.2 設備利用率および容量クレジットの定義

「設備利用率 (capacity factor)」という用語と「容量クレジット (capacity credit)」は混同しやすいが、それらは風力発電の全く異なる特徴を述べている。設備利用率は、定格（設備）容量と比較した場合の、風力発電所の平均出力として定義される。したがって風力発電の設備利用率は、風力発電所場所の風力発電の潜在能力を直接反映している。例えばピーク負荷が最も大きくなる 100 時間の間の設備利用率を計算することにより、電力需要が高い時間にどれ程度の風力発電が利用可能かということを説明したり、風力発電と負荷の相関の指標を示したりできる。しかし設備利用率は、風力発電の変動を反映せず、ピーク需要時における電力系統についての情報を含まないので、一国の電力系統の安定した容量に対する風力発電の貢献度を計算するために直接利用することはできない。

容量クレジットは容量価値(capacity value)とも呼ばれ[原注 16]、安定した風力発電の容量を評価し、したがって電力系統における発電容量に対する風力発電の貢献度を評価している。言い換えると、容量クレジットは、ピーク需要を満たす電力系統のアデカシーに対する風力発電の貢献度を評価している。風力発電の容量クレジットは、既存のレベルの供給セキュリティを維持しながら、風力発電容量により置き換えることができる従来型電源の容量として定義される。容量クレジットは、絶対値 (MW) および風力発電設備容量の百分率としての両方で表すことができる。相対容量クレジットは、風力発電の導入率が低い時に値が最も大きくなり、導入率が高くなると次第に減少することが一般的に知られている（図 26）[31]。風力発電の導入率が低い場合[32]、高負荷時の風力発電の設備利用率は、風力発電の容量クレジットに対する近似的な指標となる。風力発電の導入率が高くなった場合、2020 年には間違いなく高くなることが予想できるが、容量クレジットを求めるためには確率論な方法を用いることが望ましい。

[原注 16] 原則として、容量クレジット（capacity credit）と容量価値 (capacity value)という用語は同じ意味を有するため、混乱を避けるために容量クレジットという用語のみ使用する。

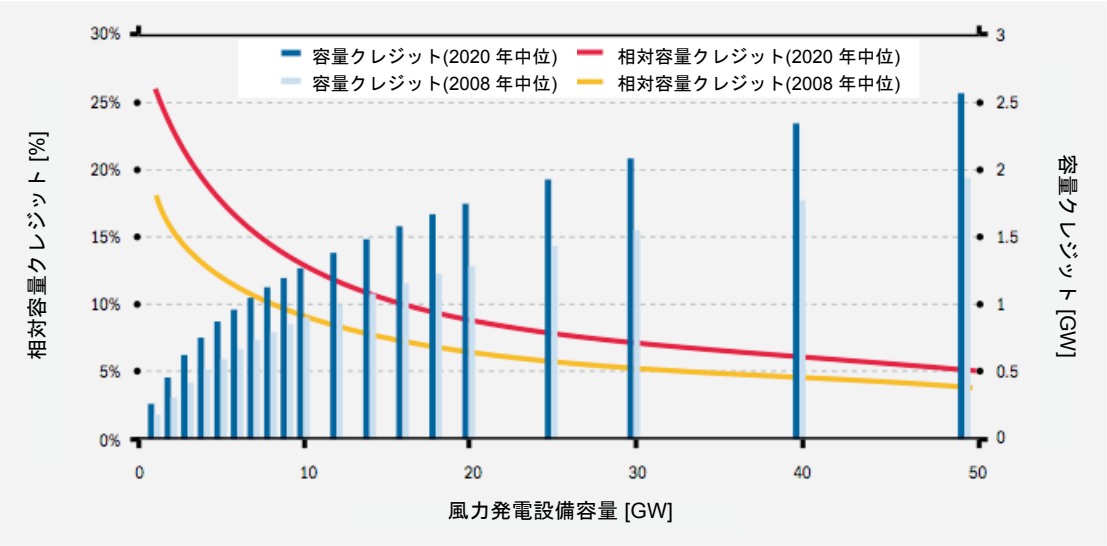


図 26　ドイツにおける設備容量の増加および

風車分布の変化に関する相対および絶対容量クレジット

6.3　欧州におけるピーク負荷時間の風力発電の出力

設備利用率については、UCTE ならびに北欧諸国およびグレートブリテン島を含む欧州全体を対象に、2020 年の中位風力発電シナリオを想定して調査が行われた。各国は主な UCTE 制御エリアに従ってグループ分けされ、さまざまなグループで電力系統が高負荷状態にある限定された期間の集合化した風力発電の平均設備利用率を考察すると、興味深い観察結果を得ることができる。

ピーク負荷が最も大きくなる 100 時間を見ると、設備利用率の計算から、風力発電の集合化した設備利用率は風速の低い年でも、UCTE1 エリアは 20%程度、UCTE2 エリアおよび UCTE4 エリアは 25 %程度、UCTE3 エリアは 13 %程度、UCTE5 エリアは 27 %程度、北欧諸国は 30 %程度になり得ることが明らかである。UCTE および欧州の全体の風力発電の平均設備利用率は、高負荷期間で 30%程度になり得る。

表 6 は、さまざまなエリアについて、高負荷期間に集合化した風力発電の平均設備利用率が平均年間設備利用率とどのように比較されるかを示している。UCTE および欧州の全体の風力発電の出力は、高負荷期間で長期平均より 20%以上大きい。

この解析から以下のようなことが結論づけられる（結果は、表 6 および図 27 に示す）。

- 高負荷期間の風力発電の平均出力は、EU 全体で風力発電を集合化した場合約 30%であり、年間の設備利用率より 1.2 倍大きい。
- 2020 年の結果は、EU の風力発電設備容量の 50%に相当し主要な市場（ドイツ、フランス）を含む UCTE2 エリアでより強い影響を受ける。
- 研究を行ったほとんど全てのケースにおいて、ピーク負荷期間の風力発電の出力は、平均年間出力より大きかった。
- 風力発電の導入率が低い時、高負荷時の風力発電の設備利用率は、風力発電の容量クレジットに対するおおよその指標として利用することができる。しかし、2020 年に予想される風力発電導入率（総需要電力量の 12%）では、設備利用率は確率的方法により評価することが望ましい。

表 6　集合化された風力発電の設備利用率、高負荷期間の平均および年間平均

エリア	国	ピーク負荷期間 100 時間の設備利用率	年間設備利用率
UCTE1	ポルトガル、スペイン	20～34%	25.5%
UCTE2	フランス、ルクセンブルク、ベルギー、オランダ、ドイツ、スイス、オーストリア	27～47%	23%
UCTE3	イタリア、スロベニア、クロアチア	13～17%	17%
UCTE4	ポーランド、チェコ共和国、スロバキア、ハンガリー	24～48%	23%
UCTE5	スロバキア、ルーマニア、ブルガリア、ギリシャ	17~39%	21.5%
北欧諸国	フィンランド、スウェーデン、ノルウェー、デンマーク	31～54%	30.5%
UCTE (1, 2, 3, 4, 5)		28～37%	23%
UCTE + 北欧諸国		29～39%	24%
UCTE + 北欧諸国+ グレートブリテン島		30～40%	24%

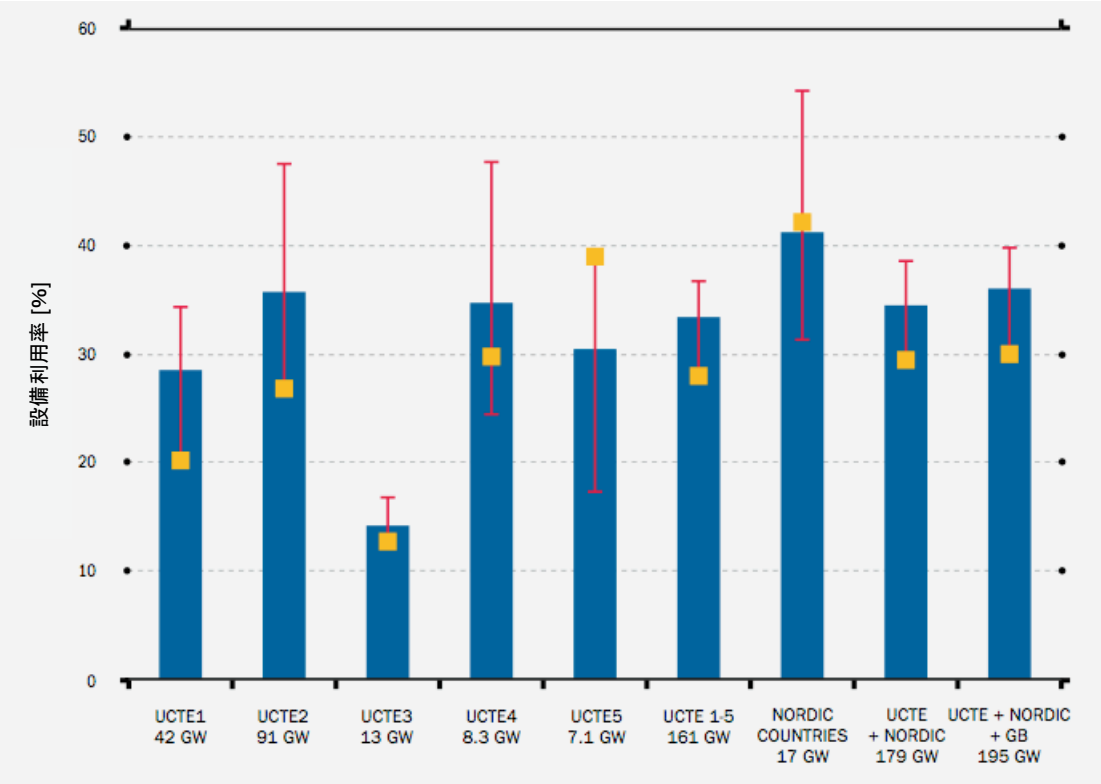


図 27　ピーク負荷期間 100 時間の平均設備利用率（2020 年中位シナリオ）

7 年間の結果の平均値が棒グラフで表され、分布範囲が垂直線で示されている。
2006 年の結果は同期風力発電および負荷データがあるため、単独で四角で示されている。

6.4　EU レベルにおける電力取引が容量クレジットに与える影響

TradeWind プロジェクトでは、EU 全体の容量クレジットおよびそれが電力取引の改善を通した地理的集合化によりどのように影響を受けるかが明らかにされている。したがって、再帰的確率コンボリューション法[32]に従い風力発電がある場合とない場合について、平均的な負荷状況を超える期間の電力系統の確実な容量が計算された。この方法により、ピーク負荷時における電力系統の各発電機の稼働率に関する確率レベルを

得ることができる。ピーク負荷期間の風力発電の「稼働率」は、電力消費量が大きい時間の風力発電の時系列解析から統計的に得ることができる。この方法では、負荷が最も大きくなる 2,624 時間（年間の 30%）を使用している。風力発電の容量クレジットは、電源供給セキュリティを 99%レベルに維持しながら風力発電がある場合とない場合の電力系統の安定した容量間の差として計算されている[原注 17]。

個々の国の風力発電の容量クレジットは、7 年の再解析風況年次（2000～2006 年）を用い、各国別の風力発電時系列データから計算されている。風力発電の容量クレジットは、2020 年の中位シナリオに対応している。

最終結果は、7 年間の容量クレジットの最低値であるとみなした。平均値を採用すれば判断を誤る可能性がある。その理由は、容量クレジットは電力系統のセキュリティと直接関連し、最悪の場合のシナリオのみが信頼できる結果になるからである。方法に関する詳細な説明は、TradeWind WP5 報告書[33]に記載されている。

国のグループの集合化に際しては、個々の国の風力発電の時系列データを合計し、国ごとの年間出力の合計に応じて加重値を与え、合計を一定の率で縮小し、個々の国ごとの風力発電の時系列データが平滑化されている。

2020 年の中位シナリオ（200 GW、風力発電導入率 12 %）についての結果から、多数の国で集合化した風力発電の出力は、容量クレジットが著しく増大することが明らかになっている。国の地理的分布が広いほど、結果として生じる容量クレジットは大きくなる（図 28）。

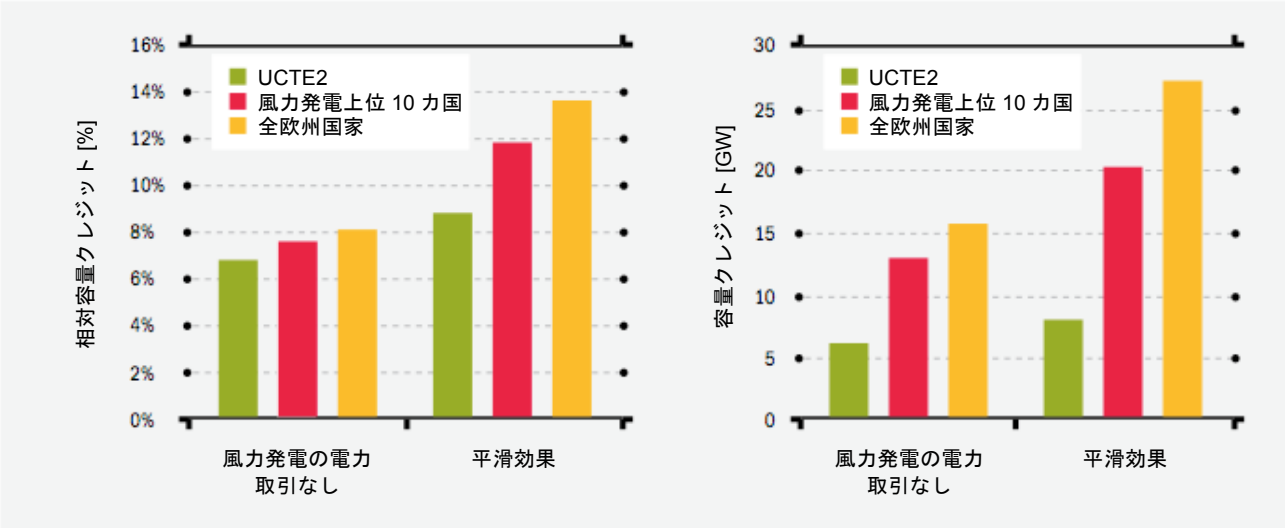


図 28　2020 年中位シナリオ（200 GW、12 %の風力発電導入率）における国際風力発電電力取引による欧州の容量クレジットの増加

例えば、シナリオによる 2020 年時点での風力発電の設備容量が最も大きな 10 カ国（ドイツ、スペイン、フランス、グレートブリテン島、イタリア、ポルトガル、オランダ、スウェーデン、ポーランド、デンマー

[原注 17] 99%レベルの電源供給セキュリティとは、対象の需給調整エリアにおいて、年間 100 回のうち 1 回はのピーク負荷が近隣エリアからの電力輸入によりまかなわれることを意味する。

ク）では、容量クレジットは 1.5 倍、すなわち 8%（集合化していない場合）から 12 %（集合化した場合）に増加している。UCTE2 エリアの国を見ると、この比率は若干低くなるが、容量クレジットは 7%（集合化していない場合）から 9 %（集合化した場合）に増加する。

風力発電の集合化効果は、風力発電を全欧州の国々の間で共有した場合に最も強く現れる。EU レベルで風力発電の取引を行わなければ全容量クレジットは 8%であり、これは 16 GW の安定電源に匹敵する。一方、欧州の風力発電の発電系統が 1 つになって国の個々の負荷プロファイルに応じて多数の国にまたがって分散している場合には、容量クレジットは 1.75 倍増加して 14%に達し、これは 27 GW の安定電源に匹敵する。系統アデカシーを維持するために欧州 2020 において必要と予想される追加の発電容量とこの数字を比較することは、妥当である。

