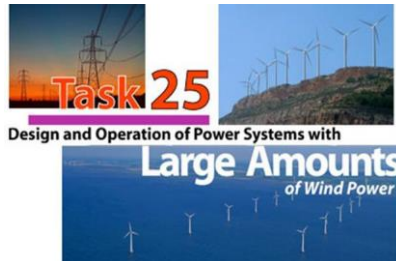


**16. 風力・太陽光発電統合検討  
推奨実施手法に関する専門家会合報告書**

**第2版、2018年**

提出先：国際エネルギー機関  
風力エネルギーシステム (IEA Wind)  
および  
太陽光発電システム (IEA PVPS)  
研究開発展開協力プログラム (TCP)  
各執行委員会

16. 風力・太陽光発電統合検討  
推奨実施手法に関する専門家会合報告書  
第2版、2018年



編集者：Hannele Holttinen  
フィンランド VTT 技術研究センター  
P.O.Box 1000, 02044 VTT, Finland

執筆者：

- Nicolaos Cutululis, DTU; Antje Orths, Peter Børre Eriksen, Energinet.dk, Denmark
- Juha Kiviluoma, VTT, Finland
- Emmanuel Neau, EdF, France
- Jan Dobschinski, Markus Kraiczky, Martin Braun, Chenjie Ma, Fraunhofer IEE; Steffen Meinecke, University of Kassel, Germany
- Damian Flynn, Jody Dillon UCD, Ireland
- Enrico Maria Carlini, Terna, Italy
- Til Kristian Vrana, John Olav Tande, Sintef, Norway
- Ana Estanqueiro, LNEG, Portugal
- Emilio Gomez Lazaro, Uni Castilla la Mancha, Spain
- Lennart Söder, KTH, Sweden
- Barry Mather, Bri-Mathias Hodge, Michael Milligan, NREL; J. Charles Smith, UVIG

日本語翻訳版作成

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構  
IEA Wind 国内委員会, IEA PVPS 国内委員会  
IEA Wind 国内委員会 事務局 (株式会社風力エネルギー研究所)

日本語翻訳版出版 2022年8月

翻訳・校正 (五十音順)

- 荻本 和彦 東京大学生産技術研究所 エネルギーシステムインテグレーション社会連携研究部門 特任教授, 博士(工学)
- 安田 陽 京都大学大学院 経済学研究科 再生可能エネルギー経済学講座 特任教授, 博士(工学)

本翻訳書は、International Energy Agency (IEA) Wind Implementing Agreement, Task25: “Expert Group Report on Recommended Practices 16. Wind/PV Integration Studies, 2nd Edition, 2018” ([https://www.researchgate.net/publication/333619051\\_EXPERT\\_GROUP\\_REPORT\\_ON\\_RECOMMENDED\\_PRACTICES\\_16\\_WINDPV\\_INTEGRATION\\_STUDIES\\_2nd\\_EDITION\\_2018](https://www.researchgate.net/publication/333619051_EXPERT_GROUP_REPORT_ON_RECOMMENDED_PRACTICES_16_WINDPV_INTEGRATION_STUDIES_2nd_EDITION_2018) よりダウンロード可能) を翻訳したものである。

翻訳にあたっては、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO) 「風力発電等技術研究開発/風力発電高度実用化研究開発/風車運用高度化技術研究開発」事業の一環として、IEA Wind国内委員会および IEA PVPS 国内委員の承認のもと作成されたものである。

## 序文

国際エネルギー機関・風力発電システム研究協力プログラム(IEA Wind TCP)と太陽光発電システム研究協力プログラム(IEA PVPS)は、加盟国が自国内での大規模な風力・太陽光発電プロジェクトの計画と実行に関わる情報を交換し、作業部会(Task)もしくは分科会(Annex)と呼ばれる共同研究開発プロジェクトを進めるための手段である。

IEA Wind TCP の作業部会で実施される研究の最終結果として、推奨実施手法、ベストプラクティス、または専門家会合報告書が発行される場合がある。これらの文書は、対象となる専門分野の専門家によって作成され査読されている。研究作業部会の参加者による査読と承認を受けた後で、風力発電システムの開発と市場投入の実施手法として有用なガイドラインとして IEA Wind の執行委員会による査読と承認を受けている。これらの文書の使用は完全に任意である。ただし、これらの文書は、他の規格作成機関によって部分的または全体的に採用される場合が多い。

推奨実施手法文書には、研究プロジェクトに関わった専門家が推奨する活動や手順が記載されている。ベストプラクティス文書には、研究プロジェクトで収集された優れた業界の実践に基づく推奨される取り組みや手順が記載されている。専門家会合報告書には、トピックに関する最新の背景情報、ならびに(可能であれば)基準の調査について記載されている。

以前に発行された IEA Wind の推奨実施手法、ベストプラクティス、専門家会合報告書は、[www.ieawind.org](http://www.ieawind.org) で閲覧できる。

推奨実施手法 16 の第 2 版(本版)は、システム統合に関する IEA PVPS Task と IEA Wind TCP Task との共同作業によるものである。本版では、風力発電統合検討の推奨事項を更新し、太陽光発電についても含まれている。さらに、本版では配電網ならびに送電網の問題を扱っている。使用されるデータや方法に関する最近の調査結果を反映して、詳細報告書も更新されている。

## はじめに

この専門家会合報告書は、「風力・太陽光発電の統合検討を行う方法に関する推奨事項」を提供する。これは、国際エネルギー機関の「風力発電技術協力プログラム (IEA Wind TCP) Task 25: 風力発電大量導入時の電力システムの設計と運用」と「IEA 太陽電池システムプログラム(PVPS) TCP Task 14: 電力システムにおける太陽電池システムの高導入率」における 10 年以上の活動に基づくものである。

本報告書は、IEA Wind TCP 推奨実施手法(RP)の文書として発行され、統合検討の進め方に関する最善の入手可能な情報を研究機関、コンサルタント、システム運用者に提供する。統合検討は、風力または太陽エネルギーからさまざまな量の発電を受け入れるためのエネルギーシステムの課題とその緩和策を見つけることを目的としている。本報告書は、推奨実施手法の 1 回目の改訂版であり、風力発電統合検討の推奨実施手法に関する前版に太陽光発電を追加している。この改訂版は、風力・太陽光発電の両者に関する実際のシステム統合の経験と改善された統合検討の方法論に基づく最近の統合検討の包括的な調査結果も反映している。

この専門家会合報告書では、風力・太陽光発電の統合検討を行う上で必要な方法論、統合の前提条件、入力データについて説明する。これまでの風力発電統合検討による調査・研究結果は、成果概要報告書 (Holtinen et al. 2009; Holtinen et al. 2013; Holtinen et al 2016)、太陽光発電統合検討による調査・研究結果は PVPS(2014, 2017)に記載されている。

RP 16 では、Task 25 専門家会合によって、完全な風力発電統合検討フェーズの概要を示すフローチャートが作成された。第 2 版(本版)では、Task 25 と Task 14 の専門家が緊密に協力してフローチャートを更新し、これは太陽光発電の統合検討にも適用される(図 2 参照)。フローチャートには、包括的かつ柔軟性の高いプロセスが示されており、個々の検討の具体的な目的と要件に適合することができる。送電レベルのシステム統合から、太陽光発電に特に関連する配電レベルに至るさまざまな側面を扱っている。

本格的な検討の実施は、考えられる全ての反復ループを考慮すると、複雑なプロセスになる。全ての統合検討でフローチャートに含まれる各フェーズを実行することは、実行不可能または不要な場合がある。フローチャートはこれらの関係を示し、結果に対する検討設定時の前提条件の重要性を示している。また、特定の検討で何が完了していて何が完了していないかを査読者が理解できるように、比較のための文脈が提供される。

この推奨実施手法の執筆者の氏名は、各章の冒頭に列挙されている。下記より査読コメントを受領している。

Hannele Holtinen, 運営機関  
(OA) IEA Wind TCP Task 25  
[www.ieawind.org](http://www.ieawind.org)

Roland Bründlinger, 運営機関  
(OA) IEA PVPS TCP, Task 14  
[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)

2018 年 6 月

免責事項：

IEA Wind TCP と IEA PVPS TCP は、IEA が作成された枠組み内で機能する。本報告書の見解、所見、出版物は、必ずしも IEA 事務局またはその個々の加盟国全ての見解や方針を表すものではない。

# 要旨と推奨事項のまとめ

## 課題

個々の風力・太陽光統合検討がこれまで数多くなされてきた。統合検討は、風力・太陽光の統合を同時に検討する方向に進化してきた。通常、統合検討では、風力・太陽光発電の寄与(シェアあるいは導入率と呼ばれる)が年間発電電力量の5%から50%以上の範囲の将来の電力システムを模擬する。これらの検討は、風力と太陽光が将来の送配電網や発電所の運用に与える影響を評価することを目的としている。検討対象の電力システムとそれらについて入手可能なデータは検討により大きく異なる。また、目標や手法が異なるので、結果を比較することは難しい。検討で用いられる方法論は多様で、いまま進化を続けている。

運用基準を含め、変動性再生可能エネルギー電源(すなわち、風力・太陽光発電)の影響について、電力システムの運用方法を含め信頼できる比較可能な知識がないと、その影響が不確実であるため、大規模な再生可能エネルギー導入が制限されてしまう。風力・太陽光発電の導入の進展と大きな可能性のもとで、統合問題を正確に評価するには、一般的に受け入れられる方法論を適用することが重要である。風力発電統合検討実施の指針となる推奨実施手法とベストプラクティスの最初の報告書は2013年に発表された。本報告書は、太陽光発電(PV)を含めた推奨実施手法の現時点での見解を示している。この分野はまだ発展の途上であり、将来の発展の必要性も指摘されている。

## 取り組み方法

本報告書の目的は、研究機関、コンサルタント、システム運用者に風力・太陽光統合検討を行うための最善の情報を提供することである。今回の調査結果は、IEA Wind TCP Task 25 と IEA PVPS TCP Task 14 の共同作業で続けられた10年以上に及ぶ国際協力に基づいており、専門家が各国の検討で得た経験や課題を共有している。

専門家による、完全な統合検討のフェーズの概要がフローチャート(図 i)に示されている。統合検討を完成する上で考慮すべき特別な問題が、このフローチャートの要素に沿って整理されている。図 i は、検討の主な設定、必要な入力データ、主な前提条件を変更するためのシミュレーションの関係と主要な前提条件を変更するための反復検討、そして最後の結果の分析を示している。多くのシミュレーションで電力システムの運用が模擬されるが、統合検討は将来の電力システム、つまり計画段階を対象とするものであり、システム運用者が用のためにリアルタイムで適用できるツールではない。

この専門家報告書では、システム運用(運転予備力を用いる発電計画や負荷配分)と電力システムの発電容量アデカシーに関する風力・太陽光統合検討を準備するための詳細な推奨事項を提供する。本報告書は、潮流計算と動的・過渡解析に関して、方法論に関する詳細な推奨を行うのではなく、風力・太陽光発電をシミュレーション解析に含める場合の主な考慮すべき点を示している。これは、潮流計算や動的・過渡的解析は工学分野で十分に確立されており、幾多の教科書に適切なアドバイス

が記載されているからである。<sup>原注1</sup>

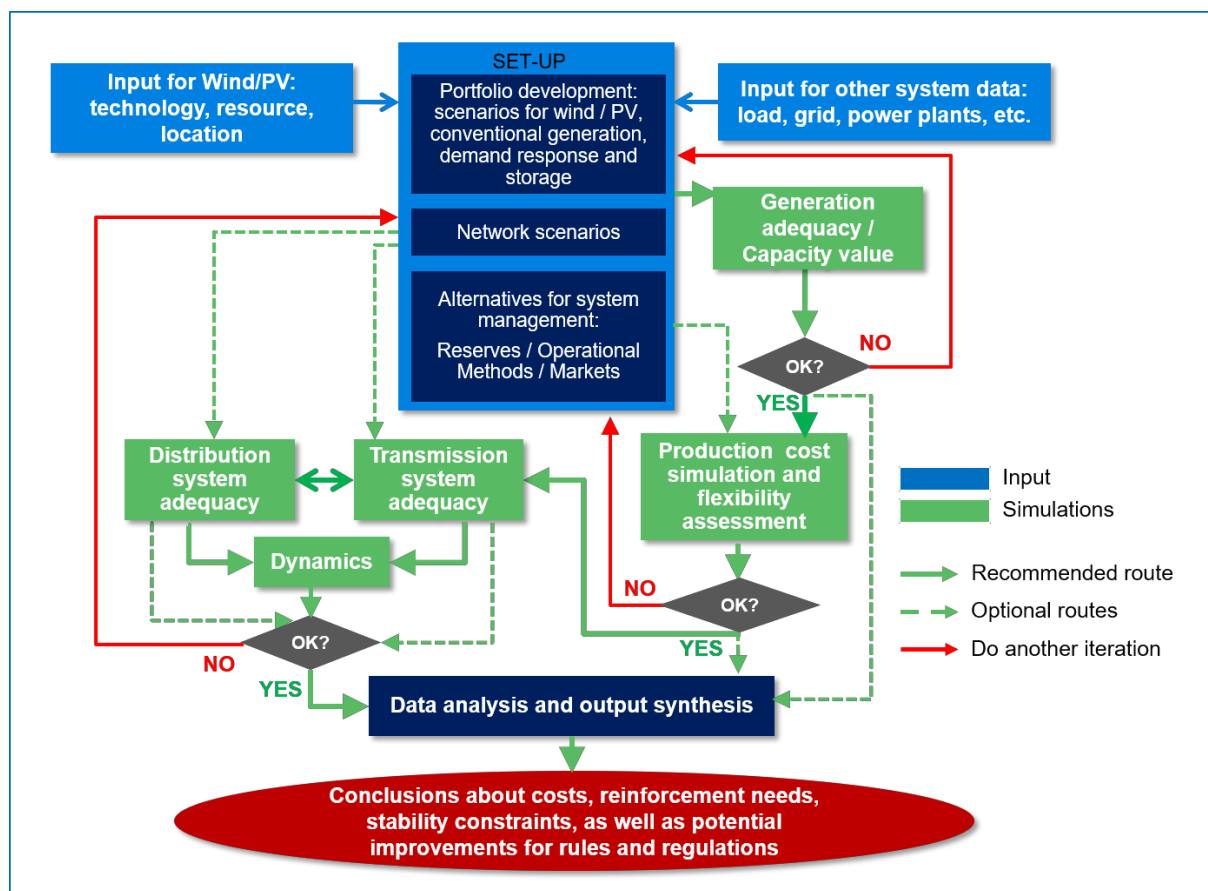


図 i. 風力・太陽光発電統合検討の内容

本格的な統合検討は、特に、考えられる全ての反復ループを考慮すると、複雑なプロセスになる。すべての統合検討においてここに提示する全ての側面を調べる必要はない。統合検討は段階的に進めることもできる。この場合、第1段階では通常、現在の電力システムについて風力・太陽光発電の導入率が低い場合の短期的影響、主に発電コストシミュレーションにおける他の発電所への影響または地域の配電システムへの影響を検討する。より詳細な検討では、送電アデカシーや送電混雑、ならびに将来のシステムにおける風力・太陽光発電の導入率を高めるための発電容量アデカシー(風力・太陽光発電の容量価値を含む)に注目する。

設定段階では、シナリオの作成時に発電・送電アデカシーのシミュレーションの結果に基づき、反復することができる。送配電網シミュレーションと発電コストシミュレーションの間で反復が必要になる場合もある。風力・太陽光の導入率が高い場合は、システムのダイナミクスを評価する必要がある。

包括的な風力・太陽光統合検討では、使用した入力データと前提条件を、以下の点

<sup>原注1</sup> 例えば、C4 が査読している新しい CIGRE 技術報告(TB)「JWG C4-C6.35/CIRE Modelling of Inverter-Based Generation for Power System Dynamic Studies (インバータベースの電源モデルによる電力システムの動的的研究)」を参照。

を含め明確に示すことが望ましい。

- **検討の目的**：何を含め、何を除外するか。
- **既存のシステムデータ**：発電ポートフォリオ、発電所データ、需要データ、送電網、一般的な運用実績(電力市場構造など)が含まれる。
- **風力・太陽光発電関連データ**：発電所の性能と地理的分布を正しく反映し、需要データと時刻同期した詳細な風力・太陽光発電出力データ、ならびに風力、太陽光、需要の不確実性(予測誤差)に関するデータ。システムシミュレーションのための風力・太陽光発電所の設置地点、風力・太陽光発電の追加容量、電力需要に対する風力・太陽光発電の導入率。
- **結果に大きく影響する他の前提条件**：ガス市場と熱需要(熱電併給発電所の場合)との関係、デマンドレスポンスの可能性、(将来の)従来型発電とシステム特性のその他のシナリオ、ならびに燃料価格、税金、CO<sub>2</sub> 排出枠、排出規制などが挙げられる。

統合検討を構成する主な作業は次の通りである。

- ポートフォリオ開発：検討の対象とするシナリオと、比較対象となるベースケースの決定
- データ収集と品質チェック
- 統計データ解析としての短期予備力に対する風力・太陽光発電の影響
- 風力・太陽光発電の容量価値を評価するための発電容量(資源)アデカシー解析の実行
- 風力発電が従来型発電の発電計画と負荷配分に及ぼす影響とシステムの運用コストを確認するための発電コストシミュレーションの実行
- 送電網のアデカシーが保たれていることを確認するための送電網シミュレーションの実行
- 発電ポートフォリオまたは運用方法を変更する必要がある場合、当初結果に基づく反復の実行
- データの解析と結果の提示

風力・太陽光発電の非常に高い導入率を評価するには、通常は 10～30 年先を予測した検討が必要である。このようなシミュレーション結果は、風力・太陽光発電を追加することで起こり得る影響に備える方法を示すことになる。その結果として、運用の手順、ネットワークコードの要件、市場の構造などを変更することが、高い導入率を想定した場合には、信頼性と経済性の高いシステムの確保に役立つことを示されることがある。

専門家会合は、統合検討を行う上で以下の手順と検討事項を推奨している。

### 入力データ

次の表における各行は、統合検討の各部分への入力として必要となる電力システムの関連構成要素を示している。



表 i. 統合検討の各構成要素に必要な入力データの推奨事項

	容量価値／発電 (資源)アデカシー	起動停止計画と経済 負荷配分(UCED)	潮流計算	動的・過渡解析
風力・太陽光発電	当該区域に対応する分散型風力・太陽エネルギーの1時間ごとの時系列出力。特に風力については、10年以上が推奨される	当該区域に対応する分散型風力・太陽光発電の1年以上に亘る5分～1時間ごとの時系列出力	各ノードの風力・太陽光発電容量、発電や需要が高い時および低い時のスナップショット、有効電力および無効電力の能力	各ノードの風力・太陽光発電容量、発電や需要が高い時および低い時のスナップショット、動的モデル、運用戦略
風力・太陽光発電の短期予測	必要なし	時系列予測、またはUCEDの期間に関する誤差分布予測	将来的に必要な場合がある	必要なし
需要	風力・太陽光発電データと等時性のある1時間ごとの時系列(推奨は10年以上)	風力・太陽光発電データ等時性のある1年以上に亘る5分～1時間ごとの時系列	各ノードの需要、風力・太陽光発電統合に関連するスナップショット	各ノードの発電や需要が高い時および低い時のスナップショット、動的能力
需要予測	必要なし	時系列予測、またはUCEDの期間に関する誤差分布予測	将来的に必要な場合がある	必要なし
送配電網	必要に応じて、越境レベルでの容量	近隣地域間の送電線容量および・または回路の静的パラメータ	システム構成、回路の静的パラメータと能動的パラメータ	システム構成、回路パラメータ、制御構造
その他の発電所	定格容量と強制供給停止率	稼働時の最小・最大容量、起動時間・コスト、出力変化速度、最小稼働・停止時間、効率曲線、燃料価格	有効電力と無効電力の能力、電力システム負荷配分	発電所の動的モデル

## ポートフォリオ設定

### 発電と送配電網(送電および配電)のシナリオ

- 小規模の風力・太陽光発電を検討の対象とする場合、または短期的な検討の場合には、既存のシステムまたは予測されるシステムに風力・太陽光発電を追加することで、精度が大きく下げずに統合検討を行うことができる。
- 風力・太陽光発電の導入率<sup>原注2</sup>が高く、長期的な検討を行う場合、将来の柔軟性

原注2 風力・太陽光発電の導入率を高いとみなすか小さいとみなすかは、検討対象の電力システム、風

供給源(デマンドレスポンス)や発電所の技術的能力(動的な安定性の応答)を考慮に入れて、残りのシステムの変更(主に望ましい電源ポートフォリオとシステムインフラの開発)が、ますます有益かつ必要となる。

## 運用方法

- 小規模な風力・太陽光発電の検討または短期の検討では、既存の運用方法を出発点として使用することができる。
- 風力・太陽光発電の導入率を高めるには、追加のシナリオまたは運用方法を検討することが望ましい。市場の構造や設計を評価して、運用の柔軟性を実現する。

## 予備力の要件／割り当て方法

- 入力データ：風力・太陽光発電と需要の同期した時系列(少なくとも 1 時間ごと)と風力・太陽光発電の出力・需要の予測誤差分布、場合によっては電源事故の分布。
- 既存の運用方法に基づいてリスクレベルを選択する。例えば、需要と残余需要(需要から風力・太陽光出力を差し引いた値)出力の変動の 95%をカバーするようにするなど。
- 既存の運用方法に対応して、適切な時間スケールについて計算する(例えば、秒～分単位では自動で応答し、分～数時間単位では手動で応答する)。変動性や不確実性の原因を二重計上しないように注意して、入力データを時間スケールのカテゴリーに分解する。
- 風力・太陽光発電と需要(および発電)から生じる変動性と不確実性を組み合わせて、風力・太陽光発電を追加する前後で同じリスクレベルを維持する。使用する統計手法によらず、変動性と不確実性が正規分布ではないことを考慮に入れる。そのため、標準偏差ではなく、望ましい超過レベルを用いるか、または適切な分布を決定することが推奨される。
- 導入率が高くなるにつれ、予備力を投入には、静的ではなく動的な配分方法を使用する。

## **風力・太陽光発電の容量価値**

### データ

- 風力・太陽光発電と需要データの相関関係を捉えるために、時刻同期した時系列の風力・太陽光発電出力と需要のデータを収集する。これは最も重要であり、計算のロバスト性は収集されるデータ量に大きく依存するため、10～30 年分のデータ収集が推奨される。発電機の設備容量や事故停止率に関するデータも必要である。

### 方法論

---

風力・太陽光発電が追加される区域の規模、その分散の割合によって変わってくる。太陽光発電は、分散型風力発電所の風車群よりも低い導入率でシステムに影響を与える傾向がある。ほとんどのシステムでは、年間発電電力量の 5～10%の導入率では低い導入率とみなされる。

- 望ましい計算法は、残余需要についての時系列データを用いる完全な等価需要対応能力(ELCC)法である。可能な限り、概算は避けることが望ましい。
- 推奨される ELCC 計算法としては以下が挙げられる。
  - 発電機の容量と事故停止を畳み込み、電力システムの発電容量事故確率表(COPT)、すなわち容量レベルによる確率を示した表を作成する。
  - COPT から算出した毎時の需要レベルごとに電力不足期待値(LOLE)を求める。まず、風力・太陽光発電がない場合から始め、風力・太陽光を負の需要として加え、風力・太陽光発電がない場合と同じ LOLE に達するまで需要を増やしていく。
- ELCC で必要なデータが集まらない場合、概算法は有用な結果を与えてくれるが、制約を認識することが望ましい。同じ方法を、風力と太陽光のそれぞれ、または組み合わせに適用することができる。

## 発電コストシミュレーションと柔軟性評価

### データ

- 風力・太陽光発電と需要の時刻同期した(等時性のある)入力データが必要であり、少なくとも 1 時間ごとの分解能と 1 年分のデータが必要である。10~15 分の時間幅で複数年のデータを使用することが望ましい。想定する地理的分布に基づく風力・太陽光発電の発電時系列の空間的な平滑化の反映が重要である。風力・太陽光発電予測のベストプラクティスは、ローリング・プランに従い受渡時間の前の予測の更新を想定して、検討年に想定される風力・太陽光発電出力の不確実性を使用することが望ましい。
- 従来型発電所のデータには、出力変化速度や起動時間やコストなど、あらゆる柔軟性の可能性や制約事項を含めることが望ましい。水力発電が支配的な電力システムに関しては、水文学的变化(多雨年または渇水年)を捉える必要があり、自流式水力発電と等時性のあるデータが必要である。

### 方法論

- 運用シミュレーション(起動停止計画および経済負荷配分(UCED))を通して、システムの特性と応答を捉える。
- 柔軟性に関する選択肢、ならびにその制約をモデル化する。これには、発電機の出力変化速度、運転/停止の最低時間、最低出力、始動・停止の制限が含まれる。水力の場合、水文学的制約だけでなく、サイクルの影響やそれに付随するコストも重要な場合がある。柔軟性の利用を可能にする、または制限する運用方法も考慮することが望ましい。
- 隣接エリアの柔軟性の利用可能性を考慮する。統合の制約を正確にモデル化するために、風力・太陽光発電も含め、隣接システムを明示的にモデル化することが望ましい。代替案としては、他の検討から得られる固定潮流の仮定や、隣接エリアにおける想定市場価格に基づく潮流などの手法が挙げられる。これらの方式では、悲観的な方向に誤差が生じるので、検討の結論で明確に言及することが望ましい。
- 送電網からの制約については、送電混雑や安定運用のための N-1 条件を UCED に直接含めることができる。大規模システムの場合の計算負荷を軽減させた

り、確率論的最適化を用いる場合には、正味送電容量を用いたり反復法を利用するとよい。また、送電システムの制約は、他の専用ツールや、制約として UCED モデルでの結果として得られる制約でモデル化されることがある。再生可能エネルギーの非常に高い導入率の電力システムでは、6.2 節で述べる検討から導かれる新たな安定度制約のモデル化が必要な場合もある。

- 検討結果と結論は、比較の根拠として用いられる風力・太陽光が無いケース、および特に統合コストを見積もった場合には、風力・太陽光発電が置き換える電源種の想定に大きく影響される。単に風力・太陽光発電を追加する、あるいは同等の風力・太陽光エネルギーのシナリオを使用する場合に、完全に均一なプロファイルを用いると、完全に風力・太陽光と関係しているとはいえない影響を生み出す可能性がある。一貫性のあるシナリオにするために、発電計画モデルの利用を考慮することが望ましい。
- 既存の柔軟性を評価し、新規の柔軟性が経済的かどうかの指標を提供し、さらに検討された風力・太陽光の導入率を効率的に統合できるように、発電所が柔軟性を提供する時間スケールやその他の特性を提供する。風力・太陽光の導入率が高い場合には、将来の新しい柔軟性供給源を含めるように検討の範囲を定めることが推奨される。

## 送配電網シミュレーション

### 定常解析

- **信頼性のある多数の潮流ケースを作成する**：解析断面には、従来検討されてきたピーク需要と低需要の状況に加えて、例えば非同期電源(風力・太陽光)や HVDC 経由の輸入が多い期間など、風力・太陽光発電に関する重要な局面を含めることが望ましい。特定のシステムまたはエリアに固有の需要と風力・太陽光の出力の相関関係を考慮に入れることが望ましい。解析断面の統計的関連性の評価は、例えば複数年に亘る解析の一部として、是正措置の実施におけるコスト効率性への入力データとして有益である。確率論的解析に移行すると、送配電網の増強には、費用便益分析を伴う通年の解析が推奨される。
- **決定論的定常状態セキュリティ解析**：N および N-1 セキュリティ基準に従って潮流解析を実行し、送電網の混雑を特定し、電圧プロファイルを維持するシステムの能力を評価する。
- **ネットワーク負荷(混雑)評価**：送電網のブランチの負荷は、1年間に亘って、正常な状態と不測の事態(N-1)の両方について、風力・太陽光発電と負荷の組み合わせで決定する必要がある。混雑は確率論的方法で特定できるので、計画担当者は、過負荷リスクと集計された重大度指数を解析することで、混雑を重大とみなすべきかどうか、または運用上の対策によって(一時的に)解決可能かどうかを特定できる。確率論的方式により、送電設備、発電ユニットの強制停止、風力・太陽光発電の変動性などの不確実性要因を考慮できる。
- **時系列の潮流と離散的制御装置の運用**：従来型発電所の接続数を減らすと、発電所が同期調相機に置き換えられない限り、連続的に動作する自動電圧調整器(AVR)の数も減る。風力や太陽光の変動性により、離散的制御装置(例えば、分路リアクトル)のより頻繁な運用を求められる場合があり、これは発電所の寿命やかかる方式の実現性に悪影響を及ぼすことになる。

- 風力・太陽光発電所の変動性に起因する連系線の送電電力の変動は、定常状態の連系線の送電電力マージン(風力・太陽光発電の出力を考慮した正味送電容量)の決定に役立つように検討することが望ましい。
- **短絡レベル**：風力・太陽光発電の電力量の導入率が高い場合、一部の同期機に負荷が配分されず、地点によって最小短絡レベルが低下する可能性がある(従来とは異なる地点に風力・太陽光発電があると、それらのエリアの故障レベルが実際に改善される可能性がある)。そのような場合、電力品質、シャント切り替え後の電圧ステップの変化、他励式 HVDC 変換器の動作が影響を受け、保護システムの誤動作につながる恐れがある。
- **保護システム**：低圧レベルで発電容量が増えると、配電母線(以前の負荷母線)からの逆潮流になる可能性があるため、保護システムを確実に正しく運用することが望ましい。

### 動的解析

- **解析用断面ケースの選択**：システムの動的限界を最もよく理解するには、広範囲の風力導入率、太陽光導入率、需要レベルを含める(入力間の相関関係を認識する)ことが望ましい。選択した解析断面が定常状態の潮流解析に選択した解析断面と同じである必要はない。ケースを慎重に設定することも重要であり、接続状態のまま複数の(従来型)発電機の出力が低下する恐れもあるので、単に風力・太陽光電源を追加して、接続されている同容量の従来型発電機を置き換えるだけでは不十分である。風力・太陽光電源を追加した新しい起動停止計画と負荷配分のパターンを理解することは重要であり、安定度のケースを設定して得られた結果を解釈する際には慎重に検討することが望ましい。
- **太陽光発電・風車モデル**：適切なモデルの複雑さは、検討用途によって異なる。短絡比(SCR)を用いてシステムの堅牢性を判断することで、安定度検討において利用すべき適切なモデルの選択方法(**堅牢な**システムには一般的な RMS モデル、**脆弱な**システムには EMT モデル、**中程度**の堅牢性のシステムにはメーカー固有の詳細な RMS モデル)が提供される。理想的には、さまざまな太陽光発電・風車技術を検討しながら検討を行うことが望ましいが、接続コード要件に従った必要最小性能を捉える汎用モデルを利用するだけで十分な場合が多い。
- **モデルの妥当性確認と検証**：全てのモデル(従来型発電機、太陽光発電・風車、負荷)の妥当性確認が重要である。太陽光発電・風車モデルは、(進化する)技術的能力やグリッドコード要件(日本では、系統連系技術要件)を認識することが望ましい。
- **システム安定度**：システムが異なれば、まったく異なる動的な問題(周波数安定性、電圧安定性、過渡安定度の課題など)が発生する可能性があり、それは、風力・太陽光出力とシステム需要の間の根本的な相関、従来型発電ポートフォリオの柔軟性と能力、発電アセットと主要な需要地の相対的な位置関係などにより変化する。このため、場合によって特別なシステム検討が必要になる可能性がある。
- **風車・太陽光発電制御**：検討にあたっては、制御戦略の協調の一環として、風車・太陽光発電の制御が、システムに利点を提供する可能性を考慮することが望ましい。自励式 HVDC は、ある程度までシステムの安定化にも活用できる。
- **(動的)負荷モデル化**：配電網において風力・太陽光発電の導入率が増加し、従

来型発電の減少(慣性の減少)により電力システムが「軽く」なると、負荷特性がシステムの特性により強く影響するようになる。周波数と電圧の感度を含めた既存の負荷モデルを再評価すべきであり、負荷構成が時間により変化する特性、ひいては負荷モデル自体を検証することが望ましい。

• **過渡安定度解析：**

- 送配電網と変換器で統合される発電設備の双方にとって、保護装置の影響を含めることが重要な場合がある。しかしこの場合、ボイラや蒸気タービンのモデルは不要である。保護リレーの設定においては、システムの動的な応答の変化を認識し、そのエリアの TSO によって採用された動的運用条件(周波数変動範囲など)に従うことが望ましい。特定の時間内の複数の電圧低下に対し運転継続を行う能力も求められる場合がある。
- 風力・太陽光発電は、電圧低下時にシステムを支援し、振動を低減するのに役立つが、その支援のレベルはシステムに依存するとともに、有効電力または無効電力の回復に指定される優先順位によってもその能力は変わる。シミュレーション検討では、風力発電所をつなぐインピーダンスを適切に表現することが重要である。
- 発見された問題の低減には、擾乱時や擾乱後に迅速に応答する無効電力制御装置が使われる(例えば、FACTS 機器や同期調相機の設置や、全ての風力発電所や従来型発電機に対する特定の機能の組み込みなど)。

• **電圧安定性検討：**風力・太陽光発電の導入率が低い場合、システム安定度は風車・太陽光パネルの存在によって影響を受けないか、むしろ向上する可能性があるため、この検討を行う必要はおそらくない。この議論は、風車(太陽光)の無効電力制御機能が電圧を管理するように設定されている場合、およびそれらが送電レベルに接続されている場合は、不要である。

- 風力・太陽光の導入率が高く従来型発電を置き換えると、特定の地点で電圧安定性が影響を受ける可能性があり、さらに詳細な分析が必要になる場合がある。

• **周波数安定性検討：**

- 調速機制御を行う発電の割合は、期待される性能を表すよい指標である。それらの発電では応答性も重要であり、周波数が本来の領域に戻るためには、大幅な発電出力の増分が必要となる。特に大規模なシステムの場合、負荷の自律的な調整によって激しい擾乱が緩和されることもある。シミュレーション結果は負荷モデルに大きく左右される。
- 慣性ならびに全ユニットの垂下特性や調速機制御の設定(個々のユニットの応答と故障や事故に対するシステム応答の両者)をモデル化することが重要である。非同期機(風力・太陽光発電や HVDC による受電)の割合が高い場合、慣性が低下すると、特に小規模な電力システムでは、故障や偶発事故の両者に対するシステムの応答が変化する。
- 需給バランスと有効電力潮流を対象とし、電圧変動や無効電力の要件をあまり考慮しない場合は、送配電網は簡易表現で十分な場合もある。ただし、周波数低下時には、不足周波数による負荷遮断によってシステムを維持できるため、これらの検討には、各国のグリッドコードで規定されている周波数による負荷遮断の考え方を適切に表現することが重要である。
- 風車はその動作点に応じて高速の周波数応答を提供でき、太陽光発電所は

出力が事前に抑制されていた場合類似の応答を提供することができる。高速に応答するデマンドレスポンスや電力貯蔵もこれに含まれる場合がある。

- 需給インバランスの発生時には、従来型発電機が適時適切な予備力を確実に提供する一方で、緩和策としては、風力発電所の配電接続保護スキームの一部を無効化したり変更することが挙げられる。さらに、全ての発電機について大きい周波数変化率(RoCoF)に耐える能力を再検討する必要がある。
- 事例を慎重に設定することが重要である。接続状態のまま複数の発電機の出力が低下する恐れもあるので、風力・太陽光電源を追加して、接続されている同容量の発電機を置き換えるだけでは不十分である。風力・太陽光電源を追加した新しい起動停止計画や負荷配分のパターンを理解することが重要であり、安定度の事例を設定するために使用することが望ましい。
- **小信号(定態)安定度検討**：風力・太陽光発電は一般に小信号振動モードを引き起こすことはないが、それらが従来型発電(および関連する系統安定化装置)に取って代わり、送電線の潮流の大きさや向きを変えることで、小信号の安定度に影響を及ぼす可能性がある。
- **低周波同期振動**：小信号安定度解析の一環として、特に二重給電(タイプ3)風車との関係で、低周波同期軸ねじれ共振(SSTI)と低周波同期制御共振(SSCI)を調査することが望ましい。バイパスフィルター、FACTS 装置、補助(減衰)制御など、さまざまな緩和策がある。
- **共通モード故障事象**：送電網での故障や主要供給源の喪失は、広範囲の電圧低下や大きな周波数変化により、分散する風力・太陽光発電のコモンモードによる遮断の原因となる可能性がある。このため、関連する保護システムの運用は、システムの状況に決定的な役割を果たす可能性があり、高度なモデル化の手法が必要になる。広域の送電網の故障に続き、グリッドコード要件を満たす電源からの有効電力の回復が遅れると、同じくコモンモードによる電力の減少や周波数安定度の問題(電圧低下による周波数低下)を引き起こす可能性がある。

## 配電システム解析

- **送電網検討との重複と協調**：配電網検討の範囲、ツール、方法論は、広がりつつ発展を続けている。主なドライバーは、配電レベルでの風力発電システムと太陽光発電システムの統合であり、これには配電網の計画と運用の課題と機会の両者が関係する。分散型資源の能力と柔軟性を大規模電力システム全体で活用するためには、風力・太陽光発電の導入率が高くなるほど、送電網と配電網の検討のより強力な協調が必要になる。
- **配電網増強解析**：配電網計画手法の総合リストを配電網増強解析の一部(すなわち、増強や拡張の前の最適化)として検討すべきある。利用可能な入力データと検討の範囲に基づき、代表的な配電網データまたは(入手可能であれば)実データを用いて分析を行うことができる。包括的なシステム全体での配電網検討では、データ処理の高度な自動化が必要であり推奨される。
- **損失解析**：配電網の特性の大きな差異を認識するには、一定数の代表的な配電網の損失を統計分析またはデータドリブンな手法と組み合わせた詳細な検討が

推奨される。配電網の模擬では、風力・太陽光の地点と発電パターンの両者の考慮が不可欠であり、その理由はこれらがいずれも損失に大きく影響するためである。実装したエリアのモデルを部分的な検証には、対象の配電網の潮流を送電レベルとの接続点での実測データと比較を使うことができる。

## 結果の分析と提示

- 風力・太陽光発電のシステムへの影響が予想外に大きく、コストがかかる結果になる場合は、再検討することが望ましい。運用方法を変えると費用対効果が上がる可能性があり、他方、発電または送電のシナリオが不十分な可能性もある。
- 影響の結果を抽出にあたっては、比較するケースを慎重に選択し、検討結果に方法論と起こり得る注意事項を報告することが望ましい。統合コストの評価は特に難題である。
- 風力・太陽光発電の導入率と電力システムの大きさと種類、また、これらから生じる主な前提条件と制限を示す結果を提示することが望ましい。

## 将来像

変動性や不確実性を伴う新たな電源が存在するとしても、電力システムは高いレベルの信頼度と安全度を確保して運用されることが望ましい。そのためには統合検討に注力する必要がある。統合検討の方法論は進化を続けており、大量の風力・太陽エネルギーを運用する電力システムの経験が有用である。統合検討を行うための主な手順と方法論に関する推奨事項は、IEA Wind TCP Task 25 と IEA PVPS TCP Task 14 の下で継続的な国際協力の一環として更新されることになる。

将来の電力システムの運用方法に関する推奨事項は、政策や市場開発に結び付いている。将来の推奨事項に影響を与える可能性がある活動としては、以下が挙げられる。

- 電力貯蔵とエネルギーシステムのカップリング(熱、電力、輸送、ガス)などの新たな供給源を考慮しつつ、柔軟性の必要性とそれを実現する方法を評価できる柔軟性指標とツールの開発
- さまざまな時間スケールにおける風力発電の不確実性を考慮し、送電網の制約を起動停止計画(UC)と負荷配分の制約に組み込むシミュレーションツールの開発
- 影響とシステムコストを評価できるシミュレーションケースを設定する方法を探る
  - および、費用便益分析によるシステム価値
- 非常に高い導入率の風力・太陽光発電のケースと脆弱な送配電網における安定度の問題に関する知識、ならびに新たな再生可能エネルギー100%の検討の方法論
- 市場統合戦略または代替の市場設計を推奨するための、大量の風力発電がさまざまな市場要素に与える影響についての検討。市場設計による、風力の導入率が高い電力システムにおける柔軟性と発電資源アデカシーの誘引、または電力システムの支援(例えば、抑制モードでの運転など)の提供による、風力・太陽光発電の能力を効果的に利用については、まだ十分明らかになっていない。





## 頭字語と略語

AC : Alternating Current (交流)  
AGC : Automatic Generation Control (負荷周波数制御)  
AIGS : All Island Grid Study (アイルランド全島系統検討)  
ARMA : Auto-Regressive Moving Average model (自己回帰移動平均モデル)  
AVR : Automatic Voltage Regulator (自動電圧調整器)  
CAES : Compressed Air Energy Storage (圧縮空気エネルギー貯蔵)  
CCC : Current Commutated Converter (電流型他励変換器)  
CIGRE : Conseil International des Grands Réseaux Électriques (国際大電力網会議)  
CIRED : Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution (国際配電網会議)  
COPT : Capacity Outage Probability Table (発電容量事故停止確率表)  
DC : Direct Current (直流)  
DLR : Dynamic Line Rating (動的送電線容量)  
DR : Demand Response (需要応答、デマンドレスポンス)  
DSM : Demand Side Management (需要側管理、デマンドサイドマネジメント)  
DSO : Distribution System Operator (配電システム運用者)  
EHV : extra high voltage (超高圧)  
ELCC : Effective Load Carrying Capability (供給信頼度対応能力)  
EMT : Electro-Magnetic Transient (電磁過渡現象)  
ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity (欧州送電系統運用者協調機関)  
EWITS : Eastern Wind Integration and Transmission Study (東部風力統合及び送電検討)  
FACTS : Flexible Alternating Current Transmission Systems (フレキシブル交流送電システム)  
FOR : Forced Outage Rates (事故停止率)  
FRT : Fault Ride Through (事故時運転継続、フォルトライドスルー)  
GIS : Geographic Information System (地理情報システム)  
GW : Gigawatt ( $10^9$  ワット)  
H<sub>2</sub>O : Hydrogen-2-Oxygen (水)  
HV : High Voltage (高圧)  
HVDC : High-Voltage Direct Current (高圧直流)  
ICT : Information and Communication Technology (情報通信技術)  
IEA PVPS : The International Energy Agency Technology Collaboration Programme for Co-operation in Photovoltaic Power Systems (国際エネルギー機関・太陽光発電システム研究協力プログラム)  
IEA Wind : The International Energy Agency Technology Collaboration Programme for Co-operation in the Research, Development and Deployment of Wind Energy Systems (国際エネルギー機関・風力発電システム研究開発協力プログラム)  
IEA : International Energy Agency (国際エネルギー機関)  
IEC : International Electrotechnical Commission (国際電気標準会議)  
IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers (米国電気・電子技術者協会)  
ISO : Independent System Operator (独立系統運用機関)  
kWh : Kilowatt hour (キロワット時)  
LADF : Line Outage Distribution Factor (回線故障分流係数)  
LCC : Line Commutated Converter (他励変換器)  
LCOE : Levelized Cost Energy (均等化発電原価)  
LOLE : loss of load expectation (電力不足期待値)  
LOLP : Loss of Load Probability (電力不足確率)  
LP : Linear Programming (線型計画法)  
LV : low voltage (低圧)  
MAE : Mean Absolute Error (平均絶対誤差)  
MILP : Mixed Integer Linear Programming (混合整数線形計画法)  
MIP : Mixed Integer Programming (混合整数計画法)  
MISO : Mid-continent Independent System Operator (北米内陸独立系統運用機関)

MMC : Modular Multilevel Converter (モジュラーマルチレベル変換器)  
MW : Megawatt (メガワット)  
MWh : Megawatt hour (メガワット時)  
N-1 Security : Security is maintained when any one of the total number of possible faults occurs (想定される故障のうちいずれかひとつが発生してもセキュリティが保たれる状態)  
NERC : North American Electric Reliability Corporation (北米電力信頼度協議会)  
NOVA Principle : Grid optimization, before grid reinforcement, before grid expansion (強化・拡張の前に電力網の最適化を図る原則)  
nRMSE : Normalized Root Mean Square Error (正規化二乗平均平方根誤差)  
NTC : Net Transfer Capacity (正味送電容量)  
NWP : Numerical Weather Prediction (数値気象予報)  
NYISO : New York Independent System Operator (ニューヨーク独立系統運用機関)  
PINT : Put IN one at a Time (一度にひとつずつ)  
PJM : ペンシルバニア/ニュージャージー/メリーランドを中心とする独立系統運用機関  
PSS : Power System Stabilizer (系統安定化装置)  
PV : Solar Photovoltaic Power (太陽光発電)  
R&D : Research and Development (研究開発)  
RES : Renewable Energy Sources (再生可能エネルギー源)  
RMS : Root Mean Square (二乗平均平方根)  
SCR : Short Circuit Ratio (短絡比)  
SCUC : Security Constrained Unit Commitment (セキュリティ制約付き起動停止計画)  
SSCI : Sub-Synchronous Control Interaction (低周波同期制御共振)  
SSTI : Sub-Synchronous Torsional Interaction (低周波同期軸ねじれ共振)  
SVC/STATCOM : Static VAR Compensator/Static Synchronous Compensator (静止型無効電力補償装置/自励式無効電力調整装置)  
TOOT : Take Out One at a Time (一度にひとつずつ取り出す)  
TSO : Transmission System Operator (送電システム運用者)  
TTC : Total Transfer Capacity (総送電容量)  
TYNDP : Ten Year Network Development Plan (送電網開発 10 年計画)  
UC : Unit Commitment (起動停止計画)  
UCED : Unit Commitment and Economic Dispatch (起動停止計画および経済負荷配分)  
UK : United Kingdom (英国)  
USA : United States of America (アメリカ合衆国)  
VSC : Voltage Source Converter (電圧型変換器)  
WWSIS : Western Wind and Solar Integration Study (米国西部風力太陽光統合検討)

# 目次

序文.....	i
はじめに.....	ii
要旨と推奨事項のまとめ.....	iv
課題.....	iv
取り組み方法.....	iv
ポートフォリオ設定.....	vii
風力・太陽光発電の容量価値.....	viii
発電コストシミュレーションと柔軟性評価.....	ix
送配電網シミュレーション.....	x
結果の分析と提示.....	xiv
将来像.....	xiv
1 序章：検討対象.....	1
1.1 検討対象：風力・太陽光発電統合問題の概要.....	1
1.1.1 需給調整：短期予備力、負荷配分、スケジューリング、起動停止計画.....	3
1.1.2 発電の容量価値とアデカシー.....	3
1.1.3 システムアデカシーと安定度.....	3
1.2 風力・太陽光発電統合検討の内容.....	4
1.3 統合検討の段階.....	5
1.4 風力・太陽光発電統合の促進.....	8
参考文献.....	9
2 入力データ.....	11
2.1 風力・太陽光発電データ.....	11
2.1.1 発電時系列.....	12
2.1.2 時系列データの予測.....	18
2.1.3 風力・太陽光発電所の能力.....	22
2.2 需要データ.....	23
2.3 送配電網データ.....	24
2.3.1 送電網と連系線データ.....	25
2.3.2 配電網データ.....	26
2.4 発電所データ：風力・太陽光以外の発電所の場合.....	27
2.5 需要側管理と貯蔵.....	28
2.6 入力データに関する推奨事項のチェックリスト.....	29
参考文献.....	30
3 ポートフォリオ開発とシステム管理.....	35
3.1 発電ポートフォリオと送電シナリオ.....	36
3.2 運用方法と市場.....	39
3.3 予備力の割り当て — 風力・太陽光発電による変動性の推定.....	42
3.3.1 推奨される方法.....	43
3.3.2 予備力の必要性を評価するための他の方法.....	45
3.4 チェックリスト：ポートフォリオ開発とシステム管理.....	46
参考文献.....	47
4 発電容量アデカシーと容量価値.....	49
4.1 方法論とモデル.....	50
4.1.1 推奨される ELCC 法.....	52
4.1.2 概算法.....	52
4.2 チェックリスト：容量価値.....	54
参考文献.....	54
5 発電コストシミュレーションと柔軟性評価.....	56