6.5 まとめ

TradeWind プロジェクトでは、欧州の風力発電の時系列データを用い、地理的な集合化が風力発電の発電アデカシーに貢献する効果が計算された。

研究を行ったほとんど全てのケースで、ピーク負荷期間の間は平均よりも風力発電の出力が多いことが明らかになった。2020 年中位シナリオにおける TradeWind プロジェクトの研究対象となった国では、年間平均の風力発電設備利用率は 23～25 %であることが明らかになっている。この値は、ピーク負荷期間 100 時間の風力発電の出力を考慮すると 30～40 %まで増加し、この値は年間平均の風力発電設備利用率より 20%大きくなる。この値は、UCTE2（ドイツ、フランス）における風力発電の容量により大きく決定される。

確率論的な容量クレジットの計算により、設備利用率解析が確認された。負荷と風力発電出力には正の相関があり、このことは風力発電の容量クレジットにとって有利である。2020 年の中位シナリオの結果では、多くの国で集合化した風力発電の出力は、容量クレジットを著しく増大させることが示されている。また、集合化される国の地理的面積が広いほど、容量クレジットも増加する。欧州の各国間で風力発電の電力取引が行われなければ、欧州における風力発電の容量クレジットは 8%であり、16 GW に相当する。

欧州を 1 つの風力発電の発電系統として捕らえ、風力発電が各国の負荷プロファイルに応じて多数の国にまたがって分散している場合には、容量クレジットはほとんど 2 倍の 14%になる。この値は、電力系統内でほぼ 27 GW の安定した電源に相当する。

系統アデカシーに対する風力発電の貢献を最大限にするために、加盟国間で十分な容量の電力取引が必要である。TradeWind プロジェクトでは、EU レベルで容量クレジットを増やすために見込みの有りそうな条件について予備的な解析を実施している。国際連系線の容量の増強は、容量クレジットおよび電力系統のセキュリティにとって有利である。

上記の計算を考察すると、風力発電容量は高い信頼度で従来の発電容量を置き換えることができる大きな潜在能力があることは明らかである。したがって、風力発電の容量クレジットを計算するための一元化した方法を EU レベルで確立する必要がある。これは、系統アデカシーの予測に使用することができる。

第 7 章 高い風力発電導入率のための電力市場設計の評価

7.1 概要

7.1.1 目的

欧州の電力供給へ風力発電を効率的に連系するためには送電容量は極めて重要であるが、送電容量だけでは十分ではない。送電線に加えて、予測可能性に制限のあるさまざまに分散した発電機の発電を考慮に入れた送電線の効率的な割当てが可能なルールが必要である。欧州における電力市場の自由化に沿って、これらのルールは市場ベースであることが望ましい。この政策的な目標は、2020 年以降について予想される欧州のエネルギー経済的背景の範囲内で、電力供給のコストおよび CO_2 排出量を世界的規模で最小化することに対して、市場関係者を支援するための一連の市場ルールの確立である。

TradeWind プロジェクトでは、異なる市場設計および統合段階に対して高い比率の風力発電を有する欧州の電力市場の効率を示すために電力市場を評価することを目指している。

7.1.2 市場パラメータ

風力発電にとっての市場障壁は、その大部分が既存の市場の不完全性に原因がある。不完全性の顕著な例は、小規模で分散する風力発電事業者にとって市場アクセスの敷居が高いことや、国際容量割当ての際の隣接市場のスポット市場価格の情報が不足していることである。小規模事業者が直面している障壁は集合化によって克服できる可能性があり、代替市場の情報不足は非明示的割当て容量により国内市場を結合することによって解決する可能性がある。北欧諸国の NordPool 市場や、オランダ・ベルギー・フランスの間のトリラテラル（3 国間）市場結合がその市場結合の一例である。

風力発電にとっての市場障壁は、その発電技術方式に対して適用される不適切な市場ルールに起因することがしばしばある。現在の大部分の市場ルールは、中央給電指令による巨大な火力発電を持った国家の規制下にある電力系統のために発展してきた。したがって、風力発電の効率的な連系のために市場ルールで考慮する必要がある風力発電の変動性や限られた予測可能性、さらには極めて低い限界費用という特徴を持った電力を連系するためには、現在の市場ルールは理想的ではない。

7.1.3 評価方法

この取り組みは、欧州の電力市場における現在の状況や最近の動向についてのリストの作成から始められた。既存の非効率な点については、経験的市場データを分析することによって定量化される。最終的に市場

設計の判定基準に対する市場結果の感度は、シミュレーションによって評価された。市場結果は、一貫した市場指標によって定量化された。

7.2 欧州電力市場の現状と動向

7.2.1 自由化された国内市場

欧州電力市場の自由化の目的は、EU 内に競争的で、真に統合された電力市場を創設することである。自由化の初期段階の特徴としては、各国の電力市場に競争原理を導入して開放することにあった。

発送配電の所有権の分離の結果、純粋な電力会社は存在しなくなった。垂直統合された電力会社の公的義務、すなわち発送配電を制御することで電気を灯し続けることはもはや正当性が失われ、セルフディスパッチメカニズムに道を譲ることになる。このことは、送電系統は送電系統運用者 (TSO) によって監視される一方、発電所のディスパッチは市場関係者によって行われることを意味している。

電力系統のセキュリティを保証するために、セルフディスパッチには需給調整義務が伴う。送電系統の利用者はそれぞれ系統に対してニュートラルな状態を維持すること、すなわちポートフォリオ（運用計画）の範囲内で送電系統との間の入出力の均衡を保つことに責任を負う。したがって、系統利用者は系統運用者に対して、15 分間および 1 時間の時間枠で前日ベースで調整されたプログラムを提示する。インバランス（特定のポートフォリオに対する発電から負荷均衡の違反を差し引いたもの）が生じた際は、市場価格よりも不利なインバランス料金を支払うことにより系統運用者によって事後処理される。系統運用者はその管区内の需給バランスに責任を負い、したがって電力系統全体のセキュリティに貢献する。これを実現するための手段、すなわち供給予備力は、迅速な調整電力を供給できる市場参加者との契約により確保されている。

TradeWind プロジェクトでは、欧州の 25 カ国で電力市場ルールが調査された[35]。

- EU のほとんどの国では、現在電力市場は自由化されている。スロベニアとマルタの 2 ヶ国は、電力市場を自由化する意図はないように思われるが、スイス、ギリシャ、およびハンガリーは自由化の途上にある。
- 前日電力市場はほとんどの国で機能しているが、いくつかの国では流動性は低い。スポット市場における取引に関しては、北欧諸国およびスペインでのみ高い比率が見られる。スペインでは、前日市場の取引量は電力消費量の 90%に達している。北欧諸国の前日市場は、2006 年の取引量は全消費量の約 45%と記録されている。他の国での前日市場は、そのほとんどが 20%をかなり下回っている。
- 当日市場は多数の国で存在しているが、ほとんどのケースで、非常に流動性は低い。これらの市場は供給の直前にポートフォリオの最終微調整のために使われている。したがって、この市場での取引量の大部分は前日市場での取引量よりも非常に低くなり、一般的には電力需要の数%程度である。
- 需給調整市場の総合的機構は多くの国である程度共通している。にもかかわらず、より詳細なレベルでは大きな相違点が存在している。

- 風力発電の支援スキームは、加盟国間でさまざまに大きく異なる。固定価格買取制度 (FIT) が最も一般的であり、それ以外ではグリーン電力認証制度やプレミアム（電力料金上乗せ）制度がある。しかし、個々の加盟国において、固定価格買取制度やグリーン電力認証スキームなどの支援スキームがどのように用いられるかには大きな違いが存在する。
- 多くの国では風力発電は優先給電（ディスパッチ）となっている。デンマークやフィンランドなどわずかな国で、複数の発電事業者の責任を平均化させている。
- 多くの国では、予測した出力に満たない場合でも風力発電はペナルティを課されない。しかしまた一方で例外は存在する。
- 明示的競売は国際容量割当て（年ごと、月ごと、日ごと）の最も一般的な方法である。前日市場の結合は北欧諸国、オランダ・ベルギー・フランス間、あるいはイタリア国内で存在する。

デンマーク、フランス、ドイツ、オランダ、およびスペインの市場について詳細な考察が行われている。これら諸国のそれぞれの状況を以下にまとめる。

デンマーク

全体的に Nordpool 市場の構成は、デンマークでは良好である。このことは、デンマークの総電力供給が非常に高い比率で電力取引により売買されていることにより示されている。デンマークでは電力系統に占める風力発電の比率が非常に高く、これまで同国の電力系統は風力発電に良好に対処してきた。2007 年 1 月には、デンマーク西部では総消費電力量のうち 44%が風力発電によりまかなわれた。2 ユーロ/MWh の平均需給調整コストは、風力発電電力の全コストの約 5～7 %に対応し、したがって需給調整コストは、デンマークにおいて風力発電の展開に対する主要な障壁とは考えられない。

フランス

フランスの電力市場は、欧州の市場設計の典型例である。取引の大部分は相対で行われ、電力取引所において整理された前日取引により補完される。2007 年 5 月以来、1 時間ごとの当日市場になっている。フランスの風力発電は FIT により支援されている。風力発電は市場参加者による需給調整を行う必要はない。

ドイツ

ドイツの送電系統は 4 つの制御エリアで運用されている。系統運用者は、時系列の負荷、風力発電、風力発電予測、および国際連系線潮流データをインターネット上で公表しなければならない。ドイツの風力発電は、2007 年に総消費電力量の 6 %に達した。軽負荷の期間には、風力発電は一部の制御エリアで負荷を超過している。風力発電の変動性を安定化しなければならない系統運用者は電力を購入しなければならないため、風力発電の翌日予測はスポット市場価格に影響する。当日発生する予測からの逸脱は、需給調整メカニズムにより値段が決められる。風力発電は市場参加者による需給調整を行う必要はない。

オランダ

電力卸市場は、完全に自由化されている。長期取引から前日スポット市場取引まで、さまざまな電力市場が存在する。取引の大部分は相対で行われる。2006 年 9 月に当日市場が開設された。オランダ・ベルギー・フランス間で 3 国間市場が設立され、国際連系線容量の非明示的競売が可能になった。利害関係を持つ他の市場参加者には、容量はスポット市場で競売される（前日ベース）。風力発電は、ポートフォリオの需給調整に責任を持つ関係者が前日ベースで提示する必要がある。電力系統の風力発電の比率が高く、風力発電の余剰または不足がはるかに大きなプールで交換される可能性があるので、国際取引は極めて重要になる。大規模なエネルギー貯蔵が電力系統に追加される可能性もある。このエネルギー貯蔵の必要性と便益が、現在揚水貯蔵を持つ「エネルギーアイランド」プロジェクトにおいて研究されている。

スペイン

以前はスポット市場への参加が義務付けられていたが、前日および当日市場が相対契約により徐々に補完されている。その結果、価格が予測しやすくなり、以前に比べ透明性が増している。風力発電は、中期的時間帯の競売に参加することが難しいために、依然として前日市場および当日市場に参加しなければならない可能性がある。その結果、これらの市場は、風力発電および流れ込み式水力発電の集中のために極めて不安定で全体的に価格が下がる可能性がある。風力発電の需給調整のために必要な供給予備力は、広範囲にわたる予測の利用およびさまざまなエリアにわたるウィンドファームの空間的な広がりのために、予想より少なくなっている。

7.2.2 欧州の市場統合

2006 年以前は、Nordic 市場を除いては欧州の全ての電力市場は国内的なものであった。これらの市場の特徴はただ 1 つあるいは少数の独占的な発電事業者が存在することであり、従来の電力会社を前身とし、国内の発電の大部分のシェアを持つていた。海外に発電設備を持つ新しい市場への参入者は、変動する電力を国境を越えて輸送するにあたって困難に直面していた[39]。

さまざまな国の電力市場がひとつの市場に統合された完全な市場では、それぞれの国での市場価格は各国間の連系容量が裁定取引に不十分な場合以外は同じであると考えられた。連系線は、異なる市場での価格の発展をベースに用いられる可能性があった。

過去においては、連系容量の割当ては市場ベースでないことが多かったが、今日では欧州のメカニズムは主に競売を通じての市場ベースである。ほとんどの競売は明示的である。すなわち外国スポット市場においてエネルギーを提供するために、市場参加者は容量競売における国際融通容量と関連するスポット市場におけるエネルギーとを別々に購買しなければならい。

図 29 に示すのは､2006 年のドイツ＝デンマーク西部間の国際電力取引と両市場間の価格差の相関である。当時はまだ連系容量は明示的競売で割当てられていた。価格差が正で容量も正の場合、または価格差が負で容量も負の場合には、利用可能な容量は効率的に使用されている。効率的に使用されたものは合計で全競売容量の 49 %になる。全競売容量の 33 %は、容量が非効率的に使用された。すなわち、価格の高いエリアから

価格の低いエリアに電力が持ち込まれた。競売の 18 %は、容量が使用されなかったが、両市場間で価格差が大きい場合もあった[37]。

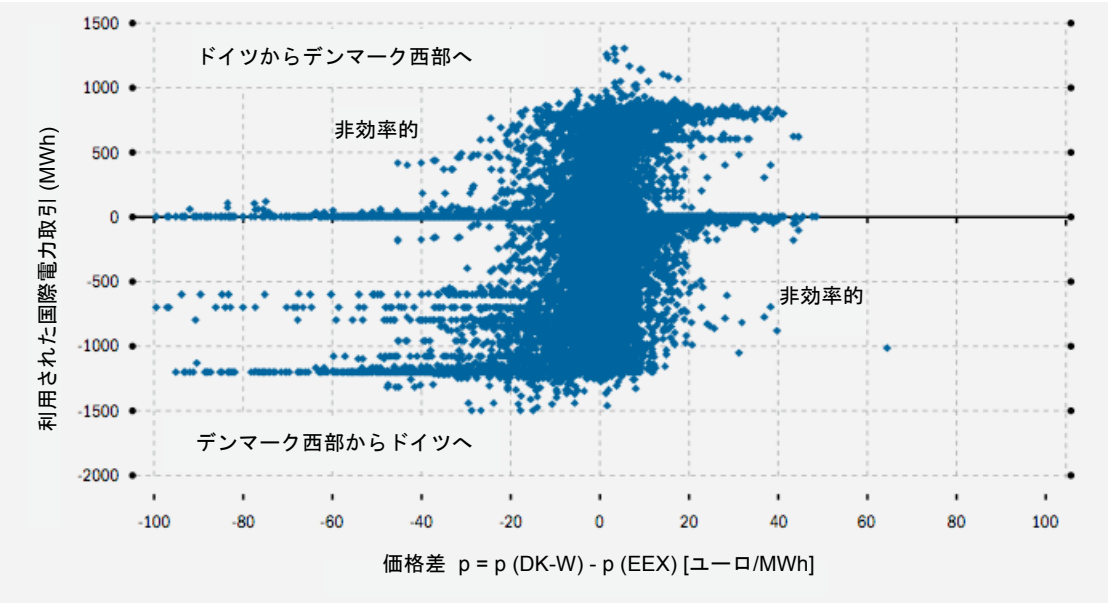


図 29　ドイツ・デンマーク間で利用された送電容量と
欧州エネルギー取引所(EEX)・Elspot（デンマーク西部）間の価格差

2006 年の市場データ。

ここ数年、欧州の電力市場の統合は、欧州電力・ガス規制当局グループ (ERGEG) のエネルギー市場に対する地域イニシアティブ（構想）のおかげで加速してきている。この地域イニシアティブは、それぞれがいくつかの国々から構成される 7 つの地域の電力市場の発展を促進させている。

真に競争的な電力市場のためには、市場地域の内部において一定量の送電容量が必要とされる。さらに、法規制面での枠組みによって、参加国同士の間の連系線が効率的に利用されなければならない。これは連系容量の非明示的割当てをもたらす市場結合と市場分割の取り組み、すなわちその地域での共通市場価格を確立するためにさまざまな国からの入札と応札が結びつけられることを通して可能となる。連系線が混雑する場合は両国での価格をこれ以上収束させることはできず、価格差は電力融通における連系線の価値を表すことになる。このような非明示的競売への取り組みにより、連系線容量を効率的に使うことが保証される[38]。