5.1	発電コストシミュレーション.....	57
5.1.1	風力・太陽光発電のシミュレーション.....	58
5.1.2	シミュレーションの不確実性.....	58
5.1.3	地点の課題.....	59
5.1.4	従来型発電所モデル.....	59
5.1.5	水力発電の検討事項.....	60
5.1.6	最適化の方法.....	60
5.1.7	電力貯蔵とデマンドレスポンス.....	61
5.1.8	発電コスト見積の推奨事項.....	61
5.1.9	市場.....	63
5.2	柔軟性評価.....	64
5.3	チェックリスト：発電コストシミュレーションと柔軟性評価.....	66
	参考文献.....	67
6	送配電網シミュレーション：電力潮流と動特性.....	69
6.1	検討ケースの定義.....	71
6.2	定常解析.....	72
6.2.1	潮流計算.....	72
6.2.2	配電網接続の風力・太陽光発電のモデル化.....	73
6.2.3	(定常状態)事故解析.....	73
6.2.4	短絡容量の計算.....	73
6.2.5	高調波の課題とモデル化.....	73
6.2.6	HVDC システム.....	74
6.3	安定度解析.....	75
6.3.1	入力データ・発電所モデル.....	77
6.3.2	HVDC 送電インフラの検討.....	82
6.4	送電網の増強.....	83
6.5	配電網検討.....	85
6.5.1	接続可能容量解析.....	86
6.5.2	配電網の増強.....	88
6.5.3	配電損失の解析.....	90
6.5.4	電圧変動性解析と制御アルゴリズムの試験.....	91
6.5.5	分散型エネルギー源と TSO/DSO 協業の柔軟性評価.....	92
6.6	チェックリスト：送配電網シミュレーション：電力潮流とダイナミクス.....	92
6.6.1	定常状態解析の推奨事項.....	93
6.6.2	動的解析の推奨事項.....	93
6.6.3	配電網検討の推奨事項.....	96
	参考文献.....	96
7	結果の解析と提示.....	105
7.1	コストと便益の比較.....	106
7.2	送配電網への影響：損失、混雑状況、増強の必要性.....	107
7.3	火力機と需給調整に対する風力・太陽光発電の影響.....	108
7.4	統合検討における風力発電と太陽光発電の主な違い.....	111
7.5	結果の提示方法.....	112
7.6	前提条件による検討の限界.....	114
7.7	チェックリスト：結果の解析と提示.....	119
	参考文献.....	119
8	結論と今後の作業.....	122

## 図一覧

図 i. 風力・太陽光発電統合検討の内容	v
図 1. 風力・太陽光発電が電力システムに与える影響	2
図 2. 風力・太陽光発電統合検討構成要素	4
図 3. 太陽光発電導入率と電力システムの課題	6
図 4. 電力システムの柔軟性向上にかかるコスト(一般傾向)	8
図 5. 風力・太陽光発電統合検討構成要素：風力・太陽光発電統合検討に必要な入力データ	11
図 6. 風力発電の時間毎変動の時系列データの標準偏差から得られる平滑化効果	18
図 7. 全風力発電所間の平均距離を関数とした設備容量の標準偏差。	18
図 8. 設備容量 12 GW の風力発電の予測期間に対する予測誤差の正規化標準偏差	19
図 9. 予測誤差と確率密度	20
図 10. さまざまな発電レベルの予測誤差分布	21
図 11. 風力・太陽光発電統合検討構成要素：ポートフォリオ開発、送電シナリオ、システム管理の変更	35
図 12. 風力・太陽光発電統合検討構成要素：風力・太陽光発電容量価値の推定	49
図 13. 風力・太陽光統合検討要素としての発電コストシミュレーションと柔軟性評価	56
図 14. 風力・太陽光発電統合検討構成要素：送電シナリオ、電力潮流、動特性	69
図 15. システム故障中およびシステム故障後の接続点の電圧によって指定される汎用 FRT プロファイル	81
図 16. N-1 シナリオにおけるブランチの最大過需要継続時間曲線と、過負荷の基準およびリスク	84
図 17. システム全体の配電システム統合検討のフロー図	89
図 18. 風力・太陽光発電統合検討構成要素：データ解析と出力合成	105

## 表一覧

表 i. 統合検討構成要素に必要な入力データの推奨事項 .....	vii
表 1. 変動性再生可能エネルギー(VRE)統合検討の各段階 .....	7
表 2. 統合検討のための風力・太陽光発電の発電時系列入力データ要件 .....	13
表 3. 統合検討構成要素に必要な入力データの推奨事項 .....	30
表 4. 風力・太陽光発電導入率の増加に伴う短期の需給調整の進化 .....	64





# 1 序章：検討対象

*Hannele Holttinen, Markus Kraiczky, Martin Braun (フローチャート), Juha Kiviluoma, J. Charles Smith, Lennart Söder, Damian Flynn, Ana Estanqueiro*

風力・太陽光発電は、発電の原理が自然要因であり、それらを完全には予測できないという限界のため、電力システムの運用にさらなる変動性と不確実性をもたらすことになる。これらの課題に対処するには、電力システムにかなりの柔軟性が必要とされる。柔軟性は、さまざまな時間スケールの変動に対応できる電力システムの能力である。風力・太陽光発電の統合の実現性は、電力システムへの影響を分析するケーススタディ(統合検討)により実証されている。

風力・太陽光発電統合検討の実施方法に関する推奨事項は、検討対象の風力・太陽光発電の導入率によって異なる。この推奨事項報告書では、導入率の指標として、年間の需要電力量(すなわち総需要)に対する風力・太陽光発電の導入率を用いている。電力量における風力・太陽光発電の導入率を低いとみなすか高いとみなすかについての標準的な基準はない(Müller and Vithayasrichareon 2017 も参照)。低い導入率の定義は、電力システムの特性によって異なる。システムによって 5%が高い導入率とみなされる場合もあれば、より柔軟性の高いシステムでは 10%が中程度の導入率とみなされる場合もある。一般に高い導入率とは、総需要の 20%を超える導入率を指す。太陽光発電の場合、風力発電よりも早く「高い導入率」に達する可能性がある。

この推奨事項報告書は、風力発電・太陽光発電統合の諸問題、すなわちそれらの風力・太陽光発電が電力システムに与える影響の要約から始まる。そこから、完全な統合検討の段階がフローチャートで示される。次いで、第2章～第7章では、図2のフローチャートのメインボックス内に示されている実施内容について説明する。入力データ、ポートフォリオ開発とシステム管理、容量価値、発電コストシミュレーションと柔軟性評価、システムシミュレーション、ならびに結果の分析と解釈。各章では、推奨事項のチェックリストに基づき、風力・太陽光発電統合に関連する問題に対処する。報告書は、将来の検討のための推奨事項と提案のまとめで締めくくっている。本報告書はデータと方法論に関するものであり、統合検討の結果については要約報告書(Holttinen et al. 2009, 2013, 2016; PVPS 2014, 2017)を参照されたい。

最新の報告書は、IEA Wind TCP (Holttinen (Ed) 2013)によって発表された推奨実施手法文書の第2版である。推奨事項に太陽光発電が追加され、配電網が取り上げられている。特に太陽光発電の場合(そして風力発電の一部も)、導入の高い割合が配電レベルで接続される。

## 1.1 検討対象：風力・太陽光発電統合問題の概要

新設の発電所を電力システムに統合する前に、長い時間スケールでシステムアデカシーを評価し、短い時間スケールで需給バランスと動的安定度への影響を評価する必要がある。風力・太陽光発電の実装は、電力システムの管理、経済性、効率性に影響を与える。最適な従来型発電の構成は、風力と太陽光の導入率の増加とともに

変化する可能性がある。運用のセキュリティと信頼度を許容可能なレベルに保つために、対策が必要になる場合がある。

これらの検討では、さまざまな時間スケールの分解能に伴うさまざまな影響と、システム全体と局所の両者の効果について扱っている(図1を参照)。通常、配電レベルでの統合課題は、送電レベルやシステム全体の問題よりも、風力・太陽光発電の導入の局所的または地域的影響に焦点を絞ったものとなる。

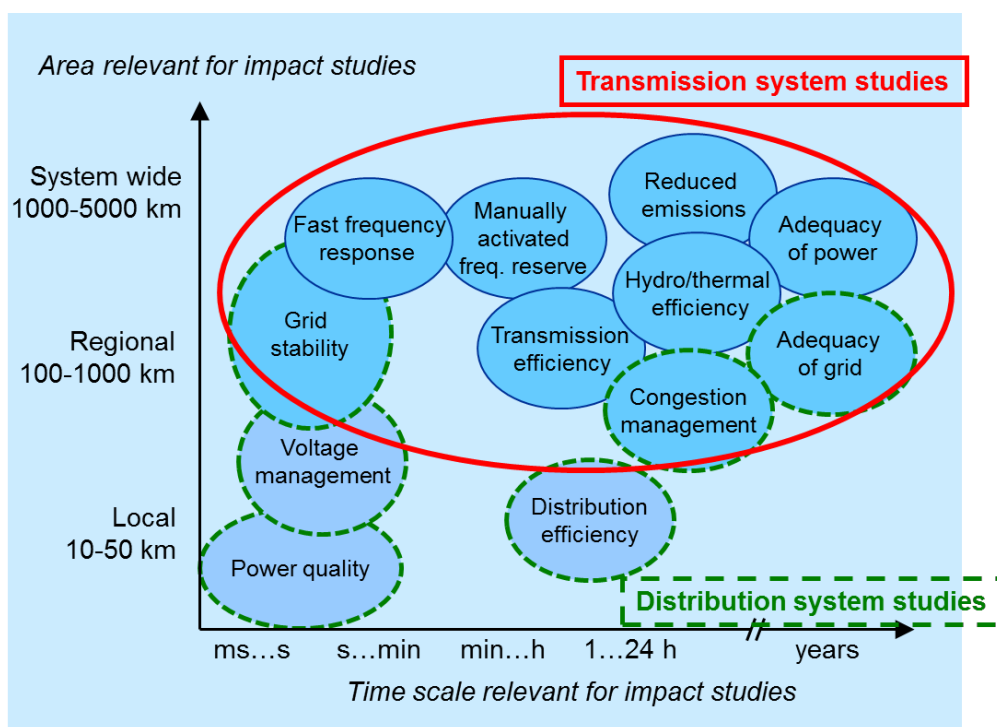


図1. 風力・太陽光発電が電力システムに与える影響

図では検討に対応するさまざまな時間スケールと地理的幅で区分されている。  
 赤色の丸枠で囲まれた箇所はこれらの地域的な規模、  
 送電および電力システムのレベルの問題を示している。  
 緑色の点線で表された箇所はより局所的な配電網に関する問題を示している。  
 送電効率 (Transmission efficiency) とは送配電損失、  
 水力・熱効率 (Hydro/thermal efficiency) は発電損失のことである。

世界の電力システムは、既設の発電所設備の運用特性、システム需要の固有の変動性、送電容量に関する運用規則や戦略、需給インバランスへの対応、送配電網の接続(メッシュ状と放射状)などの点で、それぞれ大きく異なっている。物理的柔軟性(既存の電源の能力)と制度的柔軟性(市場構造)はいずれも、風力・太陽光発電による変動性と不確実性の増加を調整して均衡させる能力に影響を与える。市場設計は、電力供給と送電の効率とアデカシーにも影響を与える。

風力・太陽光発電の導入率が中～高程度の場合(すなわち、年間総消費電力量の5～10%以上が風力・太陽光発電で供給される場合)にのみ見られる影響もある。風力・太陽光発電の導入率が10%を超える場合、通常、風力・太陽光発電が少なくとも各1

時間で 50% を上回る需要を提供することが既に 1 年間に数回発生する。

以下で説明する主な 3 つの問題は、それぞれ独立して検討できるものである。扱う時間軸はさまざまだが、統合検討の主な焦点は長期計画である。例えば、需給調整は短期的な運用上の影響に対処する課題であるが、プロダクションコストモデルなどのツールの中長期計画策定に組み込むことができる。

### 1.1.1 需給調整：短期予備力、負荷配分、スケジューリング、起動停止計画

短期運転予備力(時間スケール：数秒～1 時間)：この問題は、風力・太陽光発電によってもたらされる変動性と予測誤差による不確実性が、システムの運転予備力の配分と利用にどう影響するかについての問題である。電力システムは、システム全体での正味の需給インバランスを調整して需給の均衡を図っている。すなわち、大規模なシステム全体に分散している風力・太陽光発電の不確実性は、電力システムが経験する他の不確実性(例えば、需要に関連する不確実性)と組み合わせられることになる。需給調整の必要性の増加に関する一般的な結論は、需給調整に関連する領域の規模、本来需要の変動性、ならびに風力・太陽光発電の変動性に依存する(平滑化効果は、風力・太陽光発電の集中度または分散度によって変わる)。

効率と起動停止計画(UC)(時間スケール：数時間～数日)：ここで問題となるのは、従来型電源の容量をどのように選んで運用するか、風力・太陽光発電の変動や予測誤差によって発電所の運用スケジュールがどう変わるかということである。すなわち運転時間とユニットの運用方法(出力変化速度、部分負荷運転、起動停止)の両者が関わってくる。風力・太陽光発電の高い出力や最小需要などの重要な状況に対処する必要がある。風力・太陽光発電の不確実性と電力システムの既存の制約と柔軟性を正しく考慮するためには、風力・太陽光発電を既存の計画ツールに組み込む方法を分析して開発することが重要である。シミュレーション結果は、風力・太陽光発電の技術的影響、ならびに関連する(技術的な)コストについての知見が得られる。

### 1.1.2 発電の容量価値とアデカシー

発電アデカシーを評価する場合、関連する時間スケールは複数年である。ここでの問題は、ピーク需要の状況で利用できる総供給量に関するものである。発電容量アデカシーは、システムの静的/定常状態に関連し、システムのマージンとも呼ばれる。発電容量の想定には、システムの需要と発電機の事故率が必要となる。アデカシー評価に使用される基準には、電力不足確率(LOLP)が含まれる。

風力・太陽光発電の総容量価値を適切に評価するには、地理的な分散の影響を考慮する必要がある。ピーク需要時に風力・太陽光発電で発生する重大な局面を捉えるには、多数年のデータが必要になる。

### 1.1.3 システムアデカシーと安定度

風力・太陽光発電は、送配電網の潮流に影響を与える(時間スケール：数時間)。風力発電が送配電網に与える影響は、需要に対する風力・太陽光発電所の地点、および風力・太陽光発電の出力と需要電力の相関関係によって変化する。潮流の方向の変化や電力損失の増減により、送配電網の混雑の状況に影響する可能性がある。既

存の送配電網インフラを最大限に活用する方法には、さまざまな手段がある。ただし、相当レベルの風力・太陽光発電容量を追加すると、送電網アデカシーの維持には送電網の増強が必要になる場合が多い。風力・太陽光発電を伴う送電網を経済的に計画するためには、8,760時間の潮流を把握して費用便益分析を行う必要がある。エリア間に送電容量があれば再生可能エネルギーの統合を促進する

風力・太陽光発電が電力システムの動特性(時間スケール：数秒)に与える影響の評価は、それらの導入率が高いほど重要になる。通常時とシステム事故時にシステムを支援する機能として、電圧・電力制御や事故時運転継続(FRT)機能などがあるが、いかなる検討においても、風力・太陽光発電所の制御能力を認識すべきである。需要地との関係で風力・太陽光発電所の設置もこの問題に影響を及ぼす。配電網に非常に多くの風力・太陽光発電が接続されている場合、事故やその他の異常状態に対する電力システムの応答に影響を与える可能性があるため、電圧安定性評価には、電圧プロファイルの予想される多様性を含めることが望ましい。

## 1.2 風力・太陽光発電統合検討の内容

前述の全ての問題を含む完全な統合検討は、完全な統合検討の概要を示すフローチャートとして図2に示されている。全ての検討にフローチャートの構成要素の全てが含まれるわけではなく、提案された各ステップを全ての統合検討で実施するのは現実的でない場合がある。本格的な検討は、特に考えられる全ての反復ループを考慮に入れると、複雑なプロセスになる。検討は段階的に進める場合が多く、例えば、まずは局所的な問題を検討した後にシステム全体に関わる問題の検討に発展させることができる(IEA(2017)で説明されている風力・太陽光発電の導入率が1~5%から始まる場合の詳細も参照)。

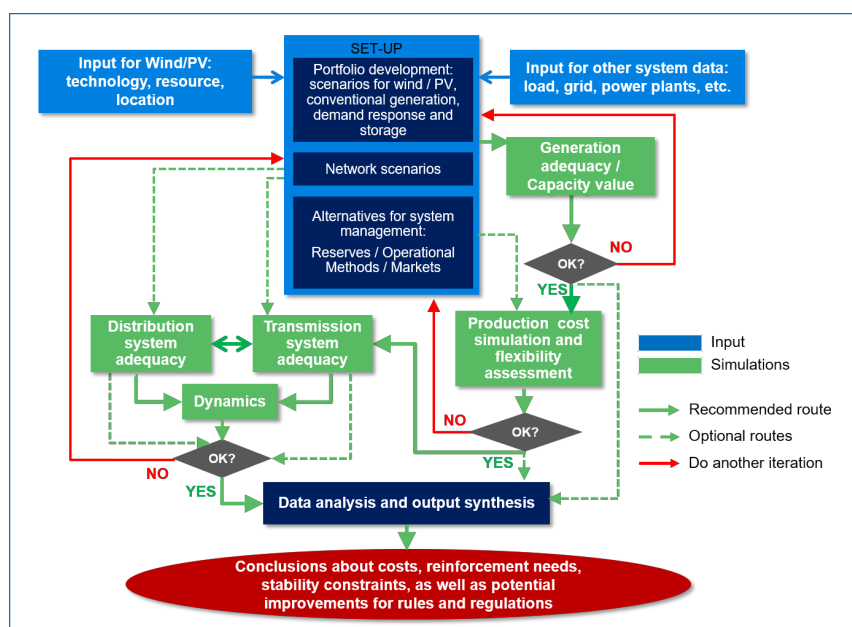


図2. 風力・太陽光発電統合検討構成要素

反復ループを含んだ推奨経路と、全ての構成要素が検討対象とはなっていない場合に考えられる経路を示したフローチャート

通常、風力・太陽光発電の統合検討は、何を検討するか(緑色ボックスのどのシミュレーションを実行し、どれを省略するか)、どの地理的システムを選ぶか(例えば、システムの一部を含む電力量のフットプリント、または同期システム全体)から始まる。同期システム全体の分析からは、電力システムを管理する相互作用の全体の特徴が得られる。ただし、システム全体を検討する際に、検討が複雑になり過ぎて関心のある現象への関連性が薄くなる恐れがある。このため、検討領域の境界と残りの同期システムの境界との間の相互作用を慎重にモデル化し、システムの一部のみを検討する場合が多い。

ポートフォリオ開発では、現在と将来のシステムのどちらを対象にするか、想定される発電所群や需要と柔軟性の選択肢のいずれを選ぶかを確定する必要がある。基本的な設定の前提条件は、検討結果に決定的な影響を及ぼすことになる。重要な側面として、風力・太陽光発電をシステムに追加する方法があり、既存の発電を置き換える、既存のシステムに風力・太陽光発電を追加する、両者のシナリオに最適なポートフォリオを策定するなどの方法が考えられる。風力・太陽光発電が大量に供給される場合、最初からシステム運用を変更する必要がある可能性がある。この変更には、運用上の対策や検討対象の送電シナリオを通して、電力システムで利用可能な柔軟性の選択肢の確認が含まれる。予備力の配分・調達・利用も、より包括的で費用対効果の高いものに変えなければならない場合がある。

検討に関連するシミュレーションを行うためには、風力・太陽光発電および基礎となる電力システムに関する入力データが必要である(図 2 のフローチャート上部にある 2 つの青色ボックス)。

通常、風力・太陽光発電統合検討には、(電力潮流、電圧プロファイル、短絡電力のような)送電網および配電網の調査、ピーク需要時の資源アデカシー要件を満たす上で必要な発電容量の計算、システム内の発電所の運用のシミュレーション(図 2 のシミュレーションに関する緑色ボックスで表す範囲)などが関わってくる。風力・太陽光発電の導入率が高い場合の統合について検討するには、さらに詳細な安定度シミュレーションと柔軟性評価が必要になる。

発電・送電容量アデカシーまたは予備力マージンによる信頼度の制約により、初期結果については、反復しながら入力データと検討の設定を調整する必要がある。残りの発電所(すなわち、発電ポートフォリオ)であるシステムの設定容量の変更や、送配電網を変更したり、送配電網の復旧手順やシステム管理の運用方法を適用するなどである。

結果の分析と解釈は、検討の最終フェーズで行われる。通常の見直しでは、風力・太陽光発電がまったく(または、ほとんど)ないシミュレーション結果を、将来的な多くの風力・太陽光発電がある状態と比べることによって、風力・太陽光発電の影響の定量化を試みている。一部の検討では、システムへの統合コストを見積もる試みもある。風力/太陽光発電がシステムにもたらす便益も定量化でき、風力/太陽光発電の導入目標の正当化・裏付けのためにも、得られる便益は大きいことが望ましい。

### 1.3 統合検討の段階

検討対象とする風力・太陽光発電の導入率と電力システムの問題に応じて、フローチャートの構成要素を部分的に省略することができる。

特に太陽光発電は、配電レベルで接続される容量の導入率が高い傾向がある(これは風力発電のケースにも当てはまる)。配電レベルでシステム統合の課題は、風力・太陽光発電の市場投入のローカルまたは一部の地方の影響(ローカルな電圧上昇や設備の過負荷など)に限られたものとなる。通常、分散型太陽光発電によるシステム統合の課題(Stetz et al. 2014)は、配電網に接続されたウィンドファームにも適用できる(図3)。

- 第 1 段階**：一部の配電網で太陽光・風力発電の導入率が低～中程度であり、ローカルな需要はまだローカルな発電電力より大きい(配電網における潮流は単一方向)。分散型の太陽光・風力発電は、局所的な過電圧または過負荷の問題を引き起こす場合がある。分散型の太陽光・風力発電は、送電網の運用にまったく(またはほとんど)影響を与えない。第 1 段階では通常、分散型太陽光発電が受動的役割を果たし、例えば、発電機は最大の有効電力を供給する。
- 第 2 段階**：一部の配電網では太陽光・風力発電の導入率が高まり、ローカルな発電電力が局所的な需要を超える(配電網における潮流は双方向)。DSO の主な課題は、分散型エネルギー源の配電網における受け入れ容量の増加である。送電の観点からは、太陽光・風力発電の市場投入が進んでいる地域では、再給電または混雑管理の必要性が特に高まる可能性がある。第 2 段階では通常、分散型太陽光発電システムは、新規のアンシラリーサービスを提供する必要がある(例えば、電圧管理のための無効電力制御または混雑管理のための有効電力制限)。

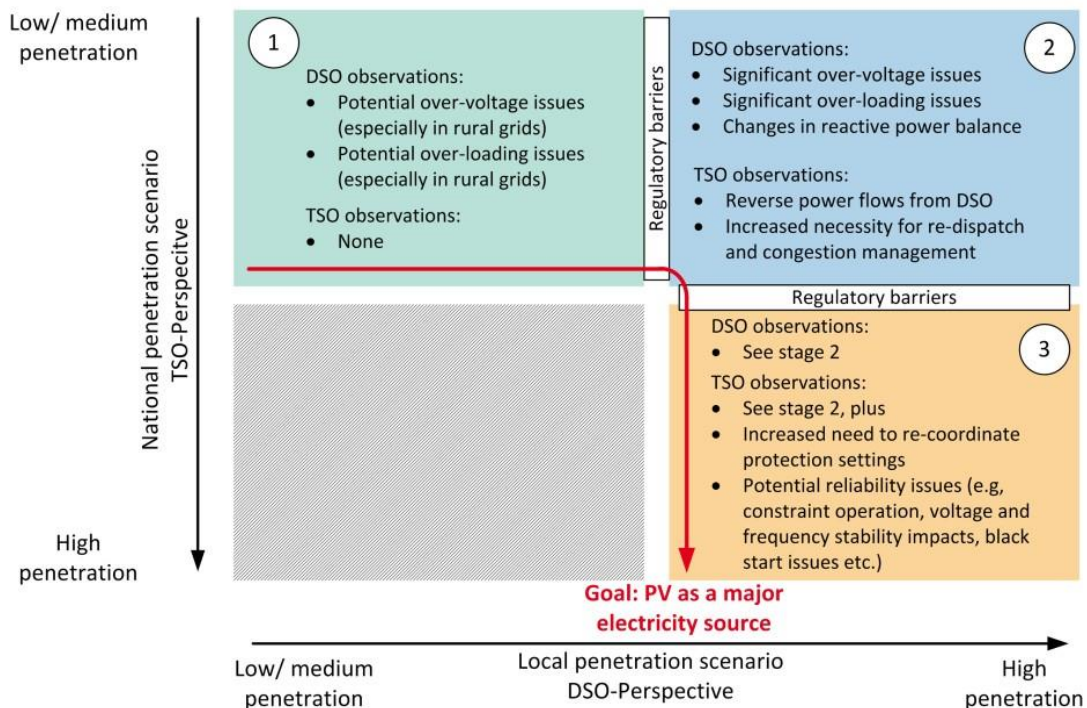


図 3. 太陽光発電導入率と電力システムの課題 (Stetz et al. 2014)

- 第 3 段階**：多くの配電網で太陽光・風力発電の導入率が高く、システム全体として太陽光・風力発電の導入率が高い。太陽光・風力発電統合の主な課題としては、電圧安定性の問題、需給調整の問題、ブラックスタートの問題、保護システムの設定再調整など、特に送電レベルについて判断が求められる。第 3 段階では、太陽光発電は電力システムの不可欠な部分であり、送電網運用(例えば、需給調整の課題)に新しいアンシラリーサービスを提供することも求められる。

ローカルシステムの検討からシステム全体の検討に至るまで、検討段階の例は、計画立案者向けの IEA の出版物である *Getting Wind and Sun into the Grid* (Müller and Vithayasrichareon 2017) に記載されている。4 つの段階について説明すると、第 1 段階と第 2 段階ではまだ統合検討の必要はなく、第 3 段階と第 4 段階では、検討で捉えた詳細を増やしていくことが含まれている(表 1)。

**表 1. 変動性再生可能エネルギー(VRE)統合検討の各段階**  
(出典：Müller and Vithayasrichareon 2017)

段階	説明
1	システム全体のレベルでは、VRE 容量はあまり重要性をもたない
2	システム運用者にとって、VRE 容量は注目すべき存在になる
3	柔軟性は、需給調整における大きな変動に関して重要となってくる
4	安定度が重要になる。特定の時間帯に、VRE 容量が需要のほぼ 100%を占める
5	構造的な余剰が発生し、他部門での電化が重要となってくる
6	季節的な不足期間の解消と非電力用途への供給、季節的な貯蔵と合成燃料

電力システム全体の検討としては、アイルランドのケースでの全島システム検討(AIGS 2008)、再生可能エネルギー研究の促進(Eirgrid and SONI 2010)、DS3 プログラムに関するセキュリティの保たれた持続可能なシステムの実現(Eirgrid 2015)において、システムをより詳細に検討した例が見られる。別の例として、米国西部風力太陽光発電統合検討(WWSIS)のフェーズ 1 (WWSIS 2010)、フェーズ 2 (Lew et al. 2012)、フェーズ 3 (Miller et al.2014)が挙げられる。統合検討の場合、以下のように各段階を定義することができる。

- 第 1 段階**：導入率が低い場合、主な関心は風力・太陽光発電が他の発電所に及ぼす影響、および送電網増強の必要性(発電コストシミュレーションと送配電網アデカシー)である。予備力要件への影響にも対処することができる。
- 第 2 段階**：導入率が高い場合、風力・太陽光発電の容量アデカシーと容量価値が検討されることが多く、より詳細な柔軟性評価が役立つ。安定度の問題(例えば、周波数安定性につながる慣性低下、一部の地点での電圧安定性)も見られる場合がある。送配電網開発と組み合わせたポートフォリオの開発にもさらに詳

細な取り組みが必要である。

- 第3段階**：さらに高い導入率になると、瞬間的に非常に高い風力・太陽光の出力になることがあり、システム安定度、システム保護、高調波、その他の技術的な問題が発生する恐れがある。問題が特定された場合、特に運用(例えば、デマンドレスポンス、動的送電線定格(DLR)、グリッドコードの修正、新たなアンシラリーサービス、制御所のソフトウェアツール)および計画の期間(例えば、交流・直流送電網の増強、FACTS およびシステム制御装置、柔軟性の高い発電、エネルギー貯蔵)において、さまざまな緩和策を検討できる。

#### 1.4 風力・太陽光発電統合の促進

風力・太陽光発電による変動性と不確実性の増加により、電力システムの柔軟性の必要性が高まる可能性がある。柔軟性とは、変化に応じてシステムを調整できるように発電出力レベルを調整したり、需要を増減したりする能力を意味する。現在、この柔軟性は主として従来型発電所で管理されている。運用上の対策によって、柔軟性の選択肢が増え、柔軟性の必要性が減る。例えば、より広大な需給調整エリアで送電が可能になり、新しい市場メカニズムを導入することで既存の発電ユニットの柔軟性を最大限に活用できるようになる。デマンドレスポンスは、費用対効果の高い柔軟性を提供することができる。柔軟性は、柔軟性の高い発電所、送電線、貯蔵容量として追加することができる。従来型の柔軟性の高い発電所の場合は、出力を減らすことで燃料を節約して後に使用することができる。風力・太陽光発電所もある程度の柔軟性を提供できるが、規則を定めて発電所の出力レベルを下げると、エネルギーの損失を伴うことになる。つまり、柔軟性を提供する方法としては最もコストのかかる方法であり、他により費用対効果の高い方法がない場合にのみ採用することが望ましい。図4は、柔軟性の選択肢とそれらの相対的な費用対効果の全体像を示している。スマートグリッド(能動的に制御された電力システム)では、需要側管理(DSM)が可能になり、分散型電源の柔軟性を活用することができる。

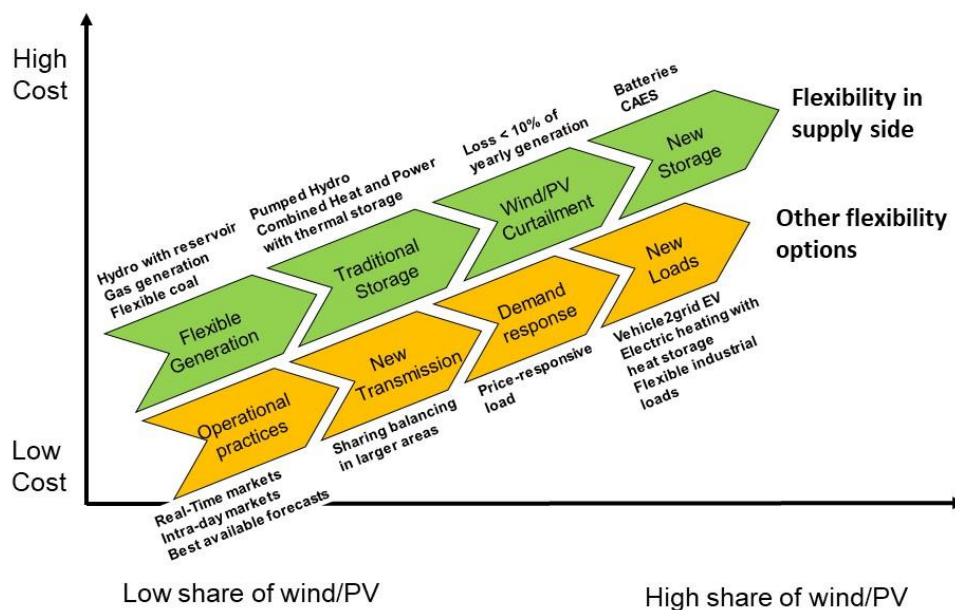


図4. 電力システムの柔軟性向上にかかるコスト(一般傾向)(出典：UWIG)



## 参考文献

- EirGrid and SONI (2010). All island TSO facilitation of renewables studies, June 2010. Available: <http://www.eirgridgroup.com/library/>
- Eirgrid (2015). <http://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/>
- Holttinen, H.; Lemström, B.; Meibom, P.; Binder, H.; Orths, A.; van Hulle, F.; ... Tuohy (2007). “Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power.” State-of-the-art report. Espoo, VTT. 119 p. + app. 25 p. VTT Working Papers; 82 ISBN 978-951-38-6633-4. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W82.pdf>
- Holttinen, H.; Meibom, P.; Ensslin, C.; Hofmann, L.; McCann, J., Pierik, J.; ... Ela, E. (2009). “Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power”. Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008. VTT Tiedotteita - Research Notes 2493, Espoo, VTT, 200p. +app. 31p. ISBN978-951-38-7308-0  
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf>
- Holttinen, H.; Kiviluoma, J.; Rabitaille, A.; Cutululis, N.A.; Orths, A.; Van Hulle, F.; ... Lew, D. (2012). “Design and operation of power systems with large amounts of wind power”. Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase two 2009–2011. VTT Technology 75. Espoo: VTT. 81p. +app. 13p. ISBN978-951-38-7910-5.  
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2012/T75.pdf>
- Holttinen, H.; Orths, A.; Hulle, F.; Kiviluoma, J.; Lange, B.; O’Malley, M. (2013). Holttinen, H. (Ed.) “Recommended Practices for Wind Integration Studies.” Expert group report, RP16 of IEA WIND. Available at <https://community.ieawind.org/task25/home>
- Holttinen, H. (2016). “Design and operation of power systems with large amounts of wind power.” Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase three 2012–2014. VTT Technology 268. VTT, Espoo, 115 p. + app. 10 p. ISBN 978-951-38-8444-4.  
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2016/T268.pdf>
- Lew, D.; G. Brinkman, E. Ibanez, A. Florita, M. Heaney, B. M. Hodge, M. Hummon, G. Stark, J. King, S. A. Lefton, N. Kumar, D. Agan, G. Jordan, S. Venkataraman. (2013). “The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2,” *NREL Tech. Report NREL/TP-5500-55588*. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55588.pdf>
- Miller, N.W.; Shao, M.; Pajic, S.; D’Aquila, R. (2014). “Western Wind and Solar Integration Study Phase 3 – Frequency Response and Transient Stability,” NREL Subcontractor Report – NREL/SR-5D00-62906. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62906.pdf>
- Müller, S., Vithayasrichareon, P. (2017). “Getting wind and solar onto the grid. And IEA manual for policy makers.” In Proceedings of 16th international wind integration workshop WIW2017 Berlin 25-27 Oct 2017. Energynautics, Germany, 2017. Available at [https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting\\_Wind\\_and\\_Sun.pdf](https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting_Wind_and_Sun.pdf)
- PVPS (2014). “High Penetration of PV in Local Distribution Grids.” *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme*. Available at <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=58>
- PVPS (2017). “Flexible Resources for Flexible Transmission System Operation.” *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme*. Available at <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=58>
- T. Stetz, M. Kraiczky, K. Diwold, B. Noone, A. Bruce, I. MacGill, B. Bletterie, R. Bründlinger,

C. Mayr, K. de Brabandere, C. Dierckxsens, W. Yibo, S. Tselepis, A. Iaria, A. Gatti, D. Cirio, Y. Ueda, K. Ogimoto, K. Wasihara, M. Rekinge, D. Marcel, C. Bucher, B. Mather (2014). *Transition from uni-directional to Bi-directional distribution grids: management summary of IEA Task 14 Subtask 2 - Recommendations based on global experience*. IEA PVPS Program. Rep. 2014. Available at <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=294>

UWIG, now UVIG: Utility Variable Renewables Integration Group <https://www.uvig.org/>

WWSIS (Western Wind and Solar Integration Study). (2010). “Western Wind and Solar Integration Study.” Prepared by GE Energy. NREL report SR-5500-47434, May 2010 <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf>

## 2 入力データ

本章では、発電資源、需要、送配電網など、風力・太陽光発電統合検討に必要な全てのデータについて説明する。これらは、風力・太陽光発電統合検討構成要素フローチャートにおける外側の青色の入力ボックス内(図5)に示されている。

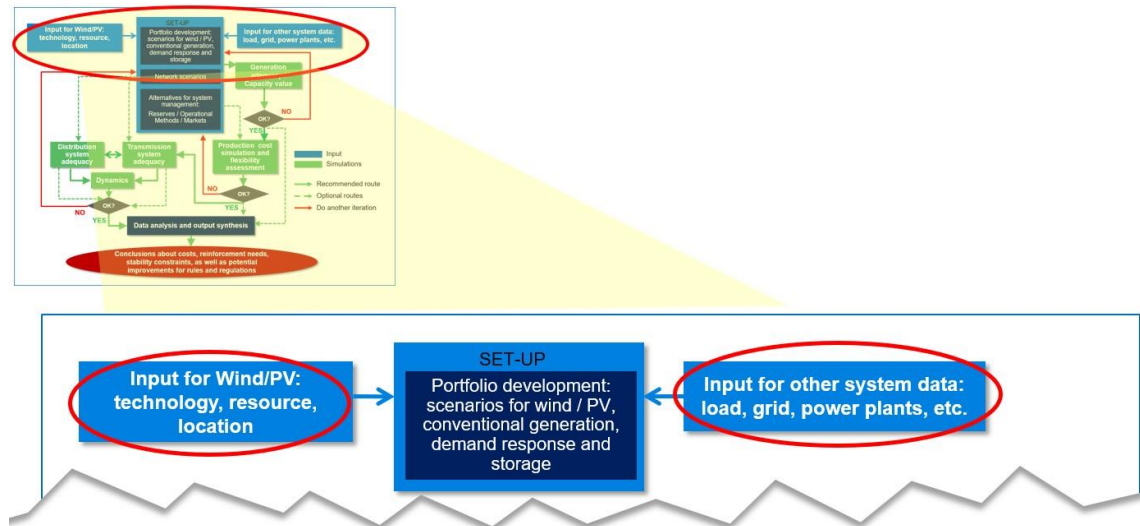


図5. 風力・太陽光発電統合検討の構成要素

風力・太陽光発電統合検討に必要な入力データ

風力・太陽光発電統合検討には、風力・太陽光発電のみならず、それ以外の発電所、需要、送配電網の接続状態と特性に関するデータが必要である。将来の大規模な風力・太陽光発電の潜在的影響を推定することを目的とする統合検討の場合、これら全てのデータに関する前提条件が結果に大きな影響を及ぼすことになる。

検討を構成するシミュレーションの種類が異なるほど、必要なデータの種類と量も異なってくる。例えば、一部の起動停止計画と負荷配分のモデル化では、送電網は、送電線潮流を制限する需給調整エリア間の正味送電容量のみで表現することができる(推奨事項を表3にまとめている)。

### 2.1 風力・太陽光発電データ

*Jan Dobschinski, Hannele Holttinen, Markus Kraiczky, Barry Mather, Ana Estanqueiro*

風力・太陽光発電のデータは、変動性と不確実性の特性をもち合わせた発電能力を捉えることが望ましい。これらは、将来予想される風力・太陽光発電所の特性の推定に使用することができる。データの詳細ならびに考慮すべき重要な特性は、シミュレーションによって変わってくる(表2および表3を参照)。

一般に、統合検討の入力としての風力発電と太陽光発電の基本データ要件は類似している。分散型風力・太陽光発電所をより広域に集約することで、変動性や不確実

性の低減につながることは自明であり、すなわち、個々の出力と予測誤差の時系列の合計は、平滑化された総時系列となる(Dobschinski et al. 2014)。この効果は一般に、風力・太陽光発電の確率論的性質に基づいており、気象状況と予測可能性には局所的差異が生じる。複数地点における発電の独立性が大きいほど、それらの地点を集約する場合の空間的平滑化の影響が大きくなる。

現実の風力・太陽光発電の時系列を組み合わせると、変動性が平滑化され、容量に比べて全体の予測誤差が減少する。風力・太陽光発電の予測誤差は、個々の誤差が正または負になり得るため、相殺されてバランスされる場合が多い。ただし、極端な状況では、風力発電と太陽光発電の予測誤差が互いに重なり合う可能性がある。

検討地域の変動性と不確実性の正確なモデル化は、風力・太陽光発電における主要な課題である。変動性と不確実性のモデル化における誤差は、検討範囲内で非現実的な結果が生じる主な要因となり得る。極端な出力変化速度と予測誤差は、現実的な方法で捉えるべきであり、その理由は、大きな誤差を伴う多少の時間幅が全体的な結果を左右し得るからである。

現実的な条件を表すには、風力・太陽光発電の両者の時系列が一致する気象データに基づく必要がある。これらのデータは、需要や水力発電といった他の気象依存データとも一致することが望ましい。統合検討の入力データは、風、日射、気温、雨などの時間的に一致した気象データに基づくことが推奨される。

### 2.1.1 発電時系列

Jan Dobschinski, Barry Mather, Hannele Holttinen, Ana Estanqueiro

将来的な発電所の風力・太陽光発電統合検討では、特定の長さや特定の時間的・空間的分解能の風力・太陽光発電時系列が必要である。検討によってデータセットの要件も変わってくる(表2)。

容量価値とは、システムに求められる信頼度を提供する資源の等価容量を表すものである。これは、風力・太陽光発電所の発電容量アデカシー(資源アデカシーとも呼ばれる)への寄与を捉えている。この計算の結果は、需要が最も高い時間帯に利用可能な発電によって支配され、そのような時間帯は完全時系列のごく一部である。この種の検討では、風力発電、太陽光発電、需要の関係が重要な要素となるため、時系列の一致が重要である。特に風力発電の場合、高需要かつ低風力の場合の正当な統計的根拠を得るには、数年分のデータが必要である。必要な調査期間の長さは、システムの規模、需要曲線、システムにおける風力発電の導入率に依存する。アイルランドの場合、確実な結果を得るまでに7年かかっている(Hasche et al. 2011による10年データ)。フィンランドの場合、14年を要したが結果には±10%の不確実性が残っていた(Milligan et al. 2016による35年データ)。フランスでは、データ内の全ての統計と極値を捉えるには数十年分のデータが必要であった(EdF 2015)。1時間を下回る時間スケールで風力発電の変動性は結果に影響を与えないので、通常、この種の検討には1時間の時間分解能でアデカシーが保たれる。

表 2. 統合検討のための風力・太陽光発電の発電時系列入力データ要件

	容量価値／電力(資源)の アデカシー	予備力要件を含むユニット コミットメントおよび 経済負荷配分(UCED)
時間分解能	通常、1時間ごとのデータで充分	負荷配分の分解能に応じて通常は 5分～1時間
空間分解能	システム全体の時系列。変動性の空間的平滑化効果を組み込むよりも、ピーク需要状況での風力・太陽光発電の出力レベルを把握することが重要である。	空間的平滑化効果を組み込んだシステム全体の時系列
調査期間の長さ	特に風力発電の場合、6～10年の長い時系列が望ましく、10年以上にするとピーク需要時に極度の弱風を捉える評価が向上する。	UCED：通常は1年分のデータで十分だが、年数が長いほど良く、特に変動性の可能性を捉えるには強風の年を含め、予備力の要件については、時系列が長くなるほど評価が向上する。
データ同期	風力。太陽電池と需要の時系列データの等時性。該当する場合、他の天候依存電源の時系列データの等時性。	風力、太陽電池、需要の時系列データの等時性。該当する場合、他の天候依存電源の時系列データの等時性。

起動停止計画および経済負荷配分(UCED)のシミュレーションの場合、必要な時間分解能はモデルによって異なる。風力・太陽光発電の変動性を捉えるための最小要件は、毎時の時系列発電データを用いることである。ただし、10～15分程度のデータであれば、より多くの変動性の影響を捉えることができ(Melhorn and Flynn 2015)、特に太陽光発電では朝夕の出力変化速度を捉えるのに有効と考えられる。風力・太陽光発電所サイトから、負荷配分エリアに対応できるだけの十分な出力を測定することが重要である。風力データセットの空間分解能は、太陽光発電の場合よりも大きくしなければならない場合がある。太陽光発電は時間的に予測可能な太陽光資源と高い相関関係にあり、風力発電は比較的狭いエリアでも出力が変動し得るからである。風力・太陽光発電の時系列データは、需要データ(かつ、発電構成の重要部分を形成していれば水力データ)と時間的に一致させる必要がある。1年分のデータで十分な検討もあれば、年ごとの違いを定量化する目的で複数年のデータが必要になる検討もある。風が強い年は変動率がやや高くなるというデータもある(Holtinen et al. 2011)。したがって、風の変動性が過小評価されないように、強風の年のデータを含めることが推奨される。

運転予備力の要件については、(UCEDのシミュレーションの一部として)より確率の高い予測誤差を求めることが重要である。 確率密度関数の裾(すそ)は年ごとに異なるため、複数年の時系列から導かれたPDFの方が表現と精度が向上する(Dobschinski

et al. 2010)。動的な予備力の設定に関しては、適用される確率的予測の種類を区別する必要がある。既に観測された予測誤差データを含めた過去のトレーニング期間に基づいた分位値予測モデルを使用する場合、複数年の誤差時系列を考慮することも推奨される。代わりにアンサンブル予測システム(EPS)を使用する場合、EPS の信頼度を保証する必要がある。信頼度の高い EPS の利点は、過去数年間に予測されなかった極端な事象(誤差事象も含む)を予測できることである(Dobschinski 2017)。それにもかかわらず、今後数十年以内の潜在的な予測の改善も考慮した最大予測誤差のモデル化は、依然として大きな課題であり、統合検討における不確実性は高いままである。したがって、採用した予測誤差シミュレーションが最終結果に与える影響を推定できるように感度分析を実行することが推奨される。

通常、数秒から1分までの時間スケールの短期変動性は、一般に風力・太陽光発電所ごとに独立しており、その結果、需給調整域内にかかる変動性はほぼ完全に無効になる。自動予備力要件を非常に短い時間スケールで検討する必要がある場合、秒単位または分単位の変動性を10~60分単位の変動性から分離する必要がある。そのような方法のひとつは King et al.(2012)に記載されている。

電力潮流解析の場合、空間分布は調査対象の送配電網、すなわちそのノードとすることが望ましい。これらのノードに接続された発電所の現実的な将来の分布を選択することが重要である(Wolff et al. 2007)。潮流計算には相当な時間がかかるので、通常は解析断面(時間内の複数の単一ポイント)が検討される。理想的には、極端なケースは非常に長い時系列(風力発電、太陽光発電、需要、その他の発電のワーストケースの組み合わせ)から取得される。かかるデータを取得できない場合、風力発電、その他の発電、需要という異なる極端な状況が組み合わされる。それらは異なる時点からのものであるが、現実的には時間的に一致したものが選ばれることが望ましい。風力・太陽光発電の定格データを使用すると、太陽光・風力発電の最大シナリオが過大評価される恐れがある。極端な需要事象の確率を定量化するには、使用する状況に応じた発生頻度が必要になる。

配電網レベルでの詳細な時系列分析(例えば、電圧調整の変動性分析)の場合、通常は空間分解能(10キロメートル未満)と時間分解能(10分以下)のいずれでも風力・太陽光発電データ要件は高くなる)。通常、ほとんどの配電網への統合検討ではこのようなデータを利用できないので、典型的には発電機と需要の特徴的な発電プロファイルが検討される。この方式は、さまざまな電圧調整戦略や構成要素(例えば、太陽光発電の無効電力制御、負荷時タップ切換器(OLTC))の評価や比較に適しているが、検討対象となる配電網フットプリント全体における風力・太陽光発電の平滑化の影響を適切に表現できない場合が多い。