地域イニシアティブにより構想されている地域市場を表 7 に示す。これを見ると、規模の大きな国は複数の地域市場に参加していることがわかる。

したがってこれらの国々の市場参加者は、入札と応札の際、市場地域を自由に選ぶことが可能となる。実際、これによってさまざまな地域市場の価格が調整されると考えられる。

地域市場を指向した最も目立った歩みとしては、NordPool 市場およびフランス、ベルギー、およびオランダを結合するトリラテラル（3 国間）市場である。2007 年にドイツは NordPool の前日市場に参加した。さらにドイツとルクセンブルクは、2010 年に 3 国間前日市場と共に中西部地域電力市場に一体化する予定である

（いわゆるペンタラテラル（5 国間）市場結合）。地域統合の他の例としては、アイルランド全島市場やイベリア電力市場 (MIBEL) が挙げられる。

表 7　ERGEG が手がけている 7 つの地域の電力市場[39]

地域	国	主管規制国
中西部	ベルギー、フランス、ドイツ、ルクセンブルク、オランダ	ベルギー
北部	デンマーク、フィンランド、ドイツ、ノルウェー、ポーランド、スウェーデン	デンマーク
グレートブリテン島およびアイルランド島	フランス、グレートブリテン、アイルランド共和国、北アイルランド	グレートブリテン
中南部	オーストリア、フランス、ドイツ、ギリシャ、イタリア、スロベニア	イタリア
南西部	フランス、ポルトガル、スペイン	スペイン
中東部	オーストリア、チェコ共和国、ドイツ、ハンガリーポーランド、スロバキア、スロベニア	オーストリア
バルト諸国	エストニア、ラトビア、リトアニア	ラトビア

7.3　市場効率の評価方法

7.3.1 特性およびパラメータ

風力発電の効率的な市場統合を促進するための一連の市場ルールには、風力発電の特性を考慮する必要がある。すなわち、

- 風力発電は完全には予測できない。
- 風力発電予測の精度は、予測期間が短くなるにつれて、また予測を行うエリアの面積が大きくなるにつれて改善される。各予測に際して、予測誤差を補償するための予備力が必要であるが、それらをスケジューリングするために、信頼幅を設定することができる。
- 風力発電は、数時間から数日の範囲の特徴的な変動で変化する。1 時間以内の大きな変動はほとんど発生しない。風速は、短距離では相関するが、1,000km 以上の長距離では相関しない。
- 風のエネルギーは燃料を必要としないため限界費用は非常に低く、温室効果ガスを排出せずに電力を発生する。したがって、風力発電は風が吹いている限りは常に運転することが望ましい。一方、電力需要が低いときは、高速な負荷追従ができない大規模ベース電源と競合しなければならない。

これらの特性を考慮して、TradeWind プロジェクトでは、風力発電の市場統合に影響を与える主要なパラメータを以下のように想定している。

- ディスパッチ（給電）決定のリスケジューリングの（時間軸上での）柔軟性。
- 国際電力取引の（時間軸および空間軸上での）柔軟性。
- 連系容量の利用可能性（制約）。

最初の 2 つのパラメータは、市場設計パラメータである。ディスパッチ決定のリスケジューリングの高い柔軟性は、1 日のうちに需要および発電が予想しない大きな変更を頻繁に受けるときに必要になると考えられる。柔軟性は、コンバインドサイクル・ガスタービン (CCGT) 発電機や貯水池式水力発電機など、起動時

間の短い発電機により高めることができる。2 番目のパラメータについて言えば、国際電力取引の高い柔軟性は、市場統合にとって有益である。柔軟な国際電力取引のメカニズムにより、変動電源の比率が増加すると、国家レベルよりむしろ国際レベルでのディスパッチが最適化できる。7.2 節で説明したように、国際電力取引の効率は容量割当てのメカニズムにも強く依存している。割当て容量は明示的な競売ではなく、市場の結合メカニズムによる非明示的な方法で割当てられることが理想的である。しかし、使用可能な市場モデルでは完全な市場を想定しているので、明示的な競売の欠点を含めた市場シミュレーションは不可能である。

3 番目のパラメータである利用可能な連系容量は、純粋に技術上の問題である。このパラメータには、その国が連系されている度合いが反映されている。今日、一部の重要な国際連系容量は、可能な電力取引の限界まで使い切られている。将来、電力系統の増強および混雑処理の改善によって、国際電力取引に利用できる容量が大きくなる可能性がある。TradeWind プロジェクトでは、例えば公称容量モデルとしての欧州の制約のない理想的なケースや、欧州横断エネルギーネットワーク (TEN-E) 活動により提案されている全ての増強が実現したケースを想定している。このパラメータは、市場パラメータではなく、むしろ市場シミュレーション作業の境界条件または制約条件である。所与のエネルギー経済的背景において、リスケジューリングの柔軟性、国際電力取引の柔軟性、および利用できる連系容量により規定されるこれらの変数の範囲内で、多様なケースを明確に描くことができる（図 30）。さまざまな場合での感度解析によって、これら 3 つの次元の観点で、市場の便益が良好な市場の枠組みとどの程度かけ離れているかが明らかになる。エネルギー経済的背景は、電力需要、全体的な風力発電比率を含む電源構成、ならびに化石燃料価格および CO2 排出量割当てによって明確になる。

さまざまなケースについての計算から得られるものは、さまざまなケースの社会に対する価値を反映した発電の運用コストなどの社会経済的指標や、市場参加者の観点からの潜在的な価値を反映した技術経済的指標である。

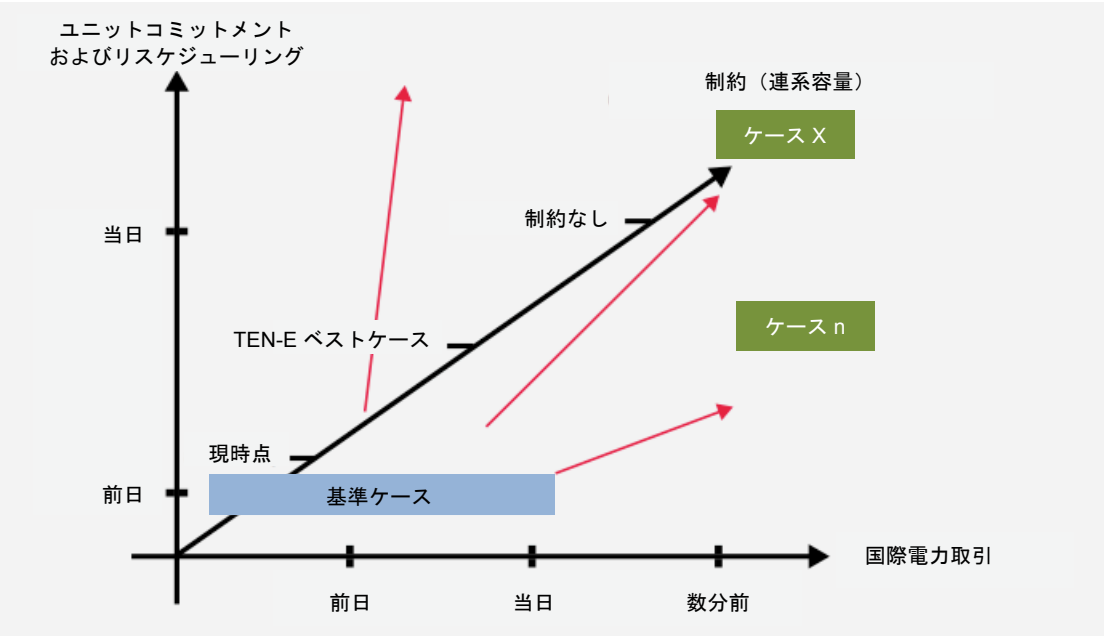


図 30　市場シミュレーションのケース（2 つの判定基準および連系容量制約の関数として）

7.3.2 研究対象ケース

WILMAR planning tool や PROSYM（3.6 節参照）用に開発された欧州電力市場モデルは、さまざまなケースに用いられている。

この目的は以下の通りである。

- さまざまな市場ルールの組み合わせ効果のシミュレーションを行うこと。
- これらのシミュレーション結果に基づいて、マクロ経済的および技術経済的な市場指標を計算すること。

ケースについては、利用可能なシミュレーションツール PROSYM および WILMAR の具体的機能を考慮して選択した。さまざまなケースを表 8 に示す。

表 8　シミュレーションケース

ケース	ユニットコミットメントおよび必要な予備力	国際電力取引	正味送電容量制約	エネルギー経済的背景
WILMAR AllDay2020	前日リスケジューリング	前日リスケジューリング	2020 年ベース	2020 年中位シナリオ
WILMAR ExDay2020	当日リスケジューリング	前日リスケジューリング	2020 年ベース	2020 年中位シナリオ
WILMAR AllInt2020	当日リスケジューリング	当日リスケジューリング	2020 年ベース	2020 年中位シナリオ
WILMAR AllIntExRes 2020	当日リスケジューリング	当日リスケジューリングおよび予備力取引	2020 年ベース	2020 年中位シナリオ
WILMAR AllDay2030	前日リスケジューリング	前日リスケジューリング	2030 年ベスト	2030 年中位シナリオ
WILMAR ExDay2030	当日リスケジューリング	前日リスケジューリング	2030 年ベスト	2030 年中位シナリオ
WILMAR AllInt2030	当日リスケジューリング	当日リスケジューリング	2030 年ベスト	2030 年中位シナリオ
WILMAR AllIntExRes 2030	当日リスケジューリング	当日リスケジューリングおよび予備力取引	2030 年ベスト	2030 年中位シナリオ
PROSYM d-1 base NTC	1 時間ごとのリスケジューリング	非明示的取引	2020 年ベース	2020 年中位シナリオ
PROSYM t-3 base NTC	1 時間ごとのリスケジューリング	非明示的取引	2020 年ベース	2020 年中位シナリオ
PROSYM d-1 base NTC	1 時間ごとのリスケジューリング	非明示的取引	2030 年ベース	2020 年中位シナリオ
PROSYM t-1 base NTC	1 時間ごとのリスケジューリング	非明示的取引	2020 年ベース	2020 年中位シナリオ
PROSYM Wind2008	1 時間ごとのリスケジューリング	非明示的取引	2020 年ベース	2020 年シナリオただし 2008 年風況
PROSYM 200% Fuel Prices	1 時間ごとのリスケジューリング	非明示的取引	2020 年ベース	2020 年中位シナリオただし石油および天然ガス価格は 2 倍
PROSYM Wind must run	1 時間ごとのリスケジューリング	非明示的取引	2020 年ベース	2020 年中位シナリオ風力発電はマストラン

2 つのモデリングツールでは、風力発電シナリオ、電力需要、燃料価格、CO_2 排出費用、および国際送電容量値は同一である。想定事項は発電ポートフォリオをモデル化する詳細度に依存してわずかに異なる可能性があるが、これは供給予備力の取扱いおよびリスケジューリングの可能性についても言えることである。PROSYM による計算では、詳細なデータセットにより欧州の 18 カ国を取り扱っている。スウェーデン、フィンランド、ルクセンブルク、アイルランド島、バルト諸国、ならびに欧州東部および南東部の国は取り扱

っていない。WILMAR による計算では、バルト諸国、マルタ、およびキプロスを除く 25 カ国を取り扱っている。両ツールによる結果は、一連の一貫した指標により定量化している。

図 31 では、シミュレーションを実施したさまざまなシナリオが、空間次元、時間次元、および技術的な制約の座標系に配置されている。WILMAR AllIntExRes2020 および PROSYM t-3 Base NTC の各シナリオは類似しており、今後 5 年から 10 年の間に生じる可能性が最も高いと考えられる。図には、PROSYM によりシミュレーションを行った風力発電設備容量の感度分析、燃料価格、風力発電の出力抑制の可能性は示されていない。

WILMAR を用いて計算を行ったさまざまなケースは、応答の遅い発電所のユニットコミットメントおよび電力取引の前日スケジューリングのみ行う柔軟性のない電力市場（図 31 の AllDay）から、ユニットコミットメントは当日リスケジューリングを行うが電力取引はまだ前日スケジューリングを行うもの (ExDay) 、ユニットコミットメントおよび電力取引の両者について当日リスケジューリングを行うもの (AllInt) 、そして最後に、当日リスケジューリングと供給予備力の国際取引の可能性を組み合わせたもの (AllIntExRes) にまで亘っている。その結果、シナリオ年次である 2020 年および 2030 年のそれぞれについて 4 つのケースの計算が行われた。

PROSYM による計算では、目標年次 2020 年について 4 つのケースを取り扱っている。それらは、国際連系の度合いの違いおよび前日から当日までの閉場時間の違いにより特徴づけられ、供給予備力の国際連系の可能性も含まれている。閉場時間は、風力発電予測誤差および関連する瞬動予備力に対する要求事項に関する想定事項に反映される。さらに、PROSYM により以下の 3 つのパラメータについて感度を分析した。すなわち、風力発電導入率、燃料価格、および風力発電の出力抑制対策についてである。

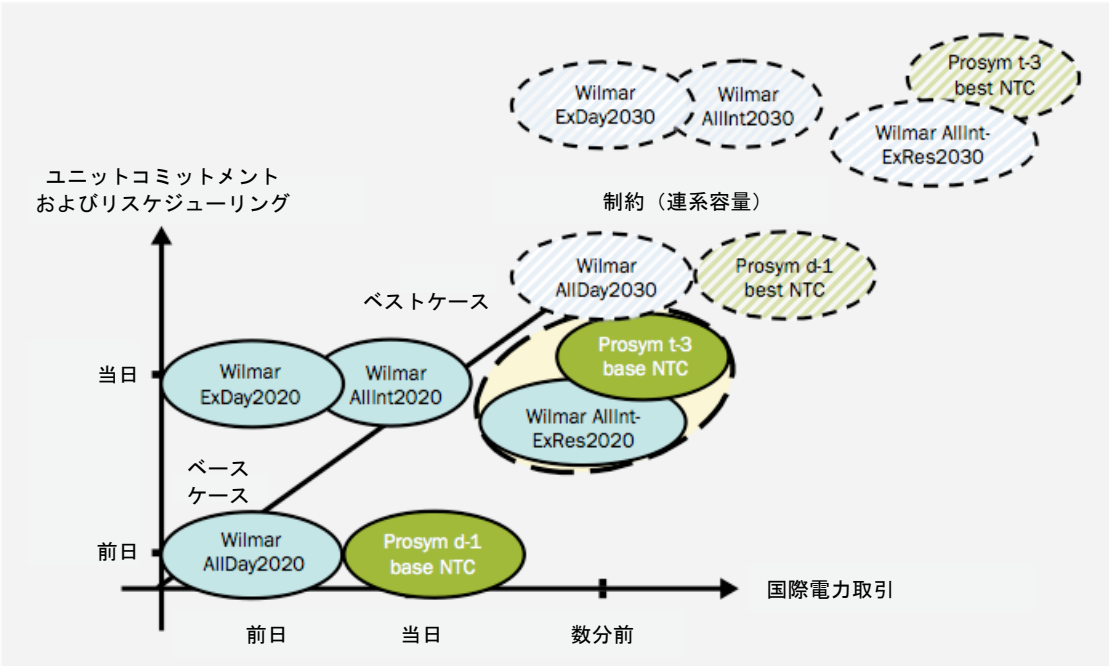


図 31　空間次元、リスケジューリング柔軟性、および
容量制約の観点での市場シミュレーションについてのシナリオ

7.4　市場効率の評価

7.4.1 エネルギー経済的背景

発電の運用コストは、起動燃料消費量などの燃料コスト、起動コスト、CO_2 排出量割当て消費コスト、ならびに運転およびメンテナンスコストの合計として計算される。供給されないエネルギーや供給予備力の不足はこれらのコストには含まれていないが、別途報告されている。