システム安定度検討では、時系列計算の実行は希であり、ほとんどの場合、計算ごとの風力の入力データは一定に保たれる(2.1.3節を参照)。

平滑化の影響：分析によれば、風力・太陽光発電の出力変動性は、設備容量レベルが上がるほどユニットあたりの変動性が低下することが示されている。検討結果の主な変化要因は変動性と不確実性なので、統合検討のための代表的な風力・太陽光データには、予想される分散型風力・太陽光発電所サイトを伴うエリアの変動性と平滑化の影響を組み込むことが望ましい。最も現実的な方法で発電所を設置することも、電力消費地に対してどのように設置するかをモデル化する送電検討において

重要である。慎重に計画された風力・太陽光発電の組み合わせは、全体的な発電の変動性を最小限に抑えるべく積極的に寄与するので、風力・太陽光発電の空間分散が可変発電全体の平滑化に与える影響を考慮に入れることが望ましい。

ある地点で吹く風は、付近の風車や風力発電所とは部分的にしか相関関係をもっていない。変動性が高い単一の発電所において、晴れときどき曇りの日に稼働した太陽光発電データにも同じことが当てはまる。相関データは一般に、最も短い時間スケールで最小になり、時間区間が長くなるとある程度増加する。集合化の便益である平滑化効果は、急峻な出力変化速度が少なく出力のピークが低い場合に見られ、総出力は0時間近くほど多くない。

大規模風力発電の平滑化効果に関する一般情報：

- 地域全体に分散している風力発電所が増えると、風力発電の定格出力あたりの変動性は低下する。
- 風力発電の定格出力あたりの変動性は、時間スケールが短くなるにつれて低減し、大規模風力発電の秒～分単位の変動性は一般的に小さい。それに対応し、数時間にわたる変動性は、風力発電が分散されている場合でも大きくなることもある。
- エリアの規模と風力発電所の分散度合は非常に重要であり、エリアが広いほど出力がゼロとなる時間数が減少する。ひとつの風力発電所は年に1,000時間以上出力がゼロになることがあるが、非常に広いエリアに亘る風力発電所の総出力は常にゼロよりも大きくなる。
- 風力発電所の地点とその周辺エリアの地理的特性は、風力発電所の変動性と不確実性に大きな影響を及ぼし得る。例えば、洋上風力発電所は通常は地理的に集中しており、洋上の風資源は一般的に等時性があることが分かっているため、陸上の風力発電と比較してユニットあたりの変動性が大きくなる。

大規模太陽光発電の平滑化効果に関する一般情報：

- 太陽光発電の場合、日毎パターンによる主な変動性は捉えやすい
- 晴れときどき曇りの天候による変動性は、広いエリアになるほど平滑化され、1日の出力曲線は釣鐘状の曲線となる。
- エリアが広いほど、朝夕の太陽光発電の出力変化速度が平滑化される。

一般に、データは測定値と数値モデルの出力データから取得できる。

### 実際の時系列出力データの使用

ある検討に関わる全てのサイトから高分解能の風力・太陽光発電の実測データがあり、それらを統合検討に入力することができれば、それは理想的である。既存の発電データを用いれば、現実的な平滑化特性が得られることは明らかであり、風力・太陽光発電の導入率が低い検討にも適用することができる。ただし、データ範囲外のサイトがあったり、新型のよりハブ高さが高い風車を考えたり、洋上風力発電の導入率がより高い場合や、屋根置きと大規模太陽光発電所の導入率の違いなどを捉えようとする場合、この方式には注意が必要である。ほとんどの国では、一部の風力・太陽光発電所のデータと地域データのみしか利用できない。

計測された時系列データの妥当性を確認しクリーニングをする作業は、検討結果に影響を与える誤ったデータ値を除去する上で必要なステップである。データにおけ

る問題の多くは、データの人為的なピークとして表れる(例えば、2つの高い数字の間に突然ゼロ値が表れる)。過去に計測された出力データには、風・太陽に関係する変動性以外にも、出力抑制や、計画的もしくは計画外の保守点検、自家消費などの側面が関係してくる可能性があり、将来のシステム運用を表すデータを使用する際には、それらを除外する必要がある。

多くの国(ドイツなど)で得られる地域データは、代表的な風力・太陽光発電所に基づく計測データをスケールアップした値である。このようにスケールアップした時系列出力データは、リアルタイムの出力データに比べてかなりの誤差を伴う点で留意すべきである(これは特に太陽光発電の場合に発生しやすい)。太陽光発電の導入率が高いエリアでは、代表的な太陽光発電所の上に小さな雲がひとつあるだけで、実際には地域の大部分がほとんど雲に覆われていなくても、その地域の太陽光出力が少なく見積もられてしまう可能性がある。大規模かつ一様な風況に比べて、潜在的な局所的雲量の幅広いパターン(例えば、晴れときどき曇りのさまざまなタイプ)は、拡張アルゴリズムの精度に重大な課題を提示する。

全ての風力・太陽光発電を集合化することは、後にならないと利用できない場合が多い。何百万枚もある太陽光パネルに関しては、全体を考慮することのできないデータ内に測定値の欠落やその他の遺物がまだ残っている点に留意すべきである。

計測した発電データを利用する場合、風力・太陽光発電の導入率は検討対象よりも低い場合が多い。風力発電の容量のレベルの増加を表現しようとして、既存の風力発電所から入手したデータを単純にスケールアップすることは不適切な手順であり、実際よりも定格出力あたりの変動性が大きくなってしまう。変動性が高い単一の発電所において、晴れときどき曇りの日に計測した太陽光発電データにも同じことが当てはまる。対象となるエリアから入手可能なデータに、平滑化効果が得られるのに十分な数のサイトと風車または太陽光パネルが既に含まれている場合、スケールアップは現実的な時系列を生成することになる。

平滑化効果は、データの平均値を時間移動させ、一部の速い変動性の成分のデータを除外することで、時系列に組み込むことができる。この問題には原則として高度な統計手法を適用できるが、風力発電所の挙動は局所的天候、地形、その他の要因に依存するので、この種の検討を裏付ける上で十分なデータが収集できない可能性もある。

さらに複雑な問題として、現在存在しない将来可能性のある風力発電所の統合を評価することが、検討では多いことが挙げられる。将来的な風力発電所の設置地点における風力発電出力を推定するためのさまざまな概算法が存在する。予測される広さのエリアに対応する既存のデータを入手でき、変動性に平滑化効果を組み込んだ広域に分散したデータがある場合、それを概算値として利用することができる。既存の時系列出力データを用いて新たな地点のデータを単純にスケールアップするという粗い方法もある。利点としては、これらの方式が現実的な気象条件と発電特性を表す実際のデータに依存していることである。しかし、無視できない不利な点もある。これらの粗いモデルは、局所的な気象状況を適切に考慮しておらず、技術的改善がないという仮定に基づいている。一方で、将来の出力曲線や日陰の影響など、エネルギー変換プロセスに関連性がある物理的な説明を検討した詳細な方法も



ある。

## 模擬された時系列出力データの利用

統合検討に必要な風力・太陽光発電データを実際の計測から導き出すことができない場合、風力発電については数値的天気予報(NWP)モデル、太陽光発電については衛星やNWPデータに基づいた模擬データを用いることが推奨される。風力発電のモデルデータを用いると、より広い区域を捉えて、将来的なサイトシナリオをより適切に模倣することができる。ただし、計測は、モデルの妥当性確認と改善、ならびに模擬に利用するパラメータの決定において依然として重要な役割を果たしている。

これらの模擬では、将来的な風力・太陽光発電所の開発地点における小規模な地理格子(例えば、2 km 四方など)で、日射量やハブ高さでの風速が抽出される。大規模発電所を表現するには、適切な地理格子セル地点からの模擬出力が組み合わせられる。

当該エリア全体の風力発電出力をNWPデータで正確に表す際には、注意を要する場面がある。例えば、複数のサイトにおける風力発電の実データは、モデルデータよりも高い平滑化効果を示す(Holtinen et al. 2011)。ただし、モデルデータの改善も進められている。NWP計算格子内の空間分解能が高くなると、出力データの変動性が大きくなることは注目に値する。したがって、5 kmを超える空間分解能のNWPを使用することが有益である。粗いモデルのNWPデータは、統合検討には推奨されない。風力発電のモデルデータを利用する場合、測定した大規模風力発電データと比較して、データの変動性を確認することが推奨される。模擬は、モデルの結果を測定値と比較できるように、既知の出力データをモデル化するように設定することが望ましい。平滑化効果が正しくモデル化されるように注意する必要がある。これを確認するには、図6の時間毎変動、図7の10分毎変動に示すように、変動性の時系列の標準偏差がひとつの選択肢となる。変動性の確率分布( $P(t)-P(t-1)$ )にも、極値的な変動性(出力変化速度)の出力頻度を正確に含める必要がある。

通常、1時間毎のデータが必要になる。ほとんどのNWPの時間分解能は1時間である。内挿法では、1時間以内および空間内の変動性(近接地点との相関や出力変化速度など)を正確に考慮する必要がある。必要なデータが1時間未満であれば、実際に運用している風力発電所から短期変動特性を取得し、それを将来想定される風力発電所に適用するのが一般的である。

現時点で計測データが存在しない将来的なサイトのデータを模擬する場合、全ての気象関連の発電と需要のデータセットを同じ数値的天気予報モデル(NWP)の実行から生成するのが最善である。それにより、大気の物理的性質が風力、太陽光、水力、需要について確実に一貫し、その場しのぎの時系列作成方法から生じ得る誤った出力変化速度を回避する上で役立つことになる(Deleenne et al. 2015)。

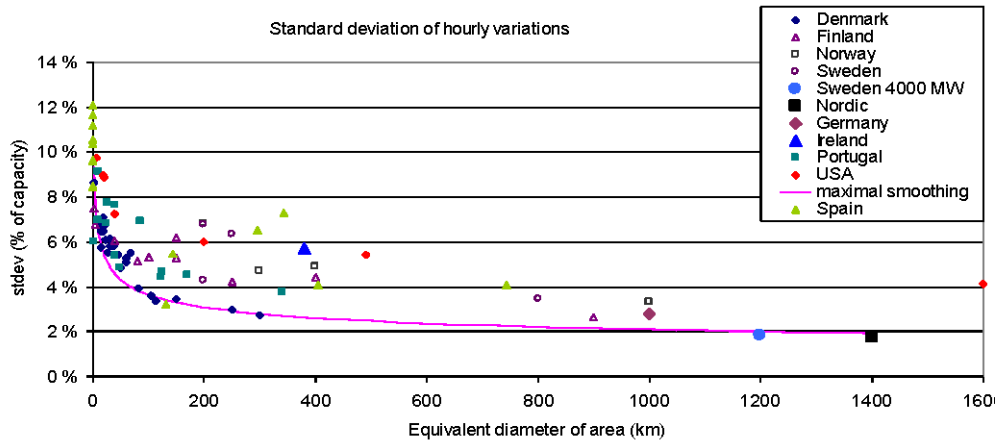


図 6. 風力発電の時間毎変動の時系列データの標準偏差から得られる平滑化効果  
 エリアサイズは、エリアを円形とした場合の等価直径で推定したものをを用いている  
 (出典: Holttinen et al. 2009)

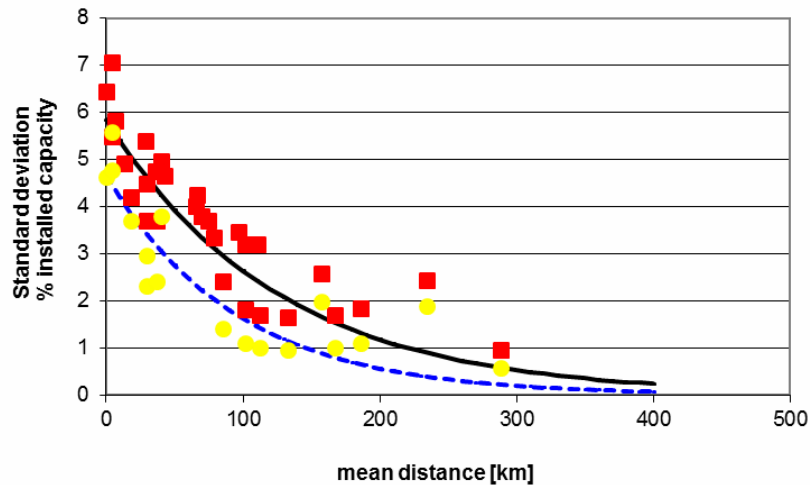


図 7. 全風力発電所間の平均距離を関数とした設備容量の標準偏差(%)  
 総風力発電出力の 10 分毎(丸印)、30 分毎(角印)、10 分近似曲線(破線)、  
 30 分近似曲線(実線)の変化に対する値 (Söder et al. 2012)  
 平均距離は、風力発電所の対象区域をカバーする代表的な四角形状から算出している。

## 2.1.2 時系列データの予測

Jan Dobschinski, Bri-Mathias Hodge, Hannele Holttinen

需給調整検討(UCED や予備力要件)には風力・太陽光発電の予測誤差が需要であるが、現在はシステムシミュレーションに利用されておらず、容量価値の推定に大きく影響しない。

風力・太陽光の予測には類似のデータソース(気象モデル)を利用する。単純予測では不確実性が過大評価されてしまい統合検討の結果に影響が出るので、最新予測のデータを利用することが重要である。予測は、適切な期間に亘って行われることが望ましい。適切な予測期間は、検討対象エリアの運用方法と市場要件に依存する。図 8 に示すように、予測期間が短いほど予測精度が上がるので、適切な期間を考慮することが重要である。

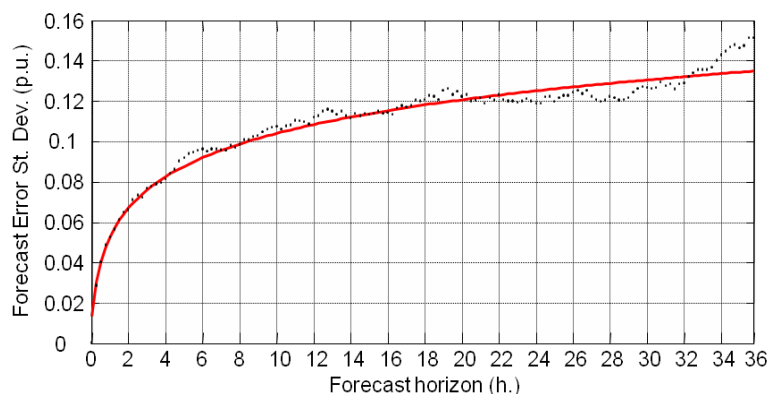


図 8. 設備容量 12 GW の風力発電の予測期間に対する予測誤差の正規化標準偏差  
(出典 : Gibescu et al. 2009)

実線は近似曲線

予測期間に加えて、予測誤差は他の多くの影響に依存する。

- 局地予測の場合、誤差は局所的な条件、ウィンドファームの規模や地点、地理的な広がりによって左右される。
- 地域予測の場合、誤差はウィンドファームの数、その規模、空間分布によって左右される。
- 誤差は、入力要素として用いられる天候予測モデルに依存する。
- また、誤差は、システムへの入力データとして用いられる計測データの量と質に依存する。

風力発電所の場合、ドイツにある公称電力 4.5~300 MW の単一風力発電所の 3 時間予測の正規化二乗平均平方根誤差(nRMSE)は、設備容量に対して 8.5%である。ドイツの風力発電全体(平均出力 3,908 MW)の場合、3 時間予測の nRMSE は約 3.1%である(Dobschinski 2014)。

太陽光発電の場合、単一発電所の翌日予測の平均絶対誤差(MAE)は、容量の約 19%であり、システム全体の集計では約 4%に減少する。リードタイムの短縮に関しては、最近の太陽光発電の計測の統合により、誤差がさらに減りつつある。例えば、スペインで計 4.4 GW の太陽光発電を対象とした 2 時間毎の予測性能は、容量の約 1.5%~2%である(Tuohy et al. 2015)。

予測精度は着実に向上しているので(例えば、Garcia Casado 2013 を参照)、既存の予測データでは、風力・太陽光発電の将来の不確実性が過大評価される。そのため、風力・太陽光発電による将来の影響の評価では、予測誤差を模擬して、風力・太陽光発電による不確実性データが得られることになる。これらの誤差は、予測システムの質および分析した予測期間に依存し、これは予測ツールを最適化することによって大きな予測誤差を減らすことの重要性も示している。予測誤差を減らすには、将来の発電シナリオにおける現実的な範囲で見積もる必要がある。また、平均誤差に関して将来の予測改善を推測することと最大誤差を推測することは、区別することが推奨される。稀頻度の最大誤差を改善することは、平均誤差スコアの改善よりもはるかに困難である。

予備力要件を推定するには、極めて稀な予測誤差のケースを含むデータ期間が重要となる。予測誤差は正規分布ではなく、正規分布を上回る最大誤差が生じている(風力発電については図 9 の例を参照)。稀頻度の事象の特性評価には、アデカシーの保たれた統計的信頼度を備えた結果を取得できるように数年分のデータが必要になる。2~3 時間の短期予測を用いる場合、より短い予測から状況を把握して最大誤差を減らすことができるので、過去のデータセットへの依存性はおそらくそれほど重要ではない。太陽光予測データの模擬には、太陽光発電出力の「晴天」パターンが利用されることが多い。例えば、統合検討の短期的な(1 時間後の)予測に影響を与える可能性がある。風力発電の場合は持続法に依存するケースが多いが、太陽光発電の場合は先験的に知られている日周パターンを表すために、修正された「曇りの持続性」手法を採用することが望ましい。

運用領域(短期信頼度評価)の場合、風力・太陽光発電、ならびに需要の不確実性は、不確実性の動的な特性評価が可能な確率的予測システムによって提供される。風力・太陽光発電に起因する予備力要件のみが計算され、UCED シミュレーションが実行されない場合、完全な時系列ではなく、予測誤差の確率密度関数のみが必要となる。これを他の予備力要件への寄与(すなわち、需要予測誤差と発電所の停止に関する確率密度関数)と組み合わせることができる。

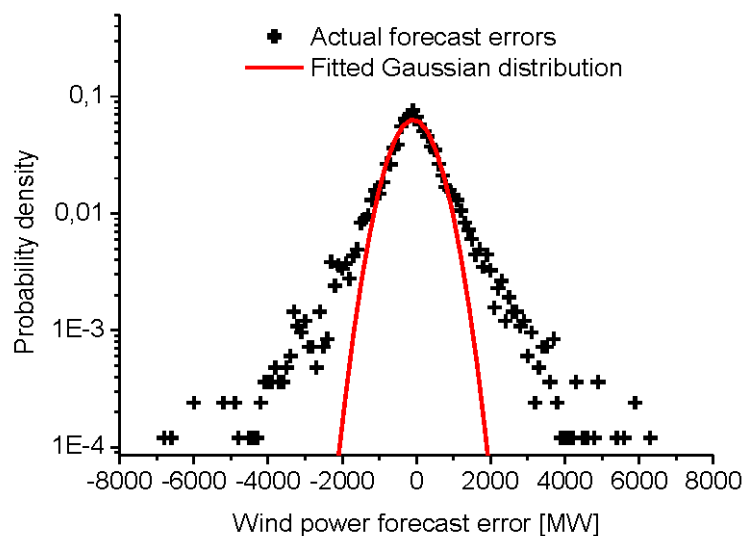


図 9. 予測誤差と確率密度

予測誤差が大きいと、正規分布で推定されるよりも確率が上がる(出典 : Lange et al. 2006)

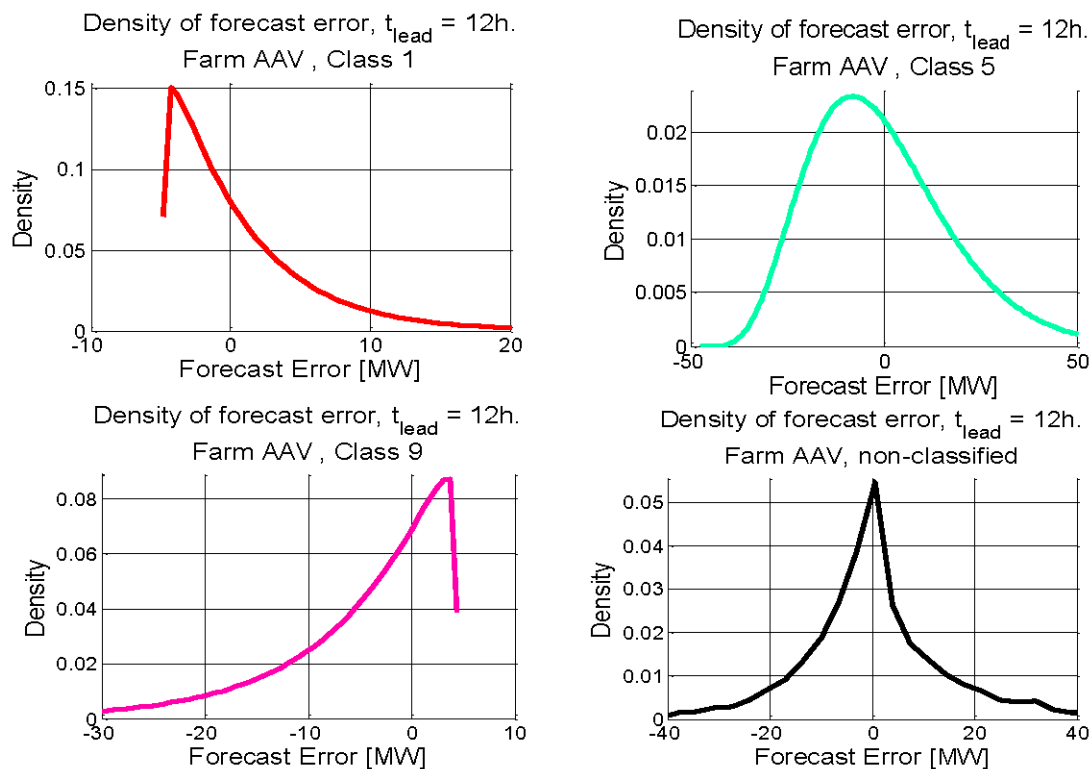


図 10. さまざまな発電レベルの予測誤差分布

左上は低レベル、右上は中レベル、左下は高レベル。  
 右下のグラフは、全てのデータが存在する場合に対応している  
 (発電レベルに関する分類は無し)(Menemenlis et al. 2012)。

UCED 検討では、発電データとともに予測誤差の時系列が必要である。過去に実施した予測から取得した履歴データの場合、予測精度の向上を考慮した上で将来の予測誤差を正しく把握することが課題となるが、より分散した広域データを利用する場合も同様である。専用予測システムを構築すると、必要なデータセットの予測を立てることができる。それが不可能な場合は、模擬された予測誤差データを用いる必要がある。ただし、予測の模擬は容易ではない。空間的な依存関係は予測期間に左右されるため、モデル化が複雑になる。

予測誤差分布を用いて時系列を形成することができる。誤差分布は、さまざまな状況(例えば、時刻、遅延時間、時節、または特定の気象条件)によって大きく変わり得る。大きな誤差がガウス正規分布よりも高い頻度で発生することを考慮に入れると、これらの分布には帯域制限があり、稀頻度の事象を表現する裾に厚みのある分布が見られる(図9)。しかも、それらは風力発電レベルに依存する(図10)。ウィンドファームの発電予測誤差間の相関関係を推定するための取り組みがなされ(Giebel et al. 2007)、それらの集合化の方法論は、Menemenlis et al. (2012)にまとめられている。ただし、模擬による予測誤差の時系列は、気象に依存する変動性の完全な特性とその空間的・時間的相関を捉えるものではないことに留意する必要がある。

確率的最適化を用いて不確実性をモデル化する場合、時系列は、システム需要と風力・太陽光発電出力の考えられる将来的なシナリオを表す確率論的ツリーの形をとる場合がある。風力・太陽光の出力の年単位の変動性を把握するには、過去何年分