燃料価格や CO_2 排出量割当て価格、電力需要、および電力系統における風力発電の比率は、電力系統のコストに直接影響する。エネルギー経済的背景を基礎として、市場ルールの改善の強化により発電の運用コストがさらに削減される。WILMAR および PROSYM ツールを用いて実施した市場シミュレーションに基づくと、エネルギー経済的背景の効果は、主に以下のようになる。

- 燃料が無料である電源としての風力発電は、発電運用コストの削減に大きな貢献をする。2008 年と同じ風力発電導入率を想定すると、PROSYM によってモデル化した 18 カ国の 2020 年の発電コストは、1,192 億ユーロと考えられる。2008 年と 2020 年の間に設置される予定の新規 128 GW の風力発電によって、2020 年には年間 10 %、すなわち 108 億ユーロ発電コストが節約される。従来型電源に取って代わる風力発電のマクロ経済的なコスト節減は、42 ユーロ/MWh である。この推定値では、投資金額も付加される需給調整コストや付加される支援コストなどの風力発電連系に関係する特別な追加コストも考慮されていない。したがってこの節減額は、従来型電源に取って代わった場合の風力発電の許容される余剰コストであると解釈することができる。言いかえると、風力発電が割当て制度すなわち FIT を通して受け取る公的支援から、発電運用コストの継続的な削減を通して 42 ユーロ/MWh が社会に返還される。このコスト削減に加え、風力発電はさまざまな国において電力卸価格の削減にも大きく貢献する。風力発電による平均電力価格の実際の削減額は、国によって大きく変化する。2020 年に予想される風力発電設備容量を 2008 年時点の設備容量と比較すれば、風力発電による価格の減少の国による違いは 16 ユーロ/MWh 以下である。
- 2020 年と 2030 年の間に風力発電容量は 70 GW 増加するとモデル化したが、CO_2 排出量は 3.6%増加する。この CO_2 の増加は、主にモデル化を行ったケースの発電電源構成の構造および電力需要の増加による。特に EURPROG[7],[8]に従って適用した電力需要の増加は、2020 年以降の年について他の情報源に比較して相対的に高い。とりわけ EURPROG の考察では、長期にわたるエネルギー効率の改善はわずかにすぎない。この結果から、CO_2 排出量削減においてエネルギー効率や高い CO_2 価格の重要性が強調される。
- 欧州委員会の 2007 年のベースラインシナリオと比較して 2020 年の天然ガスや石油の価格が 2 倍になると、発電の運用コストは約 23%すなわち 250 億ユーロ高くなると考えられる。燃料価格が 2 倍になった場合、大部分の国において 2020 年の電力価格は 20～30 ユーロ/MWh 増加する。それに応じて、こうした場合には燃料が無料の発電のマクロ経済的な価値は一層高くなる。

7.4.2 連系容量

ベース正味送電容量 (NTC) ケースに比べベスト正味送電容量ケースでは、追加の国際容量はあまり考慮されておらず（表 9 参照）、対象とする国もわずかにすぎないので、大部分の国の輸出入バランスに大きな変化はない。フランスおよびドイツは電力の純輸出国のままであり、オランダおよびイタリアは電力の純輸入国のままであると予想さられる。現在は連系の程度が限られているものの第 5 章において系統連系容量の大幅な増加を評価した国では、電力取引の顕著な増加が観察される。イタリアおよびグレートブリテン島への輸入に関して、この差が特に著しい。

結論として、シミュレーション結果により、正味送電容量 (NTC) の増加とともに節減が行われることが明らかになった。フォローアップ研究で WP5 が提案したように、主要な送電系統増強の効果をさらに調査することが推奨される。

表 9　正味送電容量により表した 2030 年のベストケースについて想定される増強を伴う連系線

国		国名コード		ベース正味送電容量		追加の正味送電容量（ベース NTC = ベース NTC +追加 NTC）	
国 A	国 B	国 A	国 B	A→B[MW]	B→A [MW]	A→B [MW]	B→A [MW]
デンマーク西部	ノルウェー南部	DKW	NO	1,450	1,450	600	600
デンマーク西部	デンマーク東部	DKW	DKE	600	600	600	600
フランス	イタリア	FR	IT	2,650	995	1,000	1,000
フランス	グレートブリテン島	FR	GB	2,000	2,000	2,000	2,000
ドイツ	デンマーク東部	DE	DKE	550	550	550	550
オランダ	ノルウェー南部	NL	NO	700	700	700	700

7.4.3 ユニットコミットメントおよびリスケジューリング

国際電力市場における国際電力取引、ユニットコミットメント、およびスケジューリングの機構に関して、以下の結論を導くことができる。

- 全般的に言うと、できるだけリアルタイムに近づけてユニットコミットメントをリスケジューリングすることができれば、発電運用コストが節減でき、電力価格が安定する。当日リスケジューリングを可能にしなければ、特に小規模な国で価格が不安定で急上昇することが多くなる。
- 風力発電予測を実供給 3 時間前まで受け入れることにより供給予備力の需要を減らすことができ、2 億 6000 万ユーロ/年の電力系統コストの削減が可能になる。このコスト削減幅は完全な市場を想定しており、現在の市場状態では、はるかに大きくなる可能性がある。

CO_2 排出量に対するさまざまな市場設計の影響は、0.1～0.3%と極めて小さい。この理由は、所与の目標年に対するモデルは、同じ負荷に対応しなければならないからである。しかも、風力発電および水力発電から

の電力量は同じままであり、非常に高い設備利用率をもつバイオマス発電および原子力発電の設備容量も同様に同じままである。それらの発電は全て、各市場設計ケースにおいて同量の負荷に対処しなければならない。その理由は、CO_2 を発生しない全ての発電方式ほとんど最大限まで利用するからである。その結果、全体の CO_2 排出量は優先ディスパッチが石炭になるか天然ガスになるかということに主に左右される。

7.4.4 柔軟性のある国際電力取引

柔軟性のある市場の利点は、柔軟性のあるユニットコミットメントおよびリスケジューリングが国内市場だけでなく、国際電力取引にも適用できる場合に、はるかに優れたものになる。

- 国際電力取引の当日リスケジューリングを考慮すれば、前日国際電力取引に比べて約 1%、すなわちほぼ 10～20 億ユーロ/年の電力系統コストの節減になると考えられる。
- 供給予備力の国際取引は、電力系統コストに対する影響は明確であるが相対的に小さい。発送配電の所有権が分離された市場においては、プログラムからの逸脱は、第一に需給調整に対して責任を持つ関係者のポートフォリオから需給調整が行われ、その後でのみ供給予備力市場に要求が出される。

結論として、国際取引のための当日市場の確立は、欧州の市場効率にとって極めて重要である。効率的な連系線の割当てを確保するために、連系線は非明示的競売によって市場に直接割当てることが望ましい。

7.5 まとめ

一言で言えば､風力発電の比率が大きくなった 2020 年から 2030 年における発電コストに関する予想では、

- 燃料価格に対する感度が強くなる。
- 風力発電の出力に対する感度が顕著になる。

欧州における良好な市場設計のための要求事項は

- 系統コストの低減と価格安定のための発電事業者の当日リスケジューリングおよび国際取引
- 国際連系線容量割当てのための非明示的競売の広範囲の利用（すなわち、市場結合、市場分割など）
- 供給予備力の必要性を低減するための風力発電の当日予測の利用
- 価格の収束を可能にするための十分な系統連系容量の利用可能性

電力市場が充分よく設計されていれば、風力発電の出力抑制や負荷遮断はほとんど起こらない。電力取引の当日リスケジューリングやユニットコミットメントおよびディスパッチの当日リスケジューリングにより、予備力の必要性は低く抑えられるため、予備力の国際取引は良好な市場設計の最優先課題ではない。予備力取引の主な便益は、国境を越えて予備力を共有化することにより、柔軟性の高い発電所への投資を節約できる可能性があることである。

第 8 章 TradeWind プロジェクト研究成果のまとめ

TradeWind プロジェクトによる欧州の送電系統および電力市場における風力発電の将来の動向に関する研究は以下のように要約することができる。

風力発電シナリオ

国別および地域別の低、中、および高位の風力発電シナリオが、TradeWind プロジェクトの 2030 年までの目標年次についてまとめられている。風力発電の設備容量は著しく増大すると考えられる。洋上開発のスピードは、特に後半のシナリオ年次におけるオフショアグリッドの発展に依存すると考えられる。

容量シナリオデータを再解析風速データと組み合わせ、ハブ高さおよび地形別の風速時系列データが作成された。この時系列データは 6 時間刻みであるが、研究対象の欧州全エリアにわたる電力系統について 1 時間刻みの線形補間が行われている。必要に応じて補正係数を適用し、最も重要な風力発電の国および洋上地域を含む特定地域において、観測および予想される風力発電の長期設備利用率に関して合理的な一致を得ることができた。

TradeWind コンソーシアムは、このデータセットを欧州風力発電連系研究 (EWIS) プロジェクトと交換している。

欧州レベルにおける潮流シミュレーション

TradeWind プロジェクトでは、欧州の国際連系線潮流における風力発電容量の増加の影響についてシミュレーションが実施され、送電混雑の経済的評価を行うために、独自の方法論および一連の仮定が作成された。欧州で最も広い地域の送電網（UCTE エリア）のデータは、研究期間に間に合うように欧州の系統運用者 (TSO) から入手することができなかった。その結果、TradeWind コンソーシアムは、公開された情報をコンソーシアムメンバーの知識と組み合わせたデータに基づいて研究を行った。研究に用いた送電網モデルと系統運用者から受け取った実際の送電網の一致の程度を保証するために、シミュレーション結果について送電混雑の場所および重大性ならびに国際電力取引に関してクロスチェックが行われ、TradeWind プロジェクトの結果の適切な現実性の検証が実践された。

一般的に言って、研究に用いたモデルは風力発電の変動をよく表現しているが、利用可能な風速データの時間分解能が低いために、速い変動はやや過小評価されている。これにより、風力発電の変動性と電力の需給調整の必要性の間の相互作用を研究するために、モデルの有用性が限定されている。

最近になって UCTE から得られた詳細な系統表現を用いて行った計算により、全体的に結果が確証された。シミュレーションを詳細な系統表現を用いて将来の年次に対して行う場合には、TradeWind プロジェクトの

結果からの逸脱が次第に生じてくると考えられる。これは、送電網における発電機の位置の不確実性が増すためである。

シミュレーションにより作成されたデータセットから、コンソーシアムが実施したよりもさらに詳細な解析を行う可能性が提案されている。さらにコンソーシアムでは、現在では UCTE 用の良好で詳細な系統表現が利用できるようになっているものの、時間的な制約のために十分に利用できなかった。したがって、本報告書において報告した作業は、シミュレーションによって得ることができる可能性があった結論を十分に反映したものとはなっていない。

国際連系線潮流および送電混雑に与える風力発電の影響

電力取引および国際連系線混雑に対する風力発電の影響について、潮流ベースの市場モデルを用い、全 TradeWind プロジェクトシナリオに対して研究を行った。モデルでは、単一の市場として欧州の電力系統を表現し、国際連系線潮流は個々の連絡線容量および正味送電容量 (NTC) 値により制限される。TradeWind プロジェクト内で実施した解析では、送電線負荷および限界費用持続曲線（送電線または正味送電容量「感度」）によって評価した送電混雑の重大性も調査されている。

シミュレーションによって、多くのボトルネック状況は風力発電シナリオ（低、中、または高位）に関係なく発生するが、シミュレーション年次が異なると大きく変化することが明らかになっている。この結果は、負荷の増大および他の発電の動向について使用したさまざまな国のシナリオに大きく依存しており、影響は一様ではない。シミュレーションによれば、風力発電設備容量の増加は必ずしも特定の連系線の送電混雑の発生を増大させるわけではない。

シミュレーション年次 2008 年、2010 年、および 2015 年では、風力発電が送電線混雑状況に与える影響は全体的に小さい。以降のシミュレーション年次（2020 年および 2030 年）では、風力発電の連系の増加により、特に以下の連系線について、送電線混雑発生の著しい増加が引き起こされる可能性がある。

- フランス＝スペイン
- フランス＝スイス
- フランス＝ベルギー
- フランス＝グレートブリテン島
- グレートブリテン島＝アイルランド島
- オーストリア＝ドイツ
- ドイツ＝スウェーデン
- スウェーデンフィンランド
- スウェーデン＝ポーランド
- ギリシャ＝ブルガリア

風力発電の予測誤差は、1 時間ごとの国際連系線潮流に影響を与える。シミュレーション結果によれば、大部分の時間、実際の潮流と予測された潮流の間の差異は、送電線容量の約 20 %以内になることが示される。国際連系線接続によっては明らかに、この差異によって送電線混雑の重大性が増加する可能性がある。2015

年についてのシミュレーションでは、国際連系線潮流の不確実性に対する風力発電設備シナリオの影響は限定的であることが示されている。それでもなお結果が指し示すことから、風力発電の予測誤差の影響を大規模系統連系の研究で取り上げることが望ましい。

特に暴風などの気象前線の影響は、国際連系線における風力発電の出力の影響に関して、予想したほど顕著ではなく、あまり単純でもないことが明らかになった。TradeWind プロジェクトではこれに関して、以下の複数の理由が確認されている。

- 低気圧の移動および影響は、大部分の国および負荷状況において日々の負荷変動と区別することが容易ではない。
- 風力発電の容量およびその絶対的な出力の変動は、2015 年中位シナリオを使用すると、国内の負荷およびその変動に比べてたいてい相対的に小さい。研究した稀な気象事象の間に発生する可能性がある域内送電混雑は、解析では考慮しなかった。
- 風力発電は国内の他の発電に部分的に取って代わる。また、ほんの一部が電力取引において取って代わる。
- 国際連系線は、風力発電がない場合でも混雑する場合がある。

風力発電が増加した場合の欧州の送電インフラ増強の評価

TradeWind プロジェクトでは、増加しつつある風力発電に伴う送電網の増強について、さまざまなシナリオの効果について調査が行われた。これは、潮流のシミュレーションおよび風力発電がある場合およびない場合の送電混雑の変化の費用便益効果を計算することによって行われた。送電網の増強は、モデルにおいて 3 段階のステージで実施された。第 1 ステージの増強は既存の計画および研究に対応している。第 1 ステージの強化を想定したシミュレーションの結果を考察することにより、TradeWind プロジェクトではさらに風力発電を増加させるために貢献する進歩的な 2 つの強化ステージが確認された。こうして TradeWind プロジェクトの解析は、以前の研究または進行中の研究よりもさらに進んだものとなった。

評価方法は正しく機能することが明らかになり、さらに研究を行うことが推奨された。2015 年および 2020 年のシナリオについて、系統運用コスト（ボトルネックコスト）の削減額は、第 1 ステージの送電系統増強の予想されるコストに比較して相対的に小さいことが明らかになった。計画段階にある送電系統増強は十分な妥当性があるということが解析から結論づけられるが、既知の計画（第 1 ステージ）を超える送電系統増強の必要性は、国際連系の汎欧州的問題というよりむしろいくつかの国の狭いエリアの問題であるように見ることができる。しかし、2020 年および 2030 年については、送電系統増強の便益は大幅に大きくなり、提案された 42 のプロジェクトのそれぞれに対して、送電インフラに平均 5 億ユーロ程度の巨額の投資の妥当性が明らかになった。

洋上送電系統の構成について、北海およびバルト海の洋上風力発電開発の地理的な配置に基づいて、TradeWind 潮流シミュレーションツールを用いて設計および調査が行われた。陸上の送電ノードへ放射状接続する「ベースケース」系統が、北海およびバルト海の周辺諸国を連結する相互に連系された（メッシュ状）HVDC オフショアグリッドと比較された。予備的な解析により示されることは、メッシュ状電力系統は放射

状接続方式に比べ費用便益比率が優れるだけでなく、経済的観点からも投資を行うことが妥当であるということである。必要な陸上の強化は、さらに解析を行なって検討することが推奨された。これは、利用可能な送電網のデータに制約があったために、TradeWind プロジェクトでは実施できなかった。TradeWind プロジェクトでは、内陸の主要な大規模需要地への直接延伸する連系線と接続するメッシュ状洋上送電構成構想が提案された。TradeWind プロジェクトでは、そのような送電網構成には技術的・商業的便益が多いため、この構想に基づいたさらに詳細な研究を実施することが推奨される。

容量クレジットおよび欧州の集合化した風力発電の発電アデカシーに対する寄与

TradeWind プロジェクトでは、欧州の風力発電の時系列データを用い、地理的な集合化が風力発電の発電アデカシーへの寄与に与える効果が計算された。

ほとんど全てのケースにおいて、ピーク負荷時間の間は平均よりも風力発電が多いことが明らかになった。TradeWind プロジェクトの研究対象の国々では、2020 年中位シナリオでは、ピーク負荷が最も大きくなる 100 時間は、平均の風力発電設備利用率は 30～40 %であることが示されている。この値は、UCTE2（ドイツ、フランス）における風力発電の容量により大きく決定される。

電力需要と風力発電出力のこの相関関係、およびその容量クレジットに与える明確な効果と共に、確率論的な容量クレジットの計算により、広いエリアから風力発電を集合化することが容量クレジットに与える効果の調査が行われた。2020 年の中位シナリオについての結果では、多数の国の集合化した風力発電の出力は、容量クレジットが著しく増大することが明らかになった。また、集合化される国の地理的面積が広いほど、容量クレジットも増加する。欧州の国家間で風力発電の電力取引が行われなければ、欧州における風力発電の容量クレジットは 8%であり、16 GW に相当する。欧州を 1 つの風力発電の発電系統として捕らえ、風力発電が各国の負荷プロファイルに応じて多数の国にまたがって分散している場合には、容量クレジットはほとんど 2 倍の 14%になる。この値は、ほぼ 27 GW の電力系統の安定した電源に相当する。

系統アデカシーに対する風力発電の貢献を最大限にするために、加盟国間で十分な容量の電力取引が必要である。このことは、例えばある国において大量の風力発電の出力があり電力に余剰がありながら、一方隣国において負荷需要が高くなり、電力の輸入が必要になったような場合に有利であると考えられる。TradeWind プロジェクトでは、EU レベルで容量クレジットを増やせそうな条件および見込みのある増加量について予備的な解析が実施されている。国際連系線の容量の強化は、容量クレジットおよび電力系統のセキュリティにとって有利であると考えられる。

上記の計算を考察すると、風力発電容量には高い信頼度で従来の発電容量に置き換わることができる大きな潜在能力があることは明らかである。したがって、風力発電の容量クレジットを計算するための一元化した方法を確立し、EU レベルで系統アデカシーの予測に使用する必要がある。

欧州電力市場における風力発電

TradeWind プロジェクトでは、さまざま市場設計および市場統合段階について市場の効率を見極めることにより、電力市場が風力発電の系統連系に適しているかどうかを評価した。欧州電力市場における現状なら

びに自由化および統合に向けた最近の対策に基づいて、既存の非効率な点について、経験的市場データを分析することによって定量化が行われた。市場設計の判定基準に対する市場の感度は、市場分析ツールWILMARおよびPROSYMを用いて行ったシミュレーションにより評価された。

風力発電に固有の特性に関しては、TradeWind プロジェクトの解析では、風力発電の市場統合に影響する主なパラメータとしてリスケジューリングの柔軟性（時間次元）および国際電力取引の柔軟性（空間次元）が採用された。利用可能な連系容量は境界条件または制約と見なすことが望ましい。

電力需要、風力発電比率全体を含む電源構成、ならびに化石燃料および CO_2 排出量割当て価格によって規定されるエネルギー経済的背景においては、TradeWindプロジェクトではWILMARおよびPROSYMツールを用いてシミュレーションを行うべき異なる柔軟性および市場統合段階を代表する、選択した数のケースが特定された。

これらのケースについてのシミュレーションから明らかになったことは、風力発電の比率が大きくなった2020 年から 2030 年における発電コストは、燃料価格に対する感度が強く、風力発電の出力に対する感度が顕著になると考えられることである。例えば、欧州委員会の最近のベースラインシナリオと比較して、2020年の燃料価格が 2 倍になると、発電のコストは 23%高くなると考えられる。逆に、2008 年と 2020 年の間に設置される予定の新規ウィンドファームによって、発電コストは 10 %減少する。この減少額は、支援スキームを経由した公共投資の返還と解釈することができる。

欧州における良好な市場設計のための要求事項は、

- 系統コストの低減と価格安定のための発電事業者の当日リスケジューリングおよび国際電力取引の機能
- 国際連系線容量割当てのための非明示的競売の広範囲の利用（すなわち、市場結合、市場分割など）
- 供給予備力の必要性を低減するための風力発電の当日予測の利用
- 価格の収束を可能にするための十分な系統連系容量

前日リスケジューリングから当日リスケジューリングに変更することにより、完全な市場を想定した場合、電力系統コストは 0.2～1 %減少すると考えられる。実際にはコストの減少額はさらに増えると考えられる。2008 年と 2020 年の間に設置される予定の 128 GW の風力発電によって、2008 年以降風力発電容量が新設されない場合と比較して、2020 年には電力系統コストは年間 10 %減少する。節減額は、化石燃料の価格の上昇に比例して大きくなると考えられる。

指定どおりに電力市場が充分よく設計されていれば、風力発電の出力抑制や負荷遮断はほとんど起こらない。予備力の国際取引は、優れた市場設計にとって最優先課題にはならない。

結びの言葉

TradeWind の専門技術、取り組み方法、データ、およびモデルが、大量の風力発電連系の観点で欧州の送電系統および市場システムの初めての解析に用いられた。時間的制約のために、生成されたシミュレーショ

ン出力全ての最適な利用および解析ができたわけではない。したがって、TradeWind プロジェクトにより作成されたデータセットに基づいて、同様な研究が行われことが推奨される。

今後は欧州全体の安定した数年の期間の風速データセットを獲得する代替手段および時間分解能を検討することが望ましい。そのようなデータは TradeWind プロジェクトで使用した再解析データの 6 時間間隔よりも短い分解能時間を持つことが期待される。そのようなデータは、発電アデカシー、需給調整コストなどを研究するために有用であると考えられる。TradeWind プロジェクトでは、1 時間未満の分解能時間を使用する妥当性はないと考えられている。実のところ 2 時間か 3 時間の分解能を 1 時間ごとのデータに線形補間を行えば、1 時間の分解能時間から得られる結果に極めて近いと考えられる。

参考文献

第１章　はじめに

1. Commission of the European Communities, 2007. Energy Package – Energy for a Changing World. http://ec.europa.eu/energy/index_en.htm
2. H. Holttinen, P. Meibom, C. Ensslin, L Hofmann and others, 2007. State of the art of Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. Summary of IEA Wind collaboration. IEA Wind Task XXV. EWEC 2007 conference, 7-10 May 2007, Milan, Italy. www.ieawind.org/AnnexXXV.html
3. European Wind Energy Association (EWEA), 2008. Pure Power: Wind Energy Scenarios up to 2020. www.ewea.org

第２章　風力発電シナリオ

4. ANEMOS Project: Development of a next generation wind resource forecasting system for the large-scale integration of onshore and offshore wind farms (ENK5-CT-2002-00665). http://anemos.cma.fr

第３章　シミュレーションの入力データ、取り組み方法およびモデル

5. M. Korpås, L. Warland, j. O. G. Tande, K. Uhlen, K. Purchala, S. Wagemans, 2007. TradeWind Project WP3.2 – Grid Modelling and Power System Data. Sintef Report. www.trade-wind.eu
6. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), 2007. UCTE System Adequacy Forecast 2007 – 2020. www.ucte.org
7. EURELECTRIC, 2008. Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-2000, 2004, 2005, 2010-2030). EURPROG 2007. www.eurelectric.org
8. EURELECTRIC, 2006. Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2030). EURPROG 2006. www.eurelectric.org
9. European Wind Energy Association (EWEA), 2008. Pure Power: Wind Energy Scenarios up to 2020. www.ewea.org
10. M. Korpås, L. Warland, j. O. G. Tande, K. Uhlen, K. Purchala, S. Wagemans, 2007. TradeWind Project WP3.2 – Grid Modelling and Power System Data. Sintef Report. www.trade-wind.eu
11. M. Korpås, L. Warland, 2008. TradeWind Project WP3.2 - Grid Modelling and Power System Data, Appendix: Model updates. Sintef Report. www.trade-wind.eu
12. Q. Zhou, j. W. Bialek, 2005. Approximate Model of European Interconnected System as a Benchmark System to Study Effects of Cross Border Trades. IEEE Transactions on Power Systems, 20(2), p. 782- 788.
13. B. Lemström, S. Uski-joutsenvuo, H. Holttinen, N.A. Cutululis, P. Sørensen, L. Warland, M. Korpås, P. Kreutzkamp, 2008. TradeWind Project WP5 - Effects of increasing wind power penetration on the power flows in European grids. VTT Report. www.trade-wind.eu
14. Shiva Beharrysingh. Simulations of cross-border power flows in the European transmission network with the large scale integration of wind energy using a detailed UCTE network model. M.Sc. Thesis, 30 january 2009, www.trade-wind.eu
15. A. Woyte, 2007. TradeWind Project WP7.1 - List of Significant Interconnectors for Wind Power Exchange between Countries. 3E report. www.trade-wind.eu
16. R. Barth, H. Brand, P. Meibom, C. Weber, 2006. A stochastic unit commitment model for the evaluation of the impacts of the integration of large amounts of wind power. Proceedings of the 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems.
17. P. Meibom, R. Barth, H. Brand, D. j. Swider, H. Ravn, C. Weber, 2008. All Island Grid Study - Workstream 2B, Wind Variability Management Studies. Final Report. www.dcenr.gov.ie

18. WILMAR Project: Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets (ENK5-CT-2002-00663). www.WILMAR.risoe.dk
19. KEMA Consulting, 2005. Analysis of the network capacities and possible congestion of the electricity transmission networks within the accession countries. Commissioned by the European Commission, Directorate-General Energy and Transport.

第５章　増加する風力発電導入に伴う国際連系線増強

20. European Wind Energy Association (EWEA), 2005. Large Scale Integration of Wind Energy in the European
21. Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations. www.ewea.org **21.** European Wind Integration Study (EWIS), 2008. EWIS Interim report. www.wind-integration.eu
22. A. Woyte, 2007. TradeWind Project WP7.1 - List of Significant Interconnectors for Wind Power Exchange between Countries. 3E report. www.trade-wind.eu
23. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), 2008. UCTE Transmission Development Plan. www.ucte.org
24. Organisation for the Nordic Transmission System Operators (Nordel), 2008. Nordic Grid Master Plan 2008. www.nordel.org
25. H. Holttinen, P. Meibom, C. Ensslin, L Hofmann and others, 2007. State of the art of Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. Summary of IEA Wind collaboration. IEA Wind Task XXV. Presented at EWEC 2007 conference, 7-10 May 2007, Milan, Italy. www.ieawind.org/AnnexXXV.html
26. A. Woyte, j. De Decker, V. V. Thong, 2008. A North Sea Electricity Grid [R]evolution: Electricity Output of Interconnected Offshore Wind Power, a Vision of Offshore Wind Power Integration. Greenpeace - 3E. www.greenpeace.org
27. G. W. Adamowitsch, 2008. European Coordinator's First Annual Report: "Connection to offshore wind power in Northern Europe (North Sea – Baltic Sea)".
28. L. Warland, M. Korpås, j.O.Tande, K. Uhle, j. de Boer, F. Groema, P. Sørensen. 2008. TradeWind Project WP6 - Assessment of increasing capacity on selected transmission corridors. Sintef Report. www.trade-wind.eu
29. P. Sørensen, I. Norheim, P. Meibom, K. Uhlen, 2008. Simulations of Wind Power Integration with Complementary Power System Planning Tools. Electric Power Systems Research (2008) 78 , 1069-1079
30. R. Teodorescu, (2008) Overview of FACTS. In Ecogrid.dk Phase 1 WP4 report: New measures for integration of large scale renewable energy. Edited by P. Sørensen, M. Togeby and T. Ackermann.

第６章　電力取引の改善による風力発電容量の安定化

31. H. Holttinen, P. Meibom, C. Ensslin, L Hofmann and others, 2007. State of the art of Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. Summary of IEA Wind collaboration. IEA Wind Task XXV. Presented at EWEC 2007 conference, 7-10 May 2007, Milan, Italy. www.ieawind.org/AnnexXXV.html
32. Dena Grid Study, 2005. Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations.
33. B. Lemström, S. Uski-joutsenvuo, H. Holttinen, N.A. Cutululis, P. Sørensen, L. Warland, M. Korpås, P. Kreutzkamp, 2008. TradeWind Project WP5 - Effects of increasing wind power penetration on the power flows in European grids. VTT Report. www.trade-wind.eu
34. F. Van Hulle, P. Kreutzkamp, S. Uski-joutsenvuo, 2008. Enhancing Cross-border Exchange to Facilitate Wind Power Integration and European Scale. Presented at DEWEK 2008. www.trade-wind.eu

第７章　高い風力発電導入率のための電力市場設計の評価

35. P.E. Morthorst, S. Wagemans, K. Purchala, A. Woyte, A. Ceña, H. Cleijne, C. Kleinschmidt, N. Moldovan, 2007. TradeWind Project WP 4 - Summary report on market rules. Risø- DTU report. www.trade-wind.eu
36. W.W. de Boer, F.j. Verheij, D. Zwemmer, R. Das, 2007. The Energy Island - An inverse pump accumulation station. KEMA report. www.kema.com
37. A. Woyte, C. Srikandam, 2007. TradeWind Project WP7.2 - Analysis of the Market and Regulatory Situation with Current Rules. 3E report. www.trade-wind.eu
38. A. Woyte, 2007. TradeWind Project WP7.1 - List of Significant Interconnectors for Wind Power Exchange between Countries. 3E report. www.trade-wind.eu
39. European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG), 2006. The Creation of Regional Electricity Markets - An ERGEG Conclusions Paper. Ref: E05-ERF-03-06a. www.energy-regulators.eu

付録

表 A-1　各国の風力発電シナリオ (MW)

		2005 年 実測	2008 年 低位	2008 年 中位	2008 年 高位	2010 年 低位	2010 年 中位	2010 年 高位
AT	オーストリア	819	990	**1,015**	1,045	1,100	**1,160**	1,250
BE	ベルギー	167	357	**571**	834	469	**750**	1,119
BU	ブルガリア	10	30	**40**	55	90	**183**	245
HR	クロアチア	6	150	**230**	360	250	**440**	600
CZ	チェコ共和国	29	120	**220**	350	180	**580**	1,100
DK	デンマーク	3,130	3,129	**3,129**	3,286	3,329	**3,629**	4,229
FI	フィンランド	82	150	**200**	250	250	**350**	500
FR	フランス	702	2,100	**2700**	5100	3098	**4,840**	9,680
DE	ドイツ	18,428	24,622	**22,900**	24,063	22,665	**25,291**	28,466
GB	グレートブリテン島	1,460	2,822	**4,086**	6,400	5,550	**7,512**	8,900
GR	ギリシャ	573	845	**1,098**	1,350	958	**1,479**	2,000
HU	ハンガリー	17	105	**250**	325	250	**325**	330
IE	アイルランド島	583	1,246	**1,326**	1,525	1,478	**1,955**	2,858
IT	イタリア	1,381	2,075	**4,233**	5,810	2,490	**5,893**	8,300
LU	ルクセンブルク	35	45	**54**	53	54	**66**	66
NL	オランダ	1,224	2,058	**2,228**	2,328	2,528	**2,950**	3,400
NO	ノルウェー	274	454	**544**	595	508	**1,057**	1,458
PL	ポーランド	80	450	**550**	650	100	**1,200**	1,500
PT	ポルトガル	1,014	2,699	**2,841**	2,983	3,894	**4,099**	4,304
RO	ルーマニア	1	50	**80**	120	160	**345**	460
SC	セルビア	0	0	**2**	5	5	**10**	30
SK	スロバキア	5	20	**55**	90	100	**175**	410
SI	スロベニア	0	0	**20**	40	0	**85**	130
ES	スペイン	11,482	13,929	**15,477**	17,025	17,528	**19,475**	21,423
SE	スウェーデン	493	750	**1,050**	1,350	1,100	**1,600**	2,150
CH	スイス	12	15	**18**	20	15	**40**	10
合計		42,011	56,212	**64,917**	76,012	69,047	**85,449**	105,007