もの出力時系列データを使用することが望ましい場合が多い。

### 2.1.3 風力・太陽光発電所の能力

*Nicolaos Cutululis, Ana Estanqueiro*

統合検討では、風力・太陽光発電所が、電圧と周波数の制御と安定度に関して電力システムの必要に応じた応答を提供できるように、関連性のある制御特性を検討する必要がある。このような制御特性は、特定の風車や太陽光発電技術の特性の一部であるため、システム検討の入力データとみなす必要がある。具体的な制御性能や関連パラメータ値は、現地のシステム運用者がいわゆるグリッドコード要件(米国では連系要件と呼ばれる)で規定している。考慮に入れるべき関連能力は次の通りである。

- 動的システム解析の場合：
  - 事故時運転継続(FRT)
  - 有効電力周波数応答
  - 慣性応答
  - 無効電力
- 定常状態解析の場合：
  - 有効電力
  - 無効電力
- UCED および予備力の場合：
  - 有効電力周波数応答(自動応答予備力)
  - 需給調整力(手動応答予備力、または需給調整・リアルタイム市場運用)

分析の性質に応じて、モデルには、グリッドコード要件(垂下特性、出力変化制限の強制、過周波数・不足周波数応答、電圧・無効電力制御、高速周波数応答など)に対応した基本的な電気機械、およびパワーエレクトロニクス制御システムの動特性を組み込むことが望ましい。モデルの複雑さは、検討用途によって異なる(Flynn et al. 2017; Yamashita et al. 2018)。

太陽光発電は小容量で設置されることが多く、低い電圧レベルで接続される可能性が高く、風力発電よりも分散度が高い。一方、新規の風力発電所は通常、送配電網のより高い電圧レベルに接続され、システム運用者によって可視化され制御可能となっている場合が多い。そのため、低圧レベルで接続された太陽光発電・風車の場合、リアルタイム計測データの取得が複雑になり(出力変化の可観測性が低い)、必要時にシステム運用者からの出力の制御が困難になる。このことを考慮するために、太陽光・風力発電所を2つのカテゴリーに分けることができる。ひとつは残余需要(需要から風力・太陽光出力を差し引いたもの)の形状を変更するだけの分散型発電所、もうひとつはシステム運用者が出力抑制や予備力の目的で制御できる事業用規模の発電所である。スマートインバータ機能(FRT、有効電力周波数応答、遠隔の有効電力給電指令、電圧・無効電力制御など)は、配電レベルの太陽光・風力発電システムにますます求められる。規則が変わっても制御装置の動特性を変えることができ、またこのことを考慮することが望ましい。既存のインバータも、応答時間を変えるなどの更新で新たな能力を考慮することもできる。太陽光・風力発電の能力

の詳細な調査が可能でない場合、太陽光・風力発電の能力を確率変数として考慮することができる。

有効電力(定常解析やUCED、電力潮流解析など)：有効電力は、考えられる全ての制御機能を表しており、有効電力出力で特定の挙動(出力増加・減少、デルタ制御など)を表示できるようになる。この制御は、予備力や需給調整サービス(第1次、第2次、第3次予備力)を提供するための風力・太陽光発電所の能力を表現する。

出力を能動的に制御できる能力は、風力・太陽光発電の予測やオンラインモニタリングと組み合わせて検討することが望ましい。ICTや通信信号によって、非常に高速な応答サービスにおける検討事項に関連する遅延や信頼度の問題がもたらされる可能性がある。

無効電力(定常状態と動的安定度の検討)：無効電力能力とは、太陽光パネル、風車、風力・太陽光発電所が、実際の有効電力の出力とはほぼ無関係に、送配電網の電圧制御と電圧安定性の維持を補助する無効電力を供給できる制御機能を表している。無効電力能力は、最大(定格)有効電力と定格以下の電力の両方で定義される。

FRT、有効電力周波数応答、慣性応答は、安定度検討でモデル化する必要があり、第6章で詳しく説明する。風力発電所向けに第2世代の汎用モデルがWECCによって公開され(Ellis et al. 2011)、最近 IEC 規格の初版が IEC 作業部会によって刊行された(IEC 2015)。太陽光発電システムと「タイプ 4」の風車(すなわち、フル変換器風車)で構成される風力発電所との間には共通点が多いので、大規模太陽光発電システムのモデルは、これまで開発された WECC 風力発電所モデルから開発が進められている。

HVDC 送電を介して接続される洋上風力発電所の場合、モデル化要件は検討範囲に大きく依存する。多くの場合、モデル化を陸上の HVDC インバータに限定し、単純化した集合された風力発電所モデルを使用すれば十分である。直流段階では洋上の交流送電網の無効電力潮流が陸上の電力システムから切り離されるので、このような方式は陸上の電圧と無効電力の問題に焦点を当てる場合において特に有効である。ただし、有効電力制御とシステム周波数維持について説明する場合、HVDC 制御装置、集中型の発電所制御装置、個々の風車制御装置の関係に対処しなければならない(Zeni et al. 2014)。繰り返しになるが、通信の遅延と応答時間は、擾乱発生直後の数秒間の応答を定量化する際に重要である。ミリ秒単位の高速度過渡現象を伴う場合、直流システムの動特性が重要になるため、より短い時間幅で詳細なモデルを模擬する必要がある(Asmine 2011)。

## 2.2 需要データ

*Hannele Holttinen, Emilio Gomez, Enrico Maria Carlini*

基本的な相関関係を表現するには、需要データが風力・太陽光発電データと等時性があり、同じ時間刻み(通常は1時間または10~15分)で計測することが望ましい。需要データには、日毎、週毎、および通常は季節毎のパターンもあるが、原則として時系列データの模擬に利用することができる。多くの場合、模擬データは簡単に生成できるが、気温依存性が強い場合には、気温データを風力・太陽光発電データと一致させて模擬データに取り込むことが望ましい。

需要データは、単純な需要増加を前提として将来の需要時系列データにスケールアップできるが、電気自動車やヒートポンプのように電化に伴い需要プロファイルも変わるので、これはさらに難しくなる。屋根の上に太陽光発電システムを設置すると、残余需要しか分からない場合が多く、すなわち固有の需要の増加を時系列の履歴で追跡することはできない。過去データの分析と長期的な予測を組み合わせる必要がある。

容量価値の計算には、数年分の実データを用いて、極值的な寒波(冬ピーク型のシステムの場合)や熱波(夏ピーク方のシステムの場合)における風力・太陽発電の相関関係を捉えることが不可欠である。UCED シミュレーションの場合、1年分か季節毎に選択した代表的な何週か分で十分であるが、強風年の高い変動性を捉えるには、数年のデータを使用することが推奨される。電力潮流と動的な計算には、代表的なピークと低需要の状況に関する知識で十分であるが、ピークと低需要の状況のみの検討に加えて、困難な状況を生み出す可能性のある風力レベルのさまざまな需要ケースが必要である。

需要予測データは、事前に UCED モデルを作成したり、エネルギー転換のスケジュールを立てたりするために必要である。予備力を割り当てるには、需要予測の不確実性とシステムのその他の不確実性を合わせて考慮する必要がある。システム運用者から過去の需要予測時系列データを入手できない場合は、模擬データを得ることが可能である。需要の予測は通常、時系列手法、自己回帰移動平均モデル(ARMA)に基づくか、エキスパートシステム(Rahman and Bhatnagar 1988)、人工ニューラルネットワーク(Bakirtzis et al. 1996; Chen et al. 2001)、ハイブリッド法(Song et al. 2006)を用いる複雑な方式もある。気温に依存する需要の場合、気温に依存する要素と気温に対して独立な要素の 2 つの部分の考慮が必要がある。需要予測の不確実性に関しては、予測時の誤差は通常、平均がゼロのガウス分布でモデル化(Doherty and O'Malley 2005)されるので、設定すべきパラメータは予測期間に依存する需要予測誤差の標準偏差のみである。

送配電網ベースの検討では、(将来の)需要がある地点と風力・太陽光発電に関する情報も必要になる。この分布の性質が、得られるシミュレーション結果に影響を与える可能性がある。

動的負荷モデル：負荷自体にも、周波数や電圧の変動に対する感度、慣性を伴う電動機負荷といった動特性がある。理想的には、負荷の表現は時刻や時節に応じて変化させ、場合によっては地域的に分散させることが望ましいが、正確に表現することは非常に困難である。また、適切な動的負荷モデルを使用しても、風力・太陽光発電統合の影響の結果に影響を与えることはない(WWSIS 3)。複数の研究開発活動の結果として、負荷モデルも改善されている(Milanovic et al. 2013; Arif et al. 2017)。

## 2.3 送配電網データ

送配電網データに関して、ネットワークモデルには詳細なデータが、UCED には簡素化したデータが必要になる。通常、容量(資源)アデカシーと負荷損失の計算にあたって送電網は考慮されない。ピーク需要の重大な局面で送電混雑が懸念される場合、さまざまなサブエリアの電力不足確率(LOLP)を計算するとよい。他エリアとの連系(NERC 2011)に関する前提条件が重要になる場合がある(Ibanez and Milligan



2012)。

### 2.3.1 送電網と連系線データ

*Enrico Maria Carlini, John Olav Tande, Til Kristian Vrana, Hannele Holttinen*

再生可能エネルギー源は、広域エリアに分散し、需要中心地から遠く離れている場合が多い。将来の電力システムには、長距離にわたって大量の電力を供給するため、新たな長距離送電機能と送電戦略が必要になる可能性がある。送電計画はシステムシミュレーションの主な目標のひとつであるが、送電シナリオは他のシミュレーションモデルで考慮することも重要である。ロバストな送電拡張計画は、高い導入率の風力・太陽光発電の長期的検討を考慮することが重要となる。モデル化された送電網の詳細も、検討の目的に見合ったもの(詳細な検討に必要な詳細なデータ)にすることが望ましい。

UCEDモデルは送電も含まれるように進化しており、一部のモデルで直流潮流が利用可能であり、モデルの精度が向上する。従来は、エリア内において公称モデル(すなわち、完全な送電)を仮定し、運用データから得られる正味送電容量(NTC)など、エリア間または送電ゾーンの主な送電路のみをモデル化する最も単純なシミュレーション法が用いられてきた。米国における市場エリアのように、地点別限界価格(LMP)を採用している地域では、送電網をさらに詳細に再現したノード送電モデルの開発が既に一般的になっている。全ての隣接エリアを含めるとシミュレーションタスクが肥大し過ぎる場合、連系線を通じた隣接エリアからの柔軟性の選択肢を考慮することが難しくなる。常に完全に柔軟性の高い連系容量を想定すると利用可能な柔軟性が過大評価され、既存の連系を考慮しないと利用可能な柔軟性が過小評価される。これらは、結果に影響を与える重要な前提条件である(Holttinen et al. 2009)。

送電網モデルの場合、送電網は、接続状態、伝送路定格、インピーダンスで表される。検討の範囲(すなわち、定常/動的/過渡的潮流)に応じて、リアルタイム熱定格とも呼ばれる動的送電線定格(DLR)などの運用方法、接続されている負荷や出力を十分に表す必要がある。

高圧直流(HVDC)送電線は交流送電線と類似の方法で表すことができ、潮流計算には、送電線の定格(大部分が公開されている)と抵抗値(公開データから推定可)があれば十分である。動特性を検討するには、新たな電気的パラメータ(インダクタンスなど)が必要であり、公開データに基づいて推定することもできる。HVDC変換所、および無効補償ユニットや移相変圧器などの他の制御装置も重大な課題を提起する。これらの制御装置は、正確にモデル化することが難しい。電圧や電力定格などの物理データは入手しやすいが、それらの制御構造と実装に関する情報は公開されていない場合が多い。ただし、動的な検討には制御システムが大きく関係してくる。したがって、制御システムのモデル化は、経験に基づく最良の推測に限定される場合が多いため、誤ったモデル化の可能性を常に念頭に置くことが望ましい。この問題の関連性は、送電網における当該装置の導入率の増加に伴って着実に増している。交流送電網に組み込まれたHVDCリンクに関連する技術的性能のAC/DC相互作用の問題の大部分に適した、定常状態の検討とそれに関連する制御を備えた電気機械の動的な検討の両者に使用できるモデルがCIGRE 536(2013)で紹介されている。CIGRE(2007)において、主な動的モデル化の構想がまとめられている。

## 2.3.2 配電網データ

*Steffen Meinecke, Markus Kraiczy, Barry Mather*

配電網のデータは、専門的な配電網検討に必要である。さらに、発電の大部分の割合が配電線に接続される場合、詳細検討には、より大規模な送電網モデルのために配電網の表現が必要となる。送電網のための配電網を表現する際には、必要な詳細を確保しながらシミュレーションで実現可能なモデルを用意することが重要である。

通常、データ処理は、検討の範囲に応じて、入手可能なデータ情報と分析方法に依存する。データ処理の一般的な方式は、次の範囲に分けることができる。

### I. 配電網に関する新しいアルゴリズム、方法、その他のソリューションの詳細な分析

この方式を選択する理由：入力する配電網データが不足しているため、公開された利用可能な標準的な配電網データ<sup>原注3</sup>を使用する必要がある(例：Strunz et al. 2009; Christie 1999)。検討の目標は新しいアルゴリズムを試験することであり、分析では比較しやすい結果と透明性に焦点を当てる。

例示的な範囲とベストプラクティス：電圧制御を改善するための新しい局所的または集中型運用管理戦略を試験する(例：CIGRE 2009 の配電網を用いた Bonfiglio et al. 2014)、送電システム運用者(TSO)向け無効電力供給、混雑管理、単独システムモード、および配電網の再構成

### II. 単一または少数の配電網区間に関する詳細な分析(局所または地域規模)

適用範囲：単一または少数の(事前に定めた)配電網に関する詳細な分析。入手可能なデータ情報：通常は詳細(発電、消費、および配電網構成)。

例示的な範囲とベストプラクティス：太陽光・風力発電統合の詳細な検討、電力品質解析(FRT など)、局所電圧安定性解析、運用方法の詳細な評価(Wang et al. 2017)。

### III. 地域またはシステム全体の規模に関する包括的な配電網検討

方法とベストプラクティス：

- a) 代表的な配電網の詳細分析：代表的な配電網は、配電網やフィーダーのクラスタリングまたは分類法で決定される場合が多い(Schneider et al. 2008; Broderick 2014; Von Meier et al. 2015)。
- b) 大規模な配電網の分析：自動化(簡素化)された分析手法。場合によっては、接続状態などの簡素化された配電網データを想定している(Büchner et al. 2014; Höflich et al. 2012; Jäkel 2015)。

入手可能なデータ情報：配電網区間、および発電、消費、配電網構成に関する

<sup>原注3</sup> システム分析、計画、運用における最先端ソリューションのベンチマークデータセットは、現在 SimBench-Project で開発されている(詳細情報：<https://www.simbench.de/en/welcome>)。

る詳細情報は入手できない場合が多い。このデータの大幅な不足によって、さらに仮定および／またはデータ生成の必要性が生じる。

例示的な範囲：風力・太陽光発電統合(受け入れ容量)、大規模な配電網の挙動(システムの安定性)、配電効率分析による配電網増強コストの分析。

## 2.4 発電所データ：風力・太陽光以外の発電所の場合

*Hannele Holttinen, Jody Dillon, Emilio Gomez, Enrico Maria Carlini, Peter Børre Eriksen*

電力システムにおける変動性の増加に対する他の発電所の挙動や応答は、入力データで正確に説明する必要がある。繰り返しになるが、詳細のレベルはシミュレーションごとに異なる。将来の発電所の構成は現在の構成とは異なる可能性があり、発電所の機能も異なる可能性がある(ポートフォリオの設定に関する 3.1 節も参照)。

風力・太陽光発電統合検討は、特に柔軟性の高い(起動や出力変化速度の速い)ユニットの利用可能性の影響を受ける。電源構成に用いられるさまざまな燃料の価格は大幅に変動し得るため、メリットオーダーは変わる可能性がある。これらの前提条件からは、排出量や炭素削減に関する結論も導かれることになる。

さまざまなシミュレーションによる火力発電所と水力発電所のデータは次の通りである。

- 風力・太陽光発電の容量価値と将来のシステムの発電容量アデカシーを見積もるには、全ての発電所の計画外停止率が主な入力要素となる。保守のための計画停止は、重大なピーク需要時間と重ならないように予定を組むことができるので、通常は発電所ごとの計画外停止率データのみが必要である。従来から停止が計画されている時期におけるアデカシーの検討が必要となる、風力・太陽光発電の導入率が高いケースが存在する。従来型発電の不確実性は、ユニットの停止交換率を用いて計算された容量停止表で表すことができる(第4章を参照)。将来の発電所の構成に合わせて発電所停電の分布を調整することが望ましい。
- UCED モデル化の場合：
  - 発電所の技術的特性と制約：出力変化速度、最小起動・停止時間、起動・停止コスト、最小安定レベル、燃料消費率曲線。さまざまな運転予備力と周波数制御に関する機能の詳細。
  - 燃料価格：これは発電コストシミュレーション(特にさまざまな技術の相対価格)における重要な入力要素である。複数の燃料価格シナリオを検討することが望ましい場合が多い。
  - 計画外停止率や計画停止率などの詳細により、計画外停止や保守停止のシミュレーションが可能になる。さらに詳細な検討には、発電所のサイクル増加によるコストの影響が含まれることがある。
  - CHP(熱電併給)ユニットの場合、抽出ユニットと背圧ユニットの両者について発電所固有の追加データが必要となる。接続している蓄熱タンクのデータや接続している地域暖房システムの熱需要も重要である。
  - 貯水池やポンプがあるような水力発電所の場合、貯水容量と河川システムの制約を考慮に入れる必要がある。さまざまな期間(日、週、年)に亘る流

入の変動性を捉えることが重要である。貯水池のない水力発電所(流れ込み式水力発電所)は、風力発電と同じ方法で、すなわち、水の流入の統計的時系列に基づいてモデル化することができる。

- 動的計算の場合、動的な挙動と機能がモデル化される。同期発電機ベースの発電所の汎用モデルは十分に確立されており、何十年にもわたって開発および検証されてきた。ただし、利用可能であれば、個々のユニットの動特性を電力線の切り替え、発電や需要の喪失、三相对称故障などの擾乱に対する実際の応答と比較することが望ましいことには変わりはない(第6章も参照)。発電所の制御機能は、グリッドコード要件とともに進化している。<sup>原注4</sup>

## 2.5 需要側管理と貯蔵

*Juha Kiviluoma, Hannele Holttinen, Enrico Maria Carlini, Ana Estanqueiro*

需要側管理、特にデマンドレスポンス(DR)と電力貯蔵は、大量の変動電源を伴う将来の電力システムのために可能性がある柔軟性供給源である。これらは非常に高速な応答を提供できる場合が多いので、幅広いシステムサービスの候補になる場合が多い。最も明確な用途は、エネルギー需給調整とピーク需要低減であるが、さまざまな予備力、無効電力管理、混雑管理にも利用できる。また、さらに多くの可観測性や制御が発揮される将来の配電網において無効電力管理と混雑管理を提供することができる。

DR と電力貯蔵は、ポートフォリオ開発や発電コスト・UCED シミュレーションに影響を与えることになり、容量価値の推定にも利用されることが望ましい。システムの最適利用が可能になり、システムアデカシーに影響を及ぼす。電力貯蔵技術は、電力システムの安定度と長期的動特性にも影響を与える可能性がある。高圧または超高圧母線と同等とみなされる電力貯蔵装置のモデル化については、CIGRE TB TF 38 01.10(2001)でさらに検討されており、燃料電池、超電導磁気エネルギー貯蔵、蓄電池エネルギー貯蔵、フライホイールなど、さまざまな電力貯蔵技術の主な特徴が説明されている。欧州で関連するシステム運用者に DR サービスを提供するための要件は、利用可能な需要接続ネットワークコード(DC NC)<sup>原注5</sup>で定義されている。ネットワークコードで規定されている DR 機能のひとつは、システム周波数制御である。例えば、周波数挙動を打ち消すために、周波数偏差に比例して温度設定値の増減が行われている。

発電コストシミュレーションでは、DR と電力貯蔵の時間的制限を考慮することが重要である。DR の多くは、再起動する必要があるまではしばらくの間しか使用することができず(例えば、多くの産業プロセスや暖房など)、その後の回復期間が必要で

---

<sup>原注4</sup> いわゆる周波数検知モード(FSM)や合成慣性(SI)機能などの要件、ならびに高・低周波数に対処するための戦略は、利用可能な発電機のネットワークコード(NC RfG)に記載されている。発電機の送電網接続の要件に関するネットワークコードを確立する委員会規則(EU)2016/631 は、2016年5月17日に発効した。

<sup>原注5</sup> 委員会規則(EU)2016/1388 では、需要接続ネットワークコード(DC NC : Network Code on Demand Connection)が制定され、2016年9月7日に発効した。セキュリティの保たれた電力供給を実現する上で必要な最小限の調和を確実に図るために、欧州委員会は近い将来、集合化、エネルギー貯蔵、需要制限の規則を含めたデマンドレスポンスの分野で特定のネットワークコードを制定する予定である。

ある。DR によっては、エネルギー利用をある期間から別の期間にのみシフトすることができる。電力貯蔵量には限度があるので、利用上の制約が生じる。これらの要因は、不確実性が含まれる場合に特に重要になる。不確実性を含まないと、DR と電力貯蔵の利用が実際に可能な場合以上に最適とされてしまうので、不確実性を含めることが望ましい。

DR は単一の技術ではない。複数かつ非常にさまざまな DR の供給源が存在し、それぞれ異なる便益、コスト、制約がある。モデル化の観点から見た課題は、将来の DR の可能性に関する合理的なデータを収集することである。将来の DR がどのような構成になるか不確定要素が多いが、検討すべき具体的な選択肢はいくつもある。

大規模な風力・太陽光発電の影響を検討する場合、比較的大きな MW/MWh レベルの柔軟性を供給できる DR 供給源に焦点を絞るのことがおそらく最善である。通常、これらには家庭やその他の建物の冷暖房における必要性のみならず、産業需要や商業需要の一部が含まれる。

さらなる段階としては、制御可能な充電や、場合によって V2G(Vehicle-to-Grid)技術を搭載した電気自動車の大規模な展開の可能性を含めることである。産業需要は、産業プロセスのアイドルリングにコストがかかるため、一般的に変動コストが高くなる。ただし、それらは制御可能な MW レベルの大きな供給源となる可能性があり、自動あるいは手動で応動する周波数予備力を目的として、それらの一部に(部分的な)応答機能を装備すると費用対効果が高くなる可能性がある。このことは、ピーク需要の状況においても役立つ。また、何らかの形態の電力貯蔵プロセスで利用可能な産業需要が存在すれば、変動費を大幅に削減して短期的な柔軟性を提供することができる。商業ビルやオフィスビルの DR は、冷熱貯蔵や照明を制御することができる。商業ビル、オフィスビル、家庭の冷暖房は、比較的大量の DR を提供し得るが、システムにおける実装形態や利用するエネルギー源に大きく依存する。高温または低温の媒体は電気よりも貯蔵しやすいので、蓄熱につながる電気の加熱と冷却は DR の有力な候補である(Kiviluoma and Meibom 2010)。

将来の DR を推定するにあたって、いくつかの出版物が入手可能である。太陽光・風力発電の統合の観点からの DR の解説論文は、Nolan et al.(2014) がある。

ほとんどの電力貯蔵形態は投資コストが高く、年間のサイクル数が比較的少ないので、風力・太陽光に出力が多い時間帯と少ない時間帯の間でエネルギーのバランスを図るにはかなりのコストがかかる。ただし、揚水発電や場合によって圧縮空気エネルギー貯蔵(CAES)は、この例外となり得る。ただし、電力貯蔵は非常に迅速な応答が可能であり、場合によっては競争力のある価格で他のシステムサービスを提供することができる。電力貯蔵コストは低下しつつあり、蓄電池については Schoenung(2011)、Divya and Østergaard(2009)、O'Malley et al.(2017)、揚水発電力については Deane et al.(2010)で評価されている。

## 2.6 入力データに関する推奨事項のチェックリスト

入力データに関する推奨事項を表 3 にまとめている。

表 3. 統合検討の構成要素に必要な入力データの推奨事項  
(風力・太陽光発電データの詳細については表 2 を参照)

	容量価値／電源 (資源)アデカシー	起動停止計画と経済 負荷配分(UCED)	電力潮流	ダイナミクス
風力・太陽光発電	当該エリアに対応する分散型風力・太陽光発電の 1 時間ごとの時系列出力データ。特に風力については、10 年以上が推奨される	当該エリアに対応する分散型風力・太陽光発電の 1 年以上にわたる 5分～1時間ごとの時系列出力データ	ノードにおける風力・太陽光発電設備容量、出力が高い時間帯または低い時間帯と需要の解析断面、有効電力・無効電力供給能力	ノードにおける風力・太陽光発電設備容量、出力が高い時間帯または低い時間帯と需要の解析断面、動的モデル、運用戦略
風力・太陽光発電の短期予測	必要なし	時系列予測、または UCED の期間に関する誤差分布予測	将来的に必要な場合がある	必要なし
需要	風力・太陽光発電データと等時性のある 1 時間毎の時系列データ(推奨は 10 年以上)	風力・太陽光発電データと等時性のある 1 年以上に亘る 5分～1 時間毎の時系列データ	ノードにおける需要、風力・太陽光発電統合に関連する解析断面	ノードにおける需要、高・低電力発電の解析断面、動的能力
需要予測	必要なし	時系列予測、または UCED の期間に関する誤差分布予測	将来的に必要な場合がある	必要なし
送配電網	必要に応じて、連系線レベルでの容量	隣接エリア間の送電線容量および・または回路の受動的パラメータ	送配電網構成、回路の受動的パラメータと能動的パラメータ	送配電網構成、回路パラメータ、制御構造
その他の発電所	定格容量と計画外停止率	起動時の最小・最大容量、起動時間・コスト、出力変化速度、最小起動・停止時間、効率曲線、燃料価格	有効電力・無効電力供給能力、負荷配分	発電所の動的モデル

### 参考文献

- Asmine, M.; Brochu, J.; Fortmann, J.; Gagnon, R.; Kazachkov, Y.; Langlois, C.E.; ... Wiens, K. (2011). "Model Validation for Wind Turbine Generator Models". *IEEE Trans. Power Syst.* (26); pp. 1769–1782.
- Arif, A., Wang, Z., Wang, J., Mather, B., Bashualdo, H., Zhao, D. (2017). "Load Modeling – A Review," *IEEE Transactions on Smart Grids* – early access.
- Bakirtzis, A.G.; Petridis, V.; Kiartzis, S.J.; Alexiadis, M.C.; Maissis, A.H. (1996). "A Neural Network Short Term Load Forecasting Model for the Greek Power System." *IEEE Transactions on Power Systems* (11:2); pp. 858–863.