	2015 年 低位	2015 年 中位	2015 年 高位	2020 年 低位	2020 年 中位	2010 年 高位	2030 年 低位	2030 年 中位	2030 年 高位
AT	1,400	**300**	3,400	1,700	**3,500**	1,900	2,300	**4,300**	7,900
BE	986	**1,286**	1,952	1,218	**2,289**	3,034	2,262	**4,983**	6,086
BU	300	**540**	650	680	**875**	1,150	1,495	**2,160**	3,450
HR	370	**580**	1,150	400	**1,400**	2,800	1,200	**3,000**	5,600
CZ	220	**900**	1,800	230	**1,200**	2,500	250	**1,500**	4,000
DK	3,886	**4,318**	4,750	4,778	**5,309**	5,840	6,562	**7,291**	8,020
FI	500	**900**	1,600	1,000	**1,700**	3,000	2,000	**3,200**	6,000
FR	12,313	**16,745**	23,000	23,000	**30,000**	37,000	38,000	**45,000**	49,950
DE	27,383	**36,004**	42,612	34,170	**48,202**	56,640	44,857	**54,244**	63,587
GB	6,864	**10,813**	16,979	9,995	**16,278**	26,087	11,059	**18,136**	29,183
GR	1,988	**2,744**	3,500	2,280	**3,640**	5,000	3,126	**5,628**	8,130
HU	300	**450**	500	330	**850**	900	330	**900**	1,600
IE	1,747	**3,257**	4,444	2,993	**4,537**	5,344	3,295	**4,998**	5,891
IT	3,403	**9,130**	12,865	4,150	**11,620**	15,770	6,640	**15,355**	19,090
LU	78	**96**	98	102	**126**	132	117	**184**	206
NL	4,100	**5,250**	6,700	5,100	**6,950**	10,100	5,150	**7,050**	10,200
NO	940	**2,350**	4,070	1,380	**3,660**	6,660	1,990	**5,980**	11,970
PL	3,000	**3,500**	4,000	5,000	**6,000**	7,000	10,000	**12,000**	14,000
PT	5,365	**5,647**	5,930	6,850	**7,211**	7,572	8,516	**8,964**	9,412
RO	600	**1,100**	1,350	1,600	**2,500**	3,100	2,300	**3,300**	4,000
SC	20	**40**	80	,40	**80**	150	100	**200**	,500
SK	160	**245**	545	177	**280**	545	205	**303**	545
SI	102	**220**	340	205	**430**	560	310	**540**	560
ES	23,028	**26,476**	29,029	30,924	**34,477**	39,425	40,031	**48,479**	53,427
SE	2,150	**3,600**	5,600	4,000	**6,500**	10,000	6,500	**10,000**	17,000
CH	50	**150**	300	100	**300**	600	300	**600**	1100
合計	101,282	**139,342**	179,139	140,807	**133,315**	255,808	198,895	**268,295**	341,707

表 A-2　潮流および市場モデリングに対する年間電力消費量 (TWh)

Eurprog 2006 [8]に基づく。

	2005 年	2008 年	2010 年	2015 年	2020 年	2030 年
ドイツ	556	556	572	573	575	572
オランダ	115	122	129	143	157	191
ベルギー	88	93	97	13	109	109
ルクセンブルク	6	150	230	360	250	440
フランス	482	493	508	530	552	618
スイス	63	64	65	72	80	98
イタリア	330	352	366	408	450	550
オーストリア	63	65	63	66	70	83
スペイン	253	288	317	353	390	463
ノルウェー	122	128	133	138	143	153
スウェーデン	145	148	150	152	154	156
チェコ共和国	63	66	68	73	77	83
スロベニア	13	15	16	17	18	20
ギリシャ	53	60	67	75	84	101
ハンガリー	39	43	45	49	53	58
グレートブリテン島	377	417	458	485	512	523
ポルトガル	50	55	59	67	76	97
クロアチア	17	18	19	21	23	28
セルビア	42	45	48	53	58	58
ルーマニア	52	56	59	69	78	105
ブルガリア	36	36	36	44	51	62
ボスニア・ヘルツェゴビナ	11	12	12	14	15	18
スロバキア	26	29	31	33	35	39
ポーランド	131	136	136	148	160	181
フィンランド	85	93	96	101	107	117
デンマーク	36	37	38	40	41	45
マケドニア	8	8	8	8	8	8
アイルランド島	26	30	34	38	43	43
合計	3,288	3,482	3,636	3,880	4,126	4,586

表 A-3　第 1 ステージにおける支線の増強（計画段階の新規接続を含む）

構内エリアの強化は灰色で表示[原注 18]

年次	国		タイプ	定格 [MW]	備考
2008 年	BE	FR-2	AC	400	計画中：Chooz – jamiolle - Monceau 間
	GR	MK		1,420	計画中：Bitola – Florina 間
	CZ	AT-1		1,386	計画中：Slavetice – Durnrhor 2 号線間
2009 年	NO	NL	HVDC	700	計画中：NorNed 連系線
2010 年	ES-2	FR-6	AC	3,100	計画中：フランス＝スペイン東線増強
	DK	DE-2		1,660	計画中：ユトランド半島＝ドイツ増強
	DK	DK-E	HVDC	600	計画中：Great Belt 連系線
	GB	IE		500	計画中：東西国際連系線
2011 年	NO-2	SE-3	AC	800	計画中：Nea – Järpstrømmen 間
	NL	GB	HVDC	1,000	計画中：BritNed 連系線
2015 年	IT-2	SI	AC	3,100	計画中：Udine – Okroglo 間
	PT	ES-1		1,500	計画中：Valdigem - Douro Internacional - Aldeadavilla 間
	PT	ES-4		3,100	計画中：Algarve - Andaluzia 間
	PT	ES-1		3,100	計画中：Galiza - Minho 間
	RO	RS		1,420	計画中：Timisoara - Varsac 間
	SE	FI	HVDC	800	計画中：Fenno scan 2 連系線
2020 年	IT-2	AT-2	AC	3,100	計画中：Thaur – Bressanone (Brenner Basis Tunnel) 間
	AT-1	HU		1,514	計画中：Wien/Südost - Gŷor 間
	AT-2	IT-2		530	計画中：Nauders – Curon / Glorenza 間
	AT-2	IT-2		3,100	計画中：Lienz – Cordignano 間
	DE-1	DE-1		751	ポーランド系統との接続を含む南北線増強 TEN-E を参照のこと
	DE-1	PL-1		392	
	DE-2	DE-2		2,764	ドイツ国内北西部
	DE-5	DE-5		5,094	ドイツ国内中西部
	NO	DK	HVDC	600	計画中：Skagerrak 4 連系線
	NO	DE		1,400	計画中：NorGer 連系線
2030 年	NL	BE	AC	2,746	オランダ＝ベルギー間の支線
	DE-1	DE-1		408	ポーランド系統との接続を含む南北線増強 TEN-E を参照のこと
	DE-3	DE-3		1,659	ドイツ国内中部
	DE-4	DE-4		2,091	ドイツ国内南東部
	DE-5	DE-5		1,698	ドイツ国内中西部
	ES-2	FR-6		330	スペイン＝フランス間支線
	FR-3	CH-2		320	フランス＝スイス間支線
	NL	NO-1		700	オランダ＝ノルウェー間 HVDC 連系線
	GB	IE		1,000	グレートブリテン島＝アイルランド島間 HVDC 連系線
	GB	FR-X		2,000	グレートブリテン島＝フランス間 HVDC 連系線

原注 18　国名コードの後ろの番号（例えば、AT-2）は、国内の電力系統エリアを示す。詳細については、TradeWind WP6 報告書に記載されている。

表 A-4　第 2 ステージにおける支線の増強

エリア内の増強は灰色で表示

年次	国		タイプ	定格 [MW]	備考
2015 年	ES-2	FR-6	AC	330	スペイン＝フランス間の増強
	FR-3	CH-3		320	フランス＝スイス間の増強
	NL	NO-1	HVDC	700	ノルウェー＝オランダ間の NorNed 連系線の増強
	DK-E	DE-X		550	デンマーク＝ドイツ間の増強
	GB	FR-X		2,00	グレートブリテン島＝フランス間の増強
	NO-1	DK		350	ノルウェー＝デンマーク間の増強
	DK	SE-2		360	デンマーク＝スウェーデン間の増強
	DE-X	SE-1		600	ドイツ＝スウェーデン間の増強
	IT-X	GR-X		500	イタリア＝ギリシャ間の増強
	PL-X	SE-1		600	ポーランド＝スウェーデン間の増強
2020 年	NL	BE	AC	1,476	オランダ＝ベルギー間の増強
	NO-1	NO-1		1,000	ノルウェー国内南部線の増強
	DE-1	DE-1		1,659	ドイツ国内北東部の増強
	DE-2	DE-2		1,695	ドイツ国内北西部の増強
	DE-4	DE-4		301	ドイツ国内南東部の増強
	DE-6	CH-1		1,131	ドイツ＝スイス間の増強
	FR-1	FR-1		1,000	フランス国内北部の増強
	FR-4	IT-1		956	ドイツ国内中西部線
	IT-1	CH-2		1,510	イタリア＝スイス間の増強
	DK-E	DK-W	HVDC	600	デンマーク東西系統間の増強
	NO-1	NO-2		1,000	ノルウェー国内南部＝中部間の増強
	IT-X	GR-X		500	イタリア＝ギリシャの増強
2030 年	NO-1	NO-1	AC	1,000	ノルウェー国内南部の増強
	AT-1	DE-4		602	オーストリア＝ドイツ間の増強
	DE-1	DE-1		1,659	ドイツ国内北東部の増強
	DE-2	DE-2		3,077	ドイツ国内北西部の増強
	DE-2	DE-3		1,369	ドイツ国内北西部＝中部間の増強
	DE-6	CH-1		1,158	ドイツ＝スイス間の増強
	FR-3	CH-2		640	フランス＝スイス間の増強
	IT-1	CH-2		514	イタリア＝スイス間の増強
	GB	NO-1	HVDC	2,000	グレートブリテン島＝ノルウェー間 HVDC の新設
	HR	IT-2		1,000	クロアチア＝イタリア間 HVDC の新設
	FR-4	IT-1		1,000	フランス＝イタリア間 HVDC の新設

表 A-5　第 3 ステージにおける支線の増強

エリア内の増強は灰色で表示

年次	国		タイプ	定格 [MW]	備考
2030 年	NL	BE	AC	1,476	オランダ＝ベルギー間の増強
	NO-1	NO-1		1,210	ノルウェー国内南部の増強
	DE-2	DE-2		2,764	ドイツ国内北西部の増強
	DE-2	DE-5		1,698	ドイツ国内中部の増強
	FR-3	CH-1		1,046	フランス＝スイス間の増強
	IT-1	CH-2		514	イタリア＝スイス間の増強
	IT-X	GR-X	HVDC	500	イタリア＝ギリシャ間の増強
	FR-4	IT-1		1,000	フランス＝イタリア間の増強
	NO-1	DE-2		1,000	ノルウェー＝ドイツ間の増強

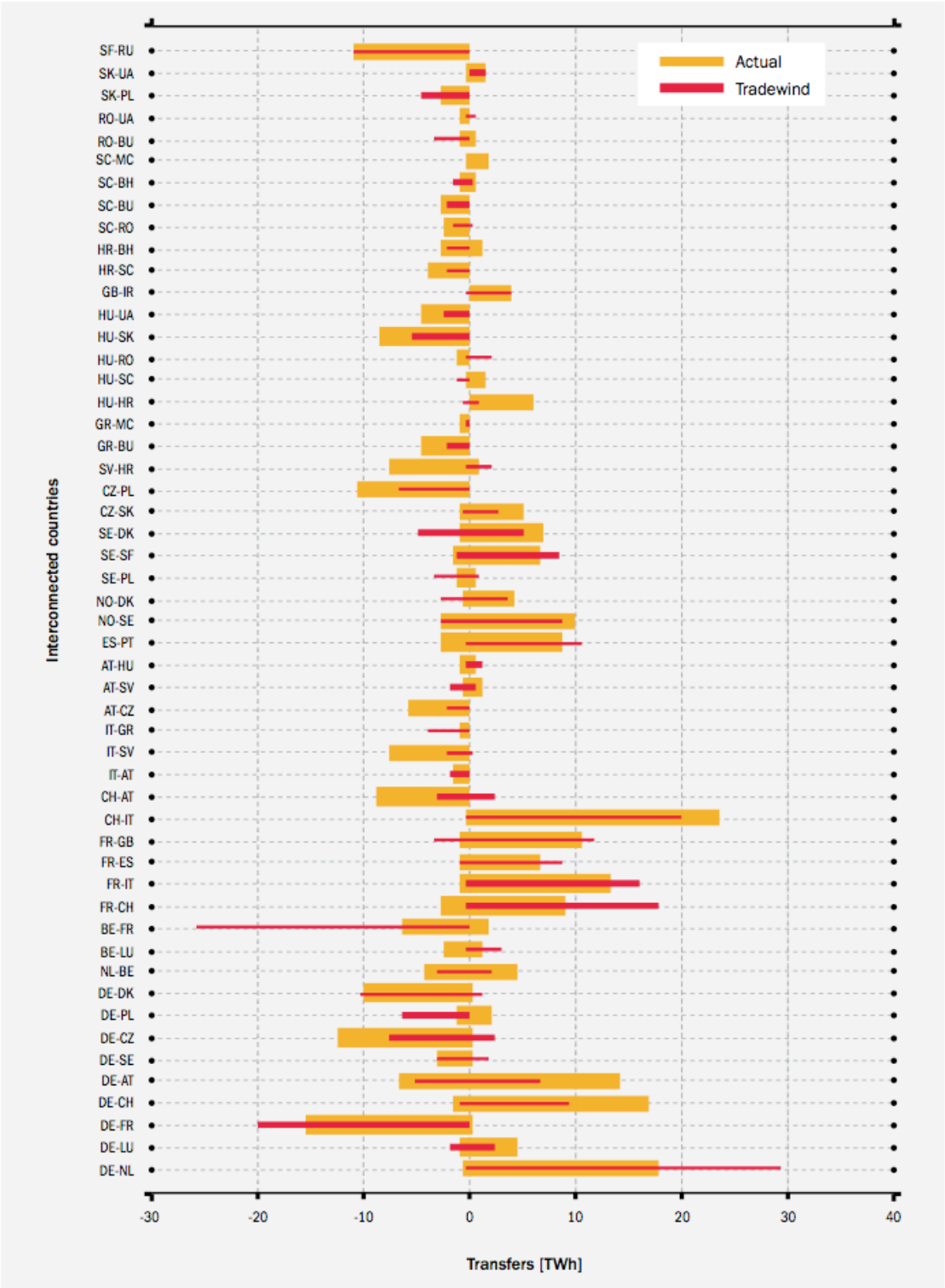


図 A-1　2005 年シミュレーション年次の 2 国間の送電電力量と

系統運用者から得た送電電力量実測値[原注 19, 原注 20, 原注 21] との比較

原注 19　www.ucte.org/services/onlinedatabase/exchange

原注 20　Nordel Annual Statistics 2005. www.nordel.org/content/Default.asp?PageID=213

原注 21　www.berr.gov.GB/files/file45407.pdf

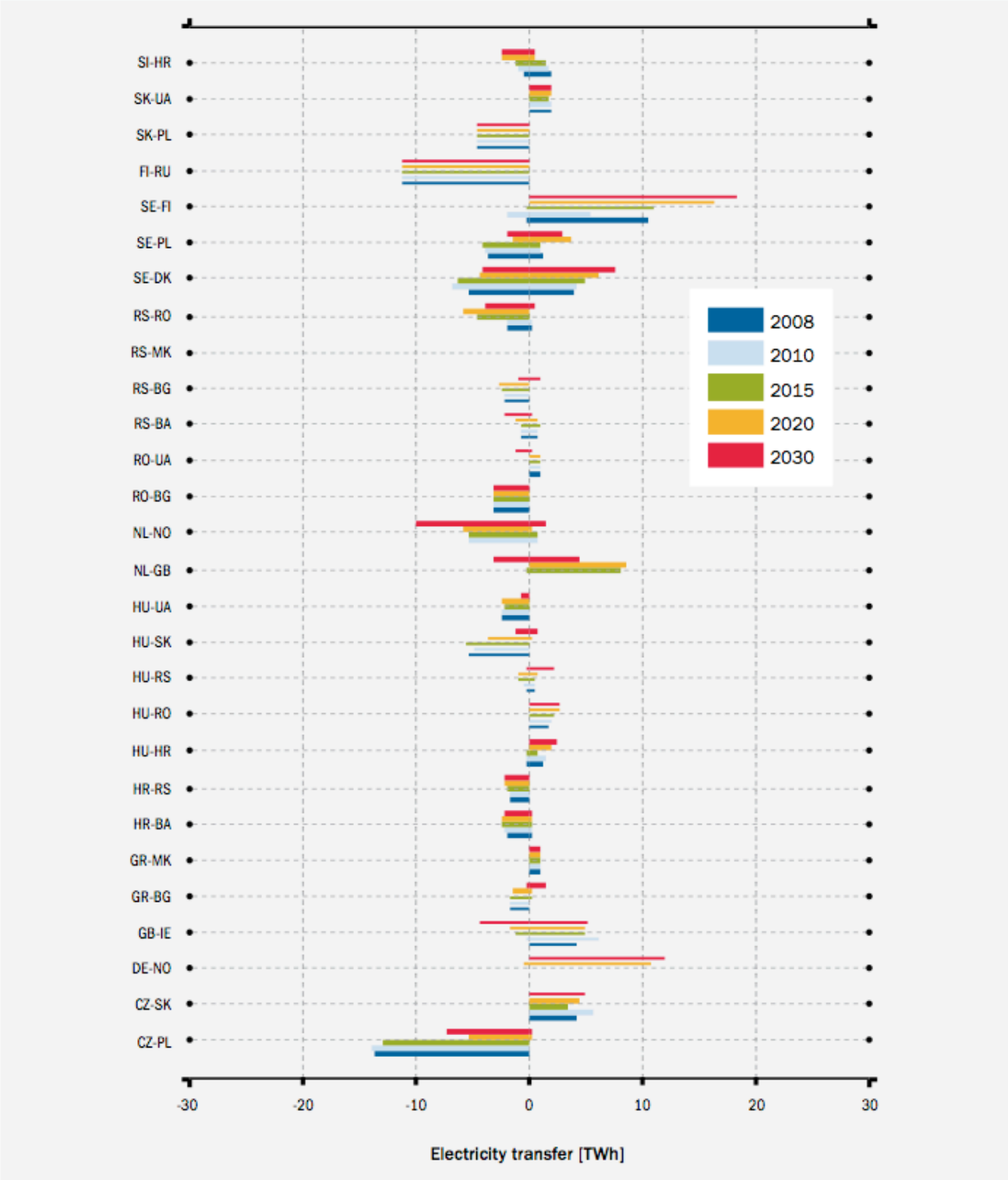


図 A-2　さまざまなシナリオ年次における国際取引電力量

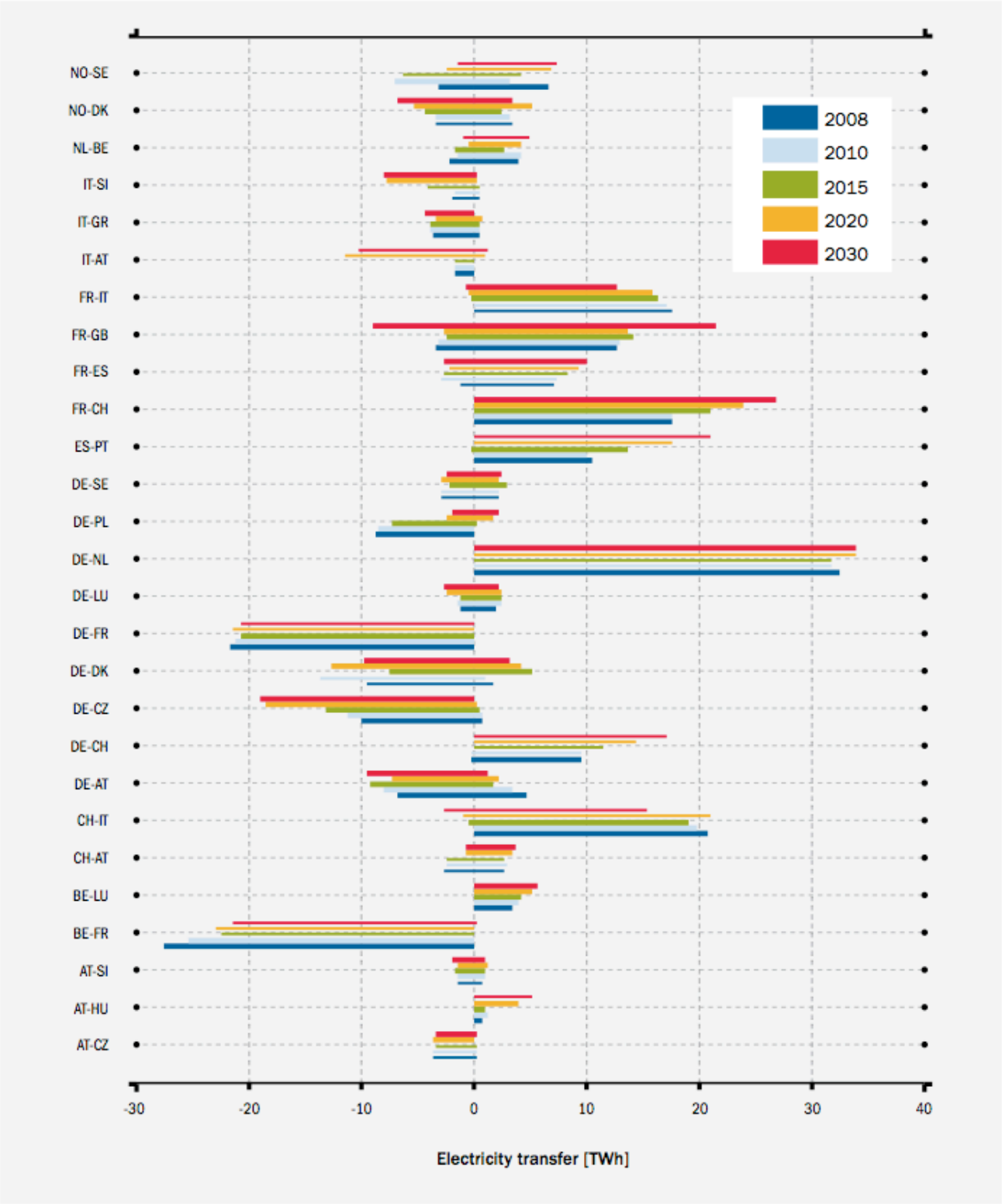


図 A-2　さまざまなシナリオ年次における国際取引電力量（続き）

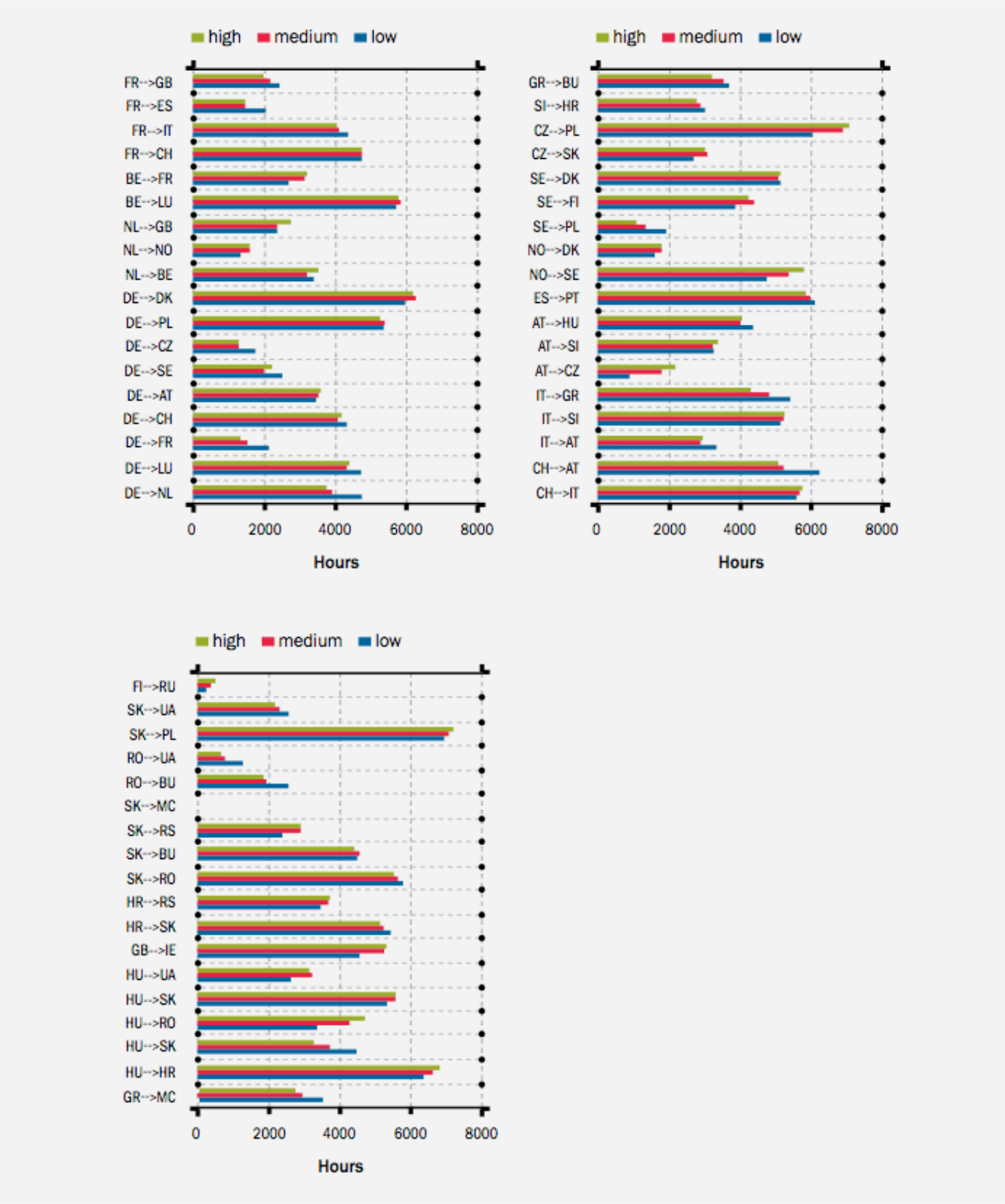


図 A-3　国際連系線潮流の 2015 年計画値と実測値との間に差異が発生する時間数

国名コード

AT	オーストリア	IT	イタリア
BE	ベルギー	LU	ルクセンブルク
BG	ブルガリア	MK	マケドニア
CH	スイス	NI	北アイルランド
CZ	チェコ共和国	NL	オランダ
DE	ドイツ	NO	ノルウェー
DK	デンマーク	PL	ポーランド
DK-E	デンマーク東部	PT	ポルトガル
DK-W	デンマーク西部	RO	ルーマニア
ES	スペイン	RS	セルビア
FI	フィンランド	RU	ロシア連邦
FR	フランス	SE	スウェーデン
GB	グレートブリテン島	SI	スロベニア
GR	ギリシャ	SK	スロバキア
HR	クロアチア	UA	ウクライナ
HU	ハンガリー	UK	英国
IE	アイルランド		

用語集

あ

アデカシー　Adequacy　必要な電力およびエネルギーの総量を計画的・偶発的停電を考慮しながら機器定格・制限電圧内で需要家に供給するための電力系統の能力の指標。アデカシーは、電力系統が標準的な条件にあると考えられる全ての定常状態において負荷に電力を供給することができる電力系統の能力の指標である。

アンシラリーサービス　Ancillary Services　アンシラリーサービスとは、電力の販売者・購入者間の輸送（すなわち送電）を遂行するために必要であると認められた連系運用サービスであり、送電サービスの供給者は、オープンアクセスされた送電料金にそれを含めなければならない。【訳注：アンシラリーサービスの具体例としては、例えば無効電力補償、周波数制御、予備力供給、電圧制御、ブラックスタートなどが挙げられる。】

安定度　Stability　系統の平常および異常状態または擾乱時に平衡状態を維持するための電力系統の能力。

運用手順　Operating Procedure　運用手順とは、系統運用者が自動または手動で実施する一連の施策、実践、または系統調整であり、特定の時間枠内で連系系統の運用上の完全性を維持するために行う。

か

稼働率　Availability　稼働率とは、実際に稼働しているかどうかにはかかわらず、発電所、送電線、アンシラリーサービス、その他の設備がサービスを提供することが可能である時間の指標である。この指標は一般的に、問題とする期間に対して利用可能な百分率として表す。

偶発事故 Contingency　偶発事故とは、発電機・送電線・遮断器・開閉器、または他の電気的装置など、系統構成要素の予期しない故障および停電をいう。偶発事故には、複数の構成要素も含まれる場合があり、それは複数の構成要素の同時的な停電に至るような状況に関連する。

系統運用者（送電系統運用者）　Transmission System Operator (TSO)　送電系統運用者もしくは系統運用者とは、制御エリアおよびその連系線としての送電系統の運用・維持・発展に責任を持つ会社をいう。

系統周波数　System Frequency　系統周波数とは、系統に対して数秒内の時間枠で（異なる測定地点間の場合のわずかな差のみで）一定の値であると仮定した上で、同期エリアの全ての送電網エリア内で計測することができる系統の電気的周波数である。

さ

周波数　Frequency　「系統周波数」の項を参照のこと。

出力曲線　Power Curve　出力曲線とは、風車の正味出力電力とハブ高さで計測した風速の 10 分間平均に基づいた関係である。

出力抑制　Cultailment　出力抑制とは、計画された容量またはエネルギー輸送を低減させることである。

需要 Demand　需要とは、所与の瞬間または任意の指定時間間隔で平均した、電力系統もしくはその一部へ配電する、または電力系統もしくはその一部により配電される電力の割合であり、通常キロワット (kW) またはメガワット (MW) で表される。需要は、通常機器に対して使用される負荷と混同すべきではない。**消費 Consumption** と同義。

消費　Consumption　「需要」の項を参照のこと。

正味送電容量　Net Transfer Capacity (NTC)　正味送電容量は、将来の送電網状態の技術上の不確実性を考慮し、2 つの電力系統間で、どちらの系統にも送電網の制約をもたらさずに系統間で送電が可能な出力の最大値である。