- Bonfiglio, A.; Brignone, M.; Delfino, F.; Procopio, R. (2014). "Optimal Control and Operation of Grid-Connected Photovoltaic Production Units for Voltage Support in Medium-Voltage Networks." *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 254-263.
- Broderick, R.; Williams, J.; Munoz-Ramos, K. (2014) "Clustering Method and Representative Feeder Selection for the California Solar Initiative." Sandia National Laboratories report SAND2014-1443, Albuquerque, New Mexico.
- Buechner, J; Katzfey, J.; Floercken, O.; Moser, A.; Schuster, H.; Dierkes, S.; ... van Amelsvoort, M. (2014). "Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)." BMWi.
- Chen, H.; Cañizares, C.A.; Singh, A. (2001). "ANN-Based Short-Term Load Forecasting in Electricity Markets." *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 28 January–1 February, Columbus, Ohio, United States.
- Christie R. D. (1999). "Power System Test Case Archive". Available on <http://www2.ee.washington.edu/research/pstca/>.
- CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques). (2007). "Application and Required Developments of Dynamic Models to Support Practical Planning." Technical Brochure 312, CIGRE WG JWG C4/B4/1.604. Available on [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org).
- CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques). (2013). "Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance" *Technical Brochure 536, CIGRE Working Group C1-04*. Available on [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org). Report 536
- CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques). (2001). "Modeling New Forms of Generation and Storage." Technical Brochure TF 38 01.10. Ref. No. 185.
- Deane, J.P.; Ó Gallachóir, B.P.; McKeogh, E.J. (2010). "Techno-Economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (14:4); pp. 1293–1302; doi:10.1016/j.rser.2009.11.015.
- Delenne, B.; de Montureux, C.; Veysseire, M.; Farges, S. (2015). "Using Weather Scenarios for Generation Adequacy Studies: Example of a probabilistic approach for European Countries". Proc. ICEM2015, 23-26 June, Boulder, Colorado.
- Divya, K.C.; Østergaard, J.(2009). "Battery Energy Storage Technology for Power Systems - An Overview." *Electric Power Systems Research* (79:4); pp. 511–520; doi:10.1016/j.epsr.2008.09.017.
- Dobschinski, J.; E. De Pascalis; A. Wessel; L. von Bremen; B. Lange; K. Rohrig; Y.-M. Saint-Drenan. (2010). "The potential of advanced shortest-term forecasts and dynamic prediction intervals for reducing the wind power induced reserve requirements. *Proc. European Wind Energy Conf. EWEC2010, 20-23rd April, Warsaw, Poland*.
- Dobschinski, J. (2014). "How good is my forecast? Comparability of wind power forecast errors." *Proc. 13th Int. Workshop Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, November 11-13, Berlin, Germany*
- Dobschinski, Bessa, Du, Geisler, Haupt, Lange, Möhrlein, Nakafuji and de la Torre Rodriguez.

(2017). “Uncertainty Forecasting in a Nutshell: Prediction Models Designed to Prevent Significant Errors” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 6, pp. 40-49, Nov.-Dec. 2017, doi: 10.1109/MPE.2017.2729100

Doherty, R.; O'Malley, M. (2005). “A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems with Significant Installed Wind Capacity.” *IEEE Transactions on Power Systems* (20:2); pp. 587–595.

O'Malley, M.; Ornetzeder, M.; Desmet, J.; D'haeseleer, W.; Holttinen, H.; Heinzl, A.; Bettzüge, M. O.; Moisis, R.; O'Dwyer, C.; van de Sanden, R.; Rios, D.; Andersson, G.; Schmidt, T.; Bruce, P.; Strbac, G.; Kiviluoma, J.; Ritz, C.; Gillett, W. (2017). *Valuing dedicated storage in electricity grids EASAC policy report: 33*. 2017. EASAC, European Academies' Science Advisory Council. ISBN 978-3-8047-3729-7 Available at [www.easac.eu/fileadmin/PDF\\_s/reports\\_statements/Electricity\\_Storage/EASAC\\_Electricity\\_Web\\_low\\_res\\_30\\_June.pdf](http://www.easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/Electricity_Storage/EASAC_Electricity_Web_low_res_30_June.pdf)

Estanqueiro, A.; Faruqi, A.; Sergici, S. (2010). “Household Response to Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of 15 Experiments.” *Journal of Regulatory Economics* (38); pp. 193–225; doi:10.1007/s11149-010-9127-y.

Holttinen, H. et al. (2013). Managing Variability with Flexibility. *IEEE PES magazine* Nov 2013.

Gibescu, M.; Kling, W.L.; Ummels, B.C.; Pelgrum, E.; Van Offeren, R.A. (2009). “Case Study for the Integration of 12 GW Wind Power in the Dutch Power System by 2020.” *CIGRE/IEEE PES Joint Symposium on the Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery System*, 29–31 July, Calgary, Canada.

Giebel, G.; Sørensen, P.; Holttinen, H. (2007). “Forecast Error of Aggregate Wind Power.” Risø-I-2567. Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory.

Hasche, B.; Keane, A.; O'Malley, M. (2011). “Capacity Value of Wind Power, Calculation, and Data Requirements: The Irish Power System Case.” *IEEE Transactions on Power Systems* (26:1); pp. 420–430; doi:10.1109/TPWRS.2010.2051341.

Holttinen, H.; P. Meibom; A. Orths; F. van Hulle; B. Lange; M. O'Malley; J. Pierik; B. Ummels; J.O. Tande; A. Estanqueiro; M. Matos; E. Gomez; L. Söder; G. Strbac; A. Shakoor; J. Ricardo; J.C. Smith; M. Milligan; and E. Ela. (2009). *Design and operation of power systems with large amounts of wind power*, VTT Research Notes. 2493, Espoo, Finland.

Holttinen, H.; Kiviluoma, J.; Estanqueiro, A.; Gómez-Lázaro, E.; Rawn, B.; Dobschinski, J.; Meibom, P.; Lannoye, E.; Aigner, T.; Wan, Y.-H.; Milligan, M. (2011). “Variability of Load and Net Load in Case of Large Scale Distributed Wind Power.” In *Proceedings of 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, 25–26 October, Århus, Denmark.

Höflich, B.; Richard, P.; Völer, J.; Rehtanz, C.; Greve, M.; Kays, J.; Noll, T. (2012). “Dena-Verteilnetzstudie - Ausbau-und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.” Dena, TU Dortmund, Germany.

Ibanez, E.; Milligan, M. (2012). “Impact of Transmission on Resource Adequacy in Systems with Wind and Solar Power.” NREL/CP-5500-53482. Golden, CO: National Renewable



Energy Laboratory.

IEC (International Electrotechnical Commission). (2012). "Wind Turbines Part 27-1: Electrical Simulation Models for Wind Power Generation." IEC 61400-27 Committee Draft 88/424/CD.

Jäkel, M.; Schäfer, P.; Schacht, D.; Patzack, S.; Moser, A. (2015). "Modular Probabilistic Approach for Modelling Distribution Grids and its Application," *Int. ETG Cong. 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, November 17-18, Bonn, Germany, pp. 1-7.

King, J.; Kirby, B.; Milligan, M.; Beuning, S. (2012). "Operating Reserve Reductions from a Proposed Energy Imbalance Market with Wind and Solar Generation in the Western Interconnection." NREL/TP-5500-54660. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

B. Kirby and E. Hirst, [\*Load as a resource in Providing Ancillary Services\*](#), American Power Conference, Chicago, Illinois, April 1999.

Kiviluoma, J.; Meibom, P. (2010). "Influence of Wind Power, Plug-In Electric Vehicles, and Heat Storages on Power System Investments." *Energy* (35:3); pp. 1244–1255.

Lange, B.; Ü. Cali; R. Jursa; R. Mackensen; K. Rohrig; F. Schlögl. (2006). "Strategies for Balancing Wind Power in Germany". DEWEK 2006 - 8<sup>th</sup> German Wind Energy Conf., November 22-12, Bremen, Germany.

Melhorn, A.C.; Flynn, D. (2015). "Cycling and Flexibility Concerns Revealed in High Variability Systems Employing Sub-hourly UC". IEEE PES General Meeting, July 26-30, Denver, USA.

Menemenlis, N.; Huneault, M.; Robitaille, A. (2012). "Computation of Dynamic Operating Balancing Reserve for Wind Power Integration for the Time-Horizon 1–48 Hours." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (3:4); pp. 692–702.

Milanovic, J., Yamashita, K., Martínez Villanueva S., Djokic, S., Korunović, L., "International Industry Practice on Power System Load Modeling," *IEEE Trans. on* 28, no. 3, pp. 3038-3046, Aug. 2013.

Milligan, M.; Frew, B.; Ibanez, E.; Kiviluoma, J.; Holttinen, H.; Söder, L. (2016). "Capacity value assessments of wind power". *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* (6): 1. doi: 10.1002/wene.226

NERC (North American Electric Reliability Corporation). (2011). *Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning*. Princeton, NJ: NERC. Available at <http://www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/IVGTF1-2.pdf> .

Nolan, S.; Burke, D.; Wajahat Qazi, H.; Flynn, D.; O'Malley, M.; Kiviluoma, J.; ...Milligan, M. (2014). "Synergies between Wind and Solar Generation and Demand Response", Proc. 13th Wind Integration Workshop, November 11-13, Berlin, Germany.

Rahman, S.; Bhatnagar, R. (1988). "An Expert System Based Algorithm for Short Term Load Forecast." *IEEE Transactions on Power Systems* (3:2); pp. 392–399; doi:10.1109/59.192889.

Schneider, K.P.; Chen, Y.; Chassin, D.P.; Pratt, R.G.; Engel, D.W.; Thompson, S. (2008). "Modern grid initiative: Distribution taxonomy final report (NO. PNNL-18035)." Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA, USA.

Schoenung, S. (2011). "Energy Storage Systems Cost Update - A Study for the DOE Energy Storage Systems Program." Report: SAND2011-2730. Albuquerque, NM, and Livermore, CA: Sandia National Laboratories.

Söder, L.; Abildgaard, H.; Estanqueiro, A.; Hamon, C.; Holttinen, H.; Lannoye, E.; ... Zimmermann, U. (2012). Experience and challenges with short term balancing in European systems with large share of wind power. *IEEE Transactions on Software Engineering*.

Song, K.B.; Ha, S.K.; Park, J.W.; Kweon, D.J.; Kim, K.H. (2006). "Hybrid Load Forecasting Method with Analysis of Temperature Sensitivities." *IEEE Transactions on Power Systems* (21:2); pp. 869–876.

Strunz, K.; Hatziargyriou, N.; Andrieu, C. (2009) "Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources" CIGRE Task Force C6.04.02, 2009. Available on [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org).

Tuohy, A.; Zack, J.; Haupt, S-E.; Sharp, J.; Ahlström, M.; Dise, S.; ... Collier, C. (2015). "Solar Forecasting. Methods, Challenges, and Performance." *IEEE power & energy magazine*, (13:6): pp. 50-59. Doi: 10.1109/MPE.2015.2461351

Wang, H. et. al. (2017). "Reactive power coordination strategies with distribution generators in distribution networks," *1st International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India*, September 6-8, New-Delhi, India. Available at: <http://regridintegrationindia.org/downloads/>

Widergren, S.E. (2009). "Demand or Request: Will Load Behave?" *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 26–30 July, Calgary, Alta; doi: 10.1109/PES.2009.5275506.

Wolff, M.; B. Lange; D. Braams; L. Hofmann; M. Rosin. (2007) "Control strategies for wind farms in meshed grids." *Proc. EWEC 2007 Europe's Premier Wind Energy Event*, May 7-10, Milano, Italy.

von Meier, R.; Brown, M-L.; Arghandeh, R.; Mehrmanesh, L.; Cibulka, L.; Russ, R. (2015). "Distribution System Field Study with California Utilities to assess Capacity for Renewables and Electric Vehicles." *Publication CEC-500-2015-058*, California Energy Commission

WWSIS (Western Wind and Solar Integration Study). (2010). "Western Wind and Solar Integration Study." Prepared by GE Energy. NREL report SR-5500-47434, May 2010 <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf>

Yamashita, K, Renner, H, Villanueva, SM et al. (2018). "Industrial Recommendation of Modeling of Inverter Based Generators for Power System Dynamic Studies with Focus on Photovoltaic," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1.

Zeni, L., Glasdam, J., Hesselbæk, B., Lund, T., Sørensen, P.E., Hansen, A.D., Kjær, P.C. (2014). Coordinated system services from offshore wind power plants connected through HVDC networks. in CIGRE Session 45, 2014., C1-PS2 – C1\_212\_2014 NCA 535, International Council on Large Electric Systems.

### 3 ポートフォリオ開発とシステム管理

Lennart Söder, Hannele Holttinen, Jody Dillon, Michael Milligan, Juha Kiviluoma

本章では、風力・太陽光発電統合検討の構成要素のフローチャート内の青色の設定枠(図 11 の赤円箇所)について説明する。検討の設定、ならびに送電シナリオやシステム管理手順など、ポートフォリオ開発に関する主な前提条件について説明している。

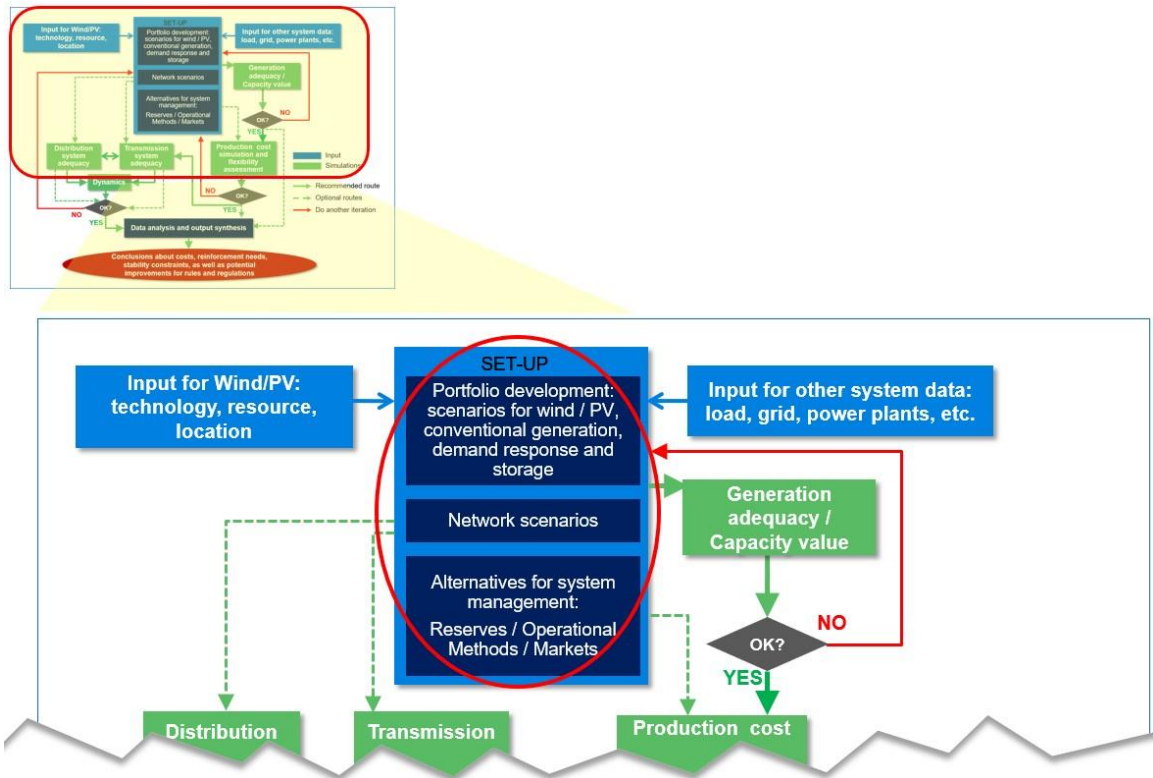


図 11. 風力・太陽光発電統合検討の構成要素

システム管理におけるポートフォリオ開発、送電シナリオとそれらの変更

風力・太陽光発電統合検討の目的および選択された主な設定は、結果に決定的な影響を及ぼすことになる。目標が異なれば方法も変わり、方法にも影響を与える可能性がある。動機付けとなる質問は、信頼度の高いシステム運用、予備力要件、需給調整や発電の効率と柔軟性の必要性、容量価値、既存のシステムの効率的な利用または新たな送配電網投資の要件、システムの安定度など、風力・太陽光発電の技術的影響に関連している場合が多い。場合によっては、どれくらいの風力・太陽光が技術的に利用可能か、あるいはシステムを変更せずにどれくらい利用可能であることを確認することが目標になることもある。遠い将来の状況を最適化するためのいわゆる「グリーンフィールド検討」もあるが、他の検討では、現在の投資の大部分が当分は利用可能であると想定している。

統合の影響を見積もるだけでなく、風力・太陽光発電の価値が問題になる場合もあり、導入率が高い場合の価値の低下が問題になる可能性がある。シミュレーション

において風力・太陽光発電の価値を抽出する際の課題は、システムシミュレーションの結果から統合コストの影響を抽出する際の課題と似ている。シミュレーションを2回実行してその比較から導かれる結果を考えると、比較対象となるベースケースの選び方は重要である。

ポートフォリオ開発に関する主な決定事項は、現在または将来においてどのようなシステムを検討するかである。ほとんどの場合、風力・太陽光発電の高い導入率は（現在ではなく）将来のシステムに関連があり、新たな風力・太陽光発電によって従来の発電容量が置き換わることになる。ポートフォリオ開発では容量拡張モデルを利用することができ、当該モデルの実行により、風力・太陽光発電の導入率が高い場合の最適な発電ポートフォリオシナリオを作成し、運用時間が少な過ぎるために発電所が廃止されるリスクを考慮に入れることができる。

送電容量、電源構成、および市場設計や予備力を含む運用方法は、風力・太陽光発電統合検討での計算における重要な入力要素である。検討に選ばれた設定によって、コスト効率よく統合できる風力・太陽光発電に制限が生じることがある。大量の風力・太陽光発電をコスト効率の高い方法で統合するには、発電・送電の変化、あるいは運用方法が必要になる可能性があるため、統合検討シミュレーションの後のフェーズから重要な反復がフィードバックされる。利用可能な柔軟性に関する前提条件は、技術上および運用上の面で検討結果に大きな影響を与え、需給調整の必要性に重要な意味をもつ。隣接エリアに柔軟性があることと、そのことをどのように考慮するかが非常に重要である。電気以外の他の部門（熱、ガス、運輸部門など）も含めると、柔軟性が得られて統合が可能になる場合がある。

通常、再生可能エネルギー源によって供給されるエネルギーの導入率の目標が使用される。風力発電システムと太陽光発電システムの設備利用率（公称発電容量の百分率としての平均出力）の違いを考慮することが重要である。通常、太陽光発電の設備利用率は、主に場所の緯度と曇り具合に応じて10～30%の間で変動する。新設の風力発電所の一般的な設備利用率は、風資源と風車の特性に応じて25～50%である。例えば、年間20%の風力発電の導入率は、資源の特性に応じて、風力発電が1日の任意の時間に発電される可能性があることを意味する。逆に、太陽光発電の導入率が20%の場合、日中にしか発生しない。そのため、風力発電と比較して、1日のうち約半分の時間に集中的な影響が及ぶことになる。

もうひとつの重要な要素は、発電とピーク需要状況との相関関係である。空調使用率が高いために夏季に需要のピークを迎えるシステムでは、冬季にピークを迎えて冬の日照量が少ないシステムよりも太陽光発電の容量価値が大幅に高くなる。

本報告書で検討されている「低い」導入率や「高い」導入率の解釈は、システムによって変わってくる。5%を高いとみなすシステムもあれば、10%を低いとみなすシステムもある。太陽光発電の導入率にも依存する。既に述べたように、風力発電と太陽光発電の導入率が同じでも、運用面での影響が大きく異なるからである。

### 3.1 発電ポートフォリオと送電シナリオ

*Lennart Söder, Jody Dillon, Hannele Holttinen*

（将来的な）発電と送電に関する検討の前提条件は、結果に決定的な影響を及ぼす。

検討の設定において決定すべき主な問題は次の通りである。

- どのようなシステムが検討されているか(現行システムか将来的シナリオか)。検討対象のシステムは、将来どのくらいで実現すると想定されるか。時間的にかなり近い場合、既存のインフラやその他の発電所のほとんどが残っているだろうが、遠い将来であれば、より柔軟性の高い新しい技術が古いものにとって代っていると想定することができる。
- シミュレーションで隣接エリアをどのように考慮に入れるか。
- 風力・太陽光発電をどのように追加するか。既存の(古い)発電を置き換えるか、従来のシステムを変化させずに追加するか、同じ発電電力量の需要構成のような代替発電を追加するか、それともポートフォリオ開発(最適化)プロセスを通して追加するか。
- 技術的にも制度的・規制的にも利用できる柔軟性に関する前提条件。

将来の電力システム構成をまとめる際には、エネルギー、排出量、炭素排出量方針に関してさまざまな前提条件を立てることができる。発電ポートフォリオに関する検討事項は次の通りである。