擾乱　Disturbance　擾乱とは、電力系統の異常状態を生じさせる予期せぬ事象のことである。

信頼度　Reliability　信頼度とは、電力が許容される基準内で要求される量を需要家に輸送されるための一連の電力系統の構成要素の性能の度合いである。送電レベルでの信頼度は、電力供給・輸送・発電にとって不都合な影響の頻度・時間・大きさ（または確率）で測定されることもある。電力系統の信頼度は、電力系統の以下の 2 つの基本的・基礎的な側面を考慮することにより説明できる。（配電電力系統に接続している需要家にとって、電力供給の全体的な信頼度は、かなりの程度まで、通常送電または発電ではなく、配電の信頼度により測定され、規定される。）

- **アデカシー　Adequacy**　系統構成要素の計画的および合理的に予想できる計画外の停電を考慮した上で、全ての時間において集合化された電力需要および需要家の要求する電力量を供給するための電力系統の能力。
- **セキュリティ　Security**　電気的短絡または系統構成要素の予期せぬ喪失などの突発的な擾乱に耐える電力系統の能力。

制御エリア　Control Area (CA)　制御エリアは、そのエリア内で接続する物理的な負荷および制御可能な発電所を持つ単一の系統運用者 (TSO) によって運営された UCTE の連系系統の一部を構成する。通常、他の連系系統と電力およびエネルギーの取引を計測する地点で物理的に分離された会社・国または地理的エリアと同一である。制御エリアは、二次制御の階層内で副次的な制御を持つ制御ブロックの一部を構成する場合もある。

制御ブロック　Control Block (CB)　制御ブロックは、1 つまたは複数の制御エリアから構成され、二次制御の機能として、同じ同期エリアに属する他の制御ブロックに対して協調を取る。

静的負荷潮流計算 Static Load Flow Calculation　静的負荷潮流計算では、系統過負荷、電圧不安定性、および N–1 安全性問題が調査される。系統過負荷が発生するのは、ある送電線または変圧器を流れる送電電力が、これら送電線または変圧器の容量を超えた場合である。系統の静的電圧不安定は、風車の無効電力の需要が増えることにより引き起こされる可能性がある。一般的に、無効電力の需要が増えると、系統電圧の低下が引き起こされる。

セキュリティ限界 Security Limit　セキュリティ限界は、許容される運用境界条件（熱、電圧、および安定限界）で定義される。系統運用者は、各自の送電網にセキュリティ限界を設定し、確実に堅持しなければならない。セキュリティ限界が長時間脅かされると、系統運用状態の更なる悪化の原因となる他の構成要素の障害や停電を引き起こす可能性がある。

設備利用率 Capacity Factor　設備利用率（負荷率）とは、所与の期間の平均発電電力と（定格）設備容量の比である。

全送電容量 Total Transfer Capacity (TTC)　全送電容量とは、将来の送電網の状態、発電、および負荷パターンが前もって完全にわかっている場合に、各系統に適用される運用セキュリティ基準（例えば、グリッドコード（系統連系規則））に関して一致する 2 つの隣接制御エリア間に予定された最大エネルギー交換である。

送電 Transmission　送電とは、最終需要家または配電事業者へ配電するために、超高圧または高圧送電網（送電系統）により電力を輸送することである。送電の運用には、潮流、系統信頼度、および必要な全ての系統サービス、アンシラリーサービスなどの管理に関する系統運用の業務も伴う。

送電可能容量 Abilable Transfer Capacity (ATC)　送電可能容量とは、既に利用している量を超えた商業利用を行う際に、送電網に物理的残されている送電能力の指標である。送電可能容量は、追加の商業利用の割当て手順の各段階終了後に利用可能な状態にある正味送電容量の一部である。

た

電力系統 Power System　電力系統には、送電網により連系する全ての発電、電力消費および送電網設備が含まれる。

電力系統の損失 Electric System Loss　電力系統の損失とは、電力系統におけるエネルギー（電力量）損失の合計である。損失は、電源と給電場所の間の送電損失、変圧損失、および配電損失からなる。電力量の損失は、主に送電および配電装置の加熱により発生する。

電力量 Electrical Energy　電力量とは、一定期間にわたり連系した装置により発電または使用された電力の指標である。キロワット時 (kWh) 、メガワット時 (MWh) 、またはギガワット時 (GWh) で表される。

同期エリア Synchronous Area　同期エリアとは、自身の制御エリアが系統運用者連盟に加盟している制御エリアと同期連系された連系系統によってカバーされたエリアである。同期エリア内では、系統周波数は定常状態で共通である。複数の同期エリアが、一時的あるいは恒久的基準に基づいて同時に存在する場合もある。同期エリアは、他のいかなる連系系統とも同期連系しない同期連系系統である。「UCTE **同期エリア**」のも参照のこと。

は

発電 Generation　発電とは、所与の瞬間または任意の指定時間間隔で平均した、電力系統もしくはその一部へ、発電セットが電力を供給する割合であり、通常キロワット (kW) またはメガワット (MW) で表される。「需要」も参照。

負荷 Load　負荷とは、電力系統から電力を受電する終端機器または需要家のことである。負荷が受電または要求する電力の大きさを意味する需要と混同すべきではない。負荷はしばしば需要の同義語として誤って用いられる。

負荷遮断 Load-Shedding　負荷遮断とは、非常時に系統周波数を制御するために同期電力系統から負荷を遮断することで、通常自動的に行われる。

閉場時間 Gate Closure　発電および需要のスケジュールを系統運用者に通告する時刻。【訳注：「通告時間」と訳されることもある。】

ま

無効電力 Reactive Power　無効電力とは、皮相電力の虚数成分である。通常、キロバール (kVar) またはメガバール (MVar) で表現される。無効電力は交流機器の電場および磁場を発生・持続する電力の一部をなす。無効電力は、電

動機や変圧器のようなほとんどの電磁的機器に供給されなければならず、送電設備で無効電力損を引き起こす。無効電力は、発電機、同期進相機またはコンデンサなどのような静電機器から発生し、系統電圧に直接影響を及ぼす。無効電力は電圧および電流の複素積の虚数部分である。

や

有効電力 Active Power　皮相電力の実数部。無効電力と対比され、一般にキロワット (kW) あるいはメガワット (MW) で表現される。

容量 Capacity　容量とは、電源や送電あるいは他の電気的設備の連続負荷を受け持つ定格能力で、有効電力の場合メガワット (MW) 、皮相電力の場合メガボルトアンペア (MVA) で表される。

ら

ループ潮流 Loop Flow　ループ潮流とは、不注意による送電はないと想定しながら、メッシュ状系統の一定の送電経路における計画潮流と実際の潮流の間の差をいう。**循環潮流** circulating power flow, **計画外潮流** unscheduled power flow とも呼ばれる。

連系 Interconnection　連系とは、2 つの制御エリアを接続する、連絡線または変圧器などによる送電接続である。

連系系統 Interconnected System　連系系統とは、通常、連系線を介して同期し、物理的に接続された 2 つまたはそれ以上の個々の電力系統からなる系統である。「同期エリア」も参照。

連絡線 Tie-Line　連絡線とは、電力系統の 2 つ以上の制御エリアまたは系統を接続する回路（例えば、送電線など）である。

英数

N–1 安全性 N–1 Safety　N–1 安全性とは、電力系統内の任意の単一要素が、系統の全崩壊をもたらすような一連の他の故障を引き起こさずに故障することができることである。系統要素の定常的な過負荷状態を避けることに加えて、N−1 安全性は、系統運用者にとっての主な関心事である。

N–1 基準 N–1 Criterion　N–1 基準とは、1 つの系統要素（送電線・変圧器・発電所またはある場合は母線など）の故障後、動作を継続する要素が、故障した 1 つの要素による電力系統内の潮流の変化を順応させる能力を持たなければならないという規則である。

UCTE 同期エリア UCTE Synchronous Area　UCTE 同期エリアは、系統運用者連盟に加盟している連系された系統もしくは系統運用者 (TSO) が担当する同期エリアの一部である。異なる UCTE 同期エリアが、一時的あるいは恒久的基準に基づいて同時に存在する場合もある。

略語一覧

AC　Alternating Current　交流（電流）

AllDay market　応答の遅い発電所のユニットコミットメントおよび電力取引の前日スケジューリング

AllInt market　ユニットコミットメントと電力取引両方の当日リスケジューリング

AllIntExRes market　国際間で予備力を取引する可能性と当日リスケジューリングの組み合わせ

ANEMOS　陸上・洋上ウィンドファームの大規模連系のための次世代風資源予測システムの開発

（【訳注】EU の第 6 次枠組みプログラムにより欧州委員会から出資を受けた特別研究プロジェクト。）

ATC　Available Transfer Capacity　送電可能容量（送電線容量の合計）

BELPEX　Belgian Power Exchange　ベルギー電力取引所

CO_2　Carbon dioxide　二酸化炭素

DC　Direct Current　直流（電流）

DG TREN　Directorate-General Energy and Transport　エネルギー・運輸総局

（【訳注】欧州委員会の中の 29 ある総局のひとつ。）

EACI　Executive Agency for Competitiveness and Innovation　競争力と技術革新のための執行機関

EEX　European Energy Exchange　欧州エネルギー取引所

EFET　European Federation of Energy Traders　欧州エネルギー取引業者連盟

ENTSO-E　European Network for Transmission System Operators for Electricity

欧州電力系統事業者ネットワーク

（【訳注】ETSO, UCTE などを発展解消する形で 2008 年 12 月に発足した欧州全域の電力系統の運用を統括する組織。現在 EU を含む 34 ヶ国 41 事業者が加盟している。）

ERGEG　European Regulators' Group for Electricity and Gas　欧州電力・ガス規制当局グループ

（【訳注】域内エネルギー市場に関する欧州委員会の諮問機関。2011 年に欧州エネルギー規制協力庁 ACER に発展解消した。）

ETSO　European Transmission System Operators　欧州送電系統運用者協会

（【訳注】欧州の送電系統運用者地域団体間の意見調整を行うために 1999 年に設立された機関。2008 年に ENTSO-E に発展解消した。）

EU　European Union　欧州連合

EURPROG　Statistics and prospects for the the European electricity sector　欧州電力産業統計と展望

（【訳注】欧州電気事業者連盟 Eurelectric が発行する統計報告書の通称名。）

EWEA　European Wind Energy Association　欧州風力エネルギー協会

EWIS	European Wind Integration Study　欧州風力発電系統連系研究
ExDay market	ユニットコミットメントの当日リスケジューリング、但し電力取引の前日スケジューリングを伴う
FACTS	Flexible AC Transmission Systems フレキシブル交流送電システム
GW	gigawatts　ギガワット（10 億ワット）
HVDC	High-Voltage Direct Current 高圧直流
IEA	Interational Energy Agnecy　国際エネルギー機関
IEE	Intelligent Energy – Europe　欧州インテリジェントエネルギー計画
kV	kilovolts　キロボルト
m/s	metres per second　メートル毎秒
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad　イベリア電力市場
MULTISYM	送電制約を考慮することにより、PROSYM を複数エリアモデルに変換することができる PROSYM のスーパーセット
MW	megawatts　メガワット（100 万ワット）
MWh	megawatt hours　メガワット時（メガワット単位電力と時間単位時間の積）
NTC	Net Transfer Capacity　正味送電容量
PROSYM	Proprietary Hourly Power System Evaluation Model　電力系統評価モデルの商品名
PSST	Power System Simulation Tool　電力系統シミュレーションツール
p.u.	per unit　定格あたりの比率
SAF	System Adequacy Forecast　系統アデカシー予測
SYSTINT	Eurelectric・UCTE 合同系統開発作業部会
TEN-E	Trans-European Energy Networks　欧州横断エネルギーネットワーク （【訳注】電力・ガスのインフラ建設をサポートするため欧州委員会の中に設置されたプログラム。）
TSO	Transmission System Operator　送電系統運用者
TWh	terrawatt hours　テラワット時（テラワット単位電力と時間単位時間の積）
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity　欧州送電協調連盟 （【訳注】欧州大陸での系統運用事業者の団体。現在は欧州単一の期間 ENTSO-E の一部となっている。）
VTT	フィンランド国立技術研究センター
WILMAR	Wind Power Integration in a Liberalised Electricity Market 自由化された電力市場における風力発電の系統連系 （【訳注】EU の第 5 次枠組みプログラムにより欧州委員会から出資を受けた特別研究プロジェクト。）
WP	Work Package　ワークパッケージ

TradeWind プロジェクト報告書一覧[訳注]

ワークパッケージ	報告書番号	タイトル（邦題は仮訳）	第１著者
ワークパッケージ 2: 風力発電シナリオ	2.1	Senarios of installed wind power capacity （風力発電設備容量のシナリオ）	Garrad Hassan
	2.2	Forecast error of aggregated wind power （集合化された風力発電の出力予測誤差）	Risø-DTU
	2.3	Characteristic wind speed time series （風速時系列データの特性）	Garrad Hassan
	2.4	Equivalent wind power curve （風力発電の等価出力曲線）	Garrad Hassan
	2.5	Aggregation of wind power capacity data （風力発電容量データの集合化）	Garrad Hassan
ワークパッケージ 3: モデリングおよびシミュレーション準備	3.2	Grid modeling and power system data （系統モデリングおよび電力系統データ）	SINTEF
	3.2	Grid modeling and power system data – Appdendix: model updates （系統モデリングおよび電力系統データ　付録：更新モデル）	SINTEF
ワークパッケージ 4: 市場ルールの確認	4.1	Detailed investigation of electricity market rules （電力市場ルールの詳細調査）	Risø-DTU
ワークパッケージ 5: 欧州大陸における 電力潮流	5.1	Effects of increasing wind power penetration on the power flows in European grids （風力発電の増加する導入率が欧州系統の電力潮流に与える影響）	VTT
ワークパッケージ 6: 系統シナリオ	6.1	Assessment of increasing capacity on selected transmission corridors （選択された送電ルートで増加する容量の評価）	SINTEF
ワークパッケージ 7: 市場ルールの分析	7.1	List of significant interconnectors for wind power exchange between countries （各国間の風力発電の取引に利用される連系線のリスト）	3E
	7.2	Analysis of the market and regulatory situation with current rules （現在の市場ルールに基づく市場及び規制状況の分析）	3E
	7.3	Sets of market rules and allocation mechanisms as input for power market simulations （電力市場シミュレーションの入力データのため市場ルールおよび割当てメカニズムのデータセット）	3E
	7.4	Proposal for adaptation of market rules in order to remove power market barriers: input for simulations （市場障壁を除去するための適切な市場ルールの提案　～シミュレーションの入力データ）	3E
	7.5	EU power market arrangement for efficient wind power integration: simulations and analysis （効率的な風力発電系統連系のための欧州電力市場の改良～シミュレーションおよび分析）	3E
	7.6	Analysis of market rules: conclusions （市場ルール分析の結論）	3E

訳注　ここで紹介された各ワークパッケージ報告書（英文）は全て下記のサイトで閲覧可能である。
http://www.trade-wind.eu/index.php?id=27

TradeWind は、EU のインテリジェントエネルギー計画の出資による欧州のプロジェクトである。プロジェクトでは、今日風力発電に立ちはだかる最も困難な課題の 1 つを扱っている。すなわち、風力発電の汎欧州的な電力市場への最善かつ信頼できる統合である。最近の研究結果が示すところによれば、欧州の発電に対する風力発電の大きな貢献は、電力系統のセキュリティを高度に維持し適度な追加コストで、従来の発電方式の個々の貢献と同程度の規模において、技術的にも経済的にも可能である。風力発電の導入を制約するものは、風力発電技術に関する技術上の問題ではなく、規制上、制度上、および市場における障壁によってである。

TradeWind プロジェクトが目指すところは、各国間および欧州レベルで、欧州の電力系統における風力発電の大規模連系に対する障壁の除去を推進し、政策策定、市場ルール、および連系線の割当て方法のための勧告を明確化し、風力発電連系を支援することである。