- 今後数年で、電源配置の構成はどのようになるか。大量の風力・太陽光発電が予想される場合、従来型ベースロード電源(投資コストが高く、運用コストが低い)は運用時間が少な過ぎて不経済となる恐れがあり、より投資コストが低くて運用コストが高く、より柔軟性の高い発電所に置き換わる可能性がある。柔軟性に欠けるベースロード電源と柔軟性の高い供給源の組み合わせによって、風力・太陽光発電の統合の難易度が大きく変わってくる。
- 電源構成で利用される各種燃料の相対価格はどれくらいか。答えを求めるには、どの発電ユニットがマージンにあるか、したがってどの発電ユニットが風力・太陽光発電に置き換わるか、そして変動性と不確実性の増加を管理する上でどの発電サイクルがより高い頻度で役立つかを判断する。これは、運用コスト節約の結果にも影響する。
- 将来のシステムに重要な高速起動ユニットが備わっているか。備わっている場合、起動停止計画の問題はさほど複雑ではなく、またさほど重要でもない。一方で、起動の遅い発電ユニットや最小稼働レベルの高い発電ユニットが大量にある場合、起動停止計画はより大きい拘束力をもつことになる。

選択した発電シナリオと発電所の構成は、あらゆるピーク需要状況に対する電源アデカシーに関して信頼度を提供する必要がある。したがって、風力・太陽光発電統合検討の構成要素「電力アデカシー／容量価値」には、図2の発電ポートフォリオに戻る反復ループが存在する。

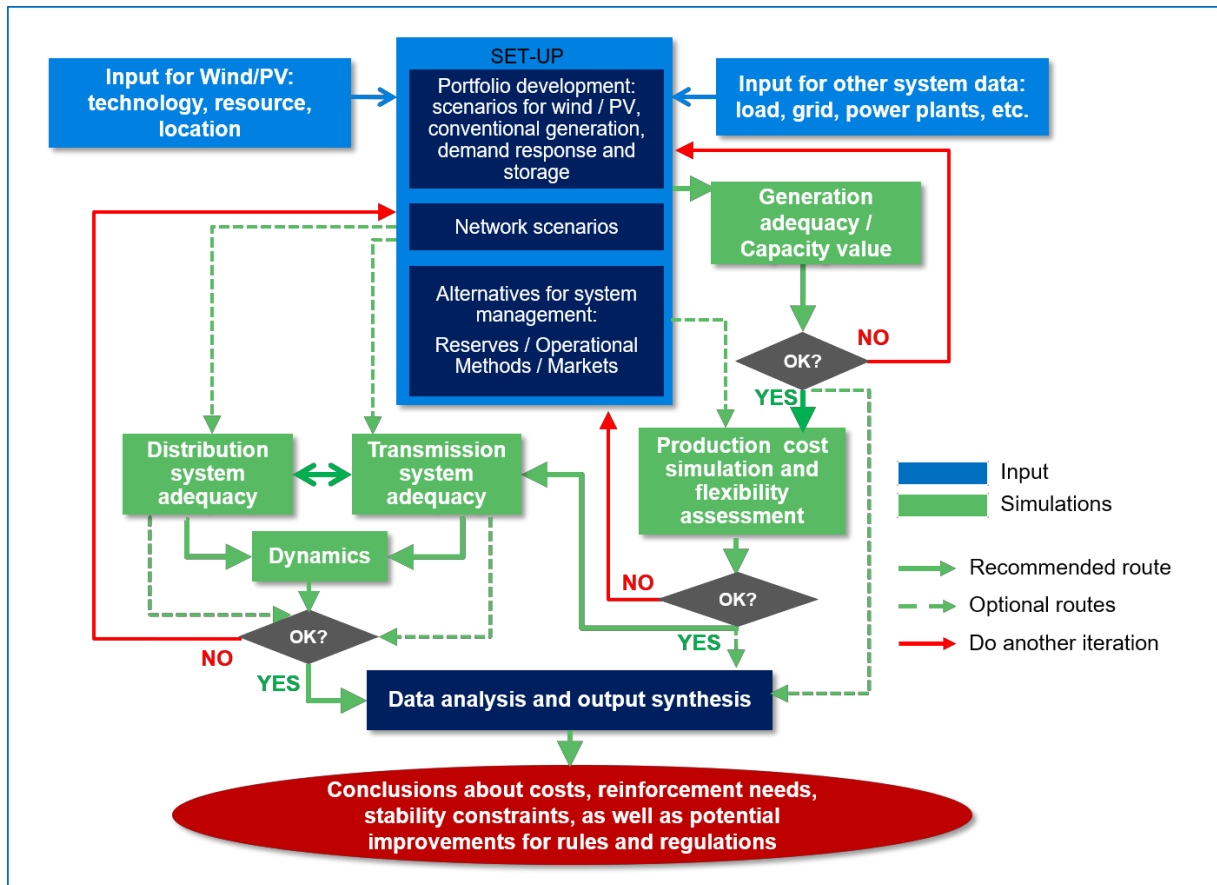


図 2. 風力・太陽光発電統合検討の構成要素(再掲)

さらに長期的な検討では、容量拡張モデルを使用して、より導入率の高い風力・太陽光発電システムのために将来の電源構成を最適化することができる。市場運用は、その最適化された容量が構築されるかどうかにも影響する。例えば、エネルギーオンリー市場では、将来的に風力・太陽光発電の導入率が高くなっても十分な収益が得られない可能性がある。

世界のほとんどの地域では、目標のエネルギー導入率を満たす上で必要な風力発電容量は太陽光発電容量よりも少なくてもすむ。これは、多くの場所における太陽光資源の季節変動と相まって、ポートフォリオ開発に影響を与える可能性もある。

送電網、風力・太陽光発電の効率的な統合に役立つ。システム容量が増えると、電力が消費される場所に電力を供給する手段が提供され、隣接エリア間で柔軟性を共有することもできる。システムシナリオは、シミュレーションにとって重要な入力要素であり、検討の出力要素のひとつ(予測される風力・太陽光発電に対応するために新たな送配電容量がどれだけ必要か)でもある。通常、これは潮流シミュレーションからシステムシナリオに戻る反復を意味する。風力・太陽光発電に定められた意欲的目標を達成するには、既存の送配電網インフラの増強や新たな回線の敷設が必要になる場合が多い。ただし、既存の送配電網の混雑が深刻でなければ、風力・太陽光発電を出力抑制するか、既存の送電線を最大限に活用する方が、新たな送電線を敷設するよりもコスト効率性が高く、迅速に達成される可能性がある。風力・太

陽光発電を含む送配電網の経済計画では、全体の費用便益分析を行いつつ、全体像(8,760時間の潮流)を捉える必要がある。新たな送電設備は、単なる風力・太陽光発電の送電にとどまらず、電力の安定供給を高め、他の電源の統合を促進し、より広域のエリアでの電力市場や需給調整を可能にする。したがって、因果関係の枠組みに従って風力・太陽光発電にコストと便益を割り当てても精度に欠けることがある。

これらの問題に基づく主な推奨事項は次の通りである。

1. 小規模の風力・太陽光発電を検討の対象とする場合、または短期的な検討の場合には、既存または予想されるシステムに風力・太陽光発電を追加することで、統合検討を行うことができる。
2. 導入率が高く、長期的検討が進められている場合、潜在的な柔軟性供給源(デマンドレスポンス)や発電機の技術的能力(動的な安定度制御の応答)を考慮に入れて、想定される残りのシステムの変更(主に好都合な電源ポートフォリオや送配電網インフラ開発)が、ますます有益かつ必要となる。

どの程度を小規模とみなすかは、システムによってさまざまである。5%を高いとみなすシステムもあれば、10%を低いとみなすシステムもある。太陽光発電の導入率にも依存する。風力発電と太陽光発電の導入率が同じでも、運用面での影響が大きく異なるからである。風力・太陽光発電の導入率が大きい(年間発電電力量の50~70%を上回る)場合、変動性は非常に重要であり、検討対象となるシステムは既知のものとはまったく異なるもの(例えば、パワーエレクトロニクスインターフェースと再生可能エネルギー源の統合、同期機と慣性の減少など)になる。つまり、このようなシステムの実現性に関する「単純」な検討で得られた結論には細心の注意を払う必要があり、より完全な追加の検討が必要となる。

### 3.2 運用方法と市場

*Michael Milligan, Hannele Holttinen, Juha Kiviluoma*

導入率が増加するに従って、現在の運用方法や市場の規則に従いながら信頼度が高くコスト効率性の高い風力・太陽光発電のシステム統合が可能になるかどうかを判断するための検討の一部として、システム運用方法や電力市場の評価が必要になる場合がある。初めて統合検討の対象となるシステムの場合、現在の運用方法を出発点とすると、変更を評価するための基準を確立することができる。別の方法として、検討における既存の運用方法に従い、それが検討対象の風力・太陽光発電の導入レベルを統合する上で十分かどうかを判断する方式がある。シミュレーションで運用上の問題が発生した場合、代替りの前提条件とシナリオを開発し、新たな運用方法で風力・太陽光発電をより効率的にシステム統合できるかどうかを評価する。

運用方法はシステム運用者によって大きく異なり、統合分析が複雑になる可能性がある。UCEDに関連する期間には違いがあり、システムの解析断面を入手して新たな給電指令箇所への変更を実行する上で必要なプロセスの実行に使用される予測期間と通知期間にも違いがある。さまざまなシステム支援サービス(周波数制御用のさまざまな予備力の種類を含むアンシラリーサービス)の定義や利用可能性はシステムごとに異なり、運用の信頼度指標は変わる可能性がある。さらに、アンシラリーサー

ビスの調達方法は、市場の有無や市場のロバスト性によってさまざまである。

スケジューリング、負荷配分、アンシラリーサービスの運用方法は、風力・太陽光発電の効率的なシステム統合に大きな影響を与え得る。

- 繰り返しの起動停止計画(Tuohy et al. 2009)は、新たな情報が入手可能になったときにそれを運用上の意思決定に組み込むことができ、物理的な制約に応じて起動停止計画のスタックを変更できるので、システム統合に役立つことが示されている。
- 需給調整エリアが広く経済負荷配分が迅速であると予備力要件に影響し、需給調整エリアが狭く給電期間が長い場合に比べて柔軟性を確保しやすくなる(King et al. 2011)。予測を継続的に更新し、風力・太陽光発電のオンライン測定を利用してリアルタイムな運用に近付けることで、需給調整市場(または、市場が存在しない場合は需給調整の期間)において修正が必要な偏差の量を減らすことができる。これは割り当てられる予備力の規模にも影響する。一例として、西部風力太陽光発電統合検討(WWSIS)があり、米国西部連系システムのWestConnectサブ地域における需給調整エリアで UCED を含めた運用における高度な協調の開発を想定したものである(WWSIS 2010)。その検討における新しい風力・太陽光発電の地理的分布によっては、35%の風力・太陽光発電をシステム統合するには既存の運用方法では効果的でない可能性がある。
- 場合によっては、送電制約または発生頻度は低いが大規模ベースロード電源を停止できないことによってその他の制約が課せられる際に、風力・太陽光発電を出力抑制した方が経済的になる。統合検討では、風力・太陽光発電について下方負荷配分価格を用いることでこのことを直接模擬することができ、その方が経済的になるならば、出力模擬モデルによって経済的な出力抑制を行うことができる。
- 風力・太陽光発電の導入率が高い場合、(周波数と電圧制御といった)風力・太陽光発電所が提供できるシステム支援サービス(アンシラリーサービス)を考慮することが重要である。このことは出力抑制を減らす上で役立つ(van Hulle et al. 2014; Kiviluoma et al. 2012)。最近の市場設計では、風力・太陽光発電、および小規模設備から利用可能な柔軟性をアンシラリーサービス市場(欧州の需給調整規則<sup>原注6</sup>など)に入札できるようになっている。

送電線やより柔軟性の高い電源が追加されることによって、システムの運用方法が変わる可能性もある(例えば、隣接するシステムをつなぐ新しい連系線により、より柔軟性の高い電源へのアクセスが可能になり、それと同時に連系されたシステムにおいて全体的に必要な柔軟性が低減する)。起動や出力変化の速い新たな電源により、起動停止計画の時間を短縮できる可能性もある。

また、予測手法に変化する可能性もある。より正確でより予測期間の短い風力・太陽光発電の予測と並行して、市場で通告期間を短縮できる可能性もある(King et al. 2011)。さまざまな統合検討では、これらの問題を調査して、風力・太陽光発電をシステム統合する能力に関するこれらの市場特性の価値が判断されている。

---

<sup>原注6</sup> 2017年11月23日の委員会規則(EU)2017/2195で電力需給調整に関するガイドラインが確立された



市場構造によって柔軟性を確保しにくい場合、市場構造の変更が必要になる場合がある。例としては、風力・太陽光発電に関する最新情報を負荷配分に組み込めように、負荷配分を決定する時間やその結果を固定する期間を短縮するなどである。既存の集中型市場のほとんどにはエネルギー市場があり、一部には需給調整市場・調整力市場も存在する。翌日予測と需給調整の時間スケールで柔軟性を共有する可能性を表現するために、隣接エリアをシミュレーションに取り入れることが必要になる場合がある。例えば、北欧のノルディック市場では、4か国のシステム運用者が協力し合い、最も安い調整力を入札するにより、国内でも国家間でも、全ての送電制限を考慮しながら、エリア全域に亘って1時間以内の需給インバランスを修正している。

また、市場の前提条件も障壁となる可能性がある。非現実的なシステム制約により、風力・太陽光発電の導入率が高くなるに従ってインバランスコストが増えるなど、人為的なコストが発生する場合がある。新たな市場の設計と規則を検討し、それらが十分かどうか、そしてそれらをどのように改善すれば風力・太陽光発電の導入率が高まるかを判断することができる。

システム運用と市場に関わる主な問題として、以下が挙げられる。

- 分析の対象となる将来の時期の制度的設定は何か。市場は柔軟性を高める商品を含むように進化するのか、それとも迅速な給電指令・需給調整で十分か。容量市場を含めるべきか。さまざまな時間スケールを網羅する予備力市場があるか。統合に影響を及ぼす運用協調の種類、または(発電、需要、需給インバランスの)動的スケジューリングがあるか。さらに広域の予備力を共有するエリアが設けられることになるか。風力・太陽光発電における重要な出力変件事象に備えた不測時の予備力の配置は許可されているか。そうであれば、そのための基準は何か。エリアやゾーンの需給調整を図る際の前提条件は何か。また、実際の(または将来の)運用方法を正しく表現する連系線を考慮するための適切なモデル化手法は何か。
- 信頼度ベースの需給調整の運用方法は、将来的に同じになるか。これは、風力・太陽光発電の統合検討に大きな影響を及ぼすことになると思われる。

これらの問題に基づく主な推奨事項は次の通りである。

1. 小規模な風力・太陽光発電の検討または短期間の検討では、既存の運用方法を出発点として利用することができる。
2. 高い導入率や長期的な検討については、新たなシナリオまたは運用方法を検討することが望ましい。運用の柔軟性を実現するには、市場構造・設計を評価することが望ましい。

小規模とみなす基準は、システムによって異なる。5%を高いとみなすシステムもあれば、10%を低いとみなすシステムもある。太陽光発電の導入率にも依存する。既に述べたように、風力発電と太陽光発電の導入率が同じでも、運用面での影響が大きく異なるからである。風力・太陽光発電の導入率が大きい(年間発電電力量の50~70%を上回る)場合、変動性は非常に重要であり、検討対象となるシステムは既知のものとはまったく異なるもの(例えば、パワーエレクトロニクスインターフェースと

再生可能エネルギー源の統合、同期機の減少など)になる。つまり、このようなシステムの実現性に関する「単純」な検討で得られた結論には細心の注意を払う必要があり、より完全な新たな検討が必要となる。

### 3.3 予備力の割り当て — 風力・太陽光発電による変動性の推定

*Michael Milligan, Hannele Holttinen*

システム運用者は、需給調整をして停電に対応するための予備力を扱う。風力・太陽エネルギーが運転予備力の調達に与える影響については、風力・太陽光発電の不確実性を考慮しつつ、予備力アデカシーと経済的な供給の両立を目指して、現在も研究が続けられている(風力発電：Holttinen et al. 2012、太陽光発電：NREL 2013)。

電力システムの予備力は、さまざまな条件に応じて(規模やスケジュールが)割り当てられ、予備力割り当てでは複数の時間スケールにわたって応答する予備力が考慮される。電力システムには、電圧を支持する無効電力の予備力や長期的な予備力(計画的な予備力)も必要である。これらの予備力は、ピーク需要状況での電源アデカシーを確保するために割り当てられる。ただし、風力・太陽光発電による予備力要件の増加に関する分析ではこれらの側面は一般に考慮されない。無効電力のための予備力は送電網検討に貢献し、計画的な予備力は容量価値・電源アデカシーの検討に貢献する。

発電機の停止または送電線トリップ時に保持される予備力は、緊急時予備力(contingency reserve)と呼ばれる。通常、必要となる緊急時予備力のレベルは、システム内の最大の発電機または最長送電線に依存し、風力・太陽光発電はその量に直接は影響しない。その他の予備力は、システムとシステム運用者のリスク許容度に応じて、変動性や(オフラインでユニットがトリップした場合を超えるような)不確実性を管理するために保持される。これらの予備力カテゴリーに関する用語は、システムによって異なる。周波数を公称値に近付けるために自動的に運用される予備力は、欧州では1次予備力および2次予備力、米国では周波数制御予備力と呼ばれる。手動で応動する予備電力は、1次および2次予備力によって緩和され連系線偏差(ACE: Area Control Error)が補正された後に、システムの需給バランス(数分から数時間)の予想される変化に見合うように必要に応じて応動する(これらは、欧州で3次予備力と呼ばれ、米国では需要追従予備力と呼ばれる)(Milligan et al. 2010)。一般に、10分以上先に必要とされる予備力は、瞬動予備力と非瞬動予備力のいずれかによって提供されるが、本報告書では、議論が必要になるほど具体的でない限り、これらは区別されない。

「運転予備力」という用語は、ここでは、発電・需要の調整および周波数制御を支援するために配置される有効電力容量として定義されている。大規模な故障に対応するために利用される緊急時予備力への影響は、通常は風力・太陽光発電の影響を受けず、ほとんどのシステムでは大規模な風力・太陽光発電の出力増減事象の管理に役立つ緊急時予備力を計画していないため、無視される場合が多い(Holttinen et al. 2012; Gil et al. 2011)。予備力を決定するには、複数の時間スケールにわたる応答の必要性を考慮する必要があるため、単純な方式では、自動運用される予備力(秒単位)と、必要に応じて手動で応動する予備力(数分から数時間単位)に区別される。

負荷配分と市場運用のために選んだ時間幅が予備力の要件に影響を与えることに留意することが重要である。例えば、5 分間スケジュール分解能をもつ市場では、次の市場期間のスケジュールに適切な位置を確保できるように出力増減する必要のある発電機から需給調整の必要性を自動的に抽出することができる(Kirby and Milligan 2008; Milligan et al. 2011)。

風力・太陽光出力が増加した場合の予備力容量への影響を現実的に見積もるには、正確なモデル化が不可欠である。予備力要件の計算には、需要、風力・太陽光発電、およびその他の電源の不確実性と変動性の推定が必要である。予備力によっては、リアルタイムの変動性のみ割り当てられる場合がある。風力・太陽光発電の場合、予測期間が短いほど不確実性が需要よりも大幅に減少するので、予測期間は重要な前提条件である。需要予測は、更新頻度が低い標準需要プロファイルに基づく場合が多い。

予測データは運用実績と等時性を持つ必要があり、これはシステムごとに固有の可能性がある。場合によっては、送電、需給調整方法、起動停止計画の基準の大幅な変更など、運用手順における将来的な変更が予想される。一部の統合検討では、これらの新しい基準によって、風力・太陽エネルギーを電力システムに統合する方法がどう変わるかを評価する場合がある。このような検討では、入力データが検討でモデル化される運用実績と等時性を持つことを確認することが重要である。

また、風力・太陽光発電によって増加する予備力のレベルは、風力・太陽光以外のケースでエネルギー供給に使用される既存の従来型発電機によって供給される可能性があり、したがって、風力・太陽光のケースではより少ないエネルギーとより多くの予備力を供給することに留意することが望ましい(例えば、風力・太陽光出力が多い状況では、他の発電所は比較的低いレベルで運転することにより、その後、出力を増加させて急速な風力・太陽光出力減少や需要増加を補償できる)。これは重大な差異である。すなわち予備力の必要性が高まったからといって必ずしも新しい予備力容量が必要になるとは限らない。

### 3.3.1 推奨される方法

一般的な方法は、風力・太陽光発電を追加する前と後での不確実性と変動性を比較することである。風力・太陽光発電を追加するということは、望ましい信頼度を維持するために追加の予備力を割り当てることを意味する。従来から「信頼度」という用語は、長期計画における稀有な事象に対応するための電源アデカシーを保証すること、そして運用面でシステムを維持する能力も意味する。この文脈では、数分から数日先までの運用計画断面で信頼度の概念を適用し、それを短期的信頼度または運用信頼度と呼んでいる。

風力・太陽光発電が運転予備力に与える影響を計算するいくつかの方法がある(Menemenlis 2012; Milligan et al. 2010; Ela et al. 2010; Ela et al. 2011; Holttinen et al. 2012; 太陽光の場合、NREL 2013)。

一般的に推奨される手順は、次の通りである。

1. 予備力不足のリスク(すなわち、計画出力に予備力を加えても需要供給に十分でない可能性)を特定する必要がある。リスクが認識された場合、電力を隣接のバ

ランシングエリアから輸入する。例えば、バランシングエリアで利用されている信頼度指標の既存の運用方法に基づき、バランシングエリアの残余需要(需要から風力・太陽光出力を差し引いた値)の変動の95%をカバーするという選択方法がある。連系線のない同期システム全体を検討する場合、リスクレベルは、運転予備力の不足による電力不足見込みの許容範囲に対応することが望ましい。

2. 運転予備力は、既存の運用方法に一致する適切な時間スケールで計算することが望ましい。通常、さまざまな種類の予備力が、(a) 秒～分単位で自動的に応答し、(b) 分～数時間単位になったら手動で応動する運用方法に結びついている。予備力を別々のカテゴリーに分ける際には、変動性や不確実性の原因を重複して数えないことが不可欠であり、したがって、このプロセスは慎重に進める必要がある。例えば、4時間分の予備力を増やす場合、通常は2時間分の予備力の増加も含まれることになる。
3. 単純な統計手法を用いて、風力・太陽光発電と需要(および発電)から生じる変動性と不確実性を組み合わせることができるが、需要と発電の誤差を通常の無相関分布で表すと仮定しており、標準偏差値( $n$ シグマ法)の使用は有効ではなくなる。このことを考慮に入れる場合には、統計的手法を変更する。例えば、望ましい超過レベルを採用する、または、分析により適切な分布を決定する。
4. 残余需要関連の予備力は静的でないことが望ましい。変動性と予測の不確実性は気象条件に依存し、時間とともに変化する。風力・太陽光発電が低レベル出力で発電している場合、従来型発電所からの上方予備力の必要性はほとんどない。一定の予備力レベルはさまざまなリスクレベルにつながり、逆に、一定の信頼度またはリスクレベルを維持するにはさまざまな予備力が必要になる。さらなるステップは、リスクを伴う値を検討することであり、これは電力システムの状態によっても変わってくる(Meyruey 2016)。風力発電の変動性は、一般に中程度の出力範囲ならびに荒天時に最も高くなることも分かっており、この情報に基づいて動的な予備力の手法が開発されている(EWITS 2010)。同様に、太陽光発電の不確実性は、曇りの日と比べて晴れた日には低くなる。雲の動きが速い時間帯には、太陽光発電の変動性が大きくなる場合が多い(Lave 2012)。
5. これらの予備力のコストと価値は、確率論的枠組みにおいて評価することが望ましい。不確実性には、予備力供給源の価格、それらの利用確率、期待される便益が含まれる(Menemenlis et al. 2011)。

予備力の利用可能性と必要性の間には関連性がある。風力・太陽光発電は、他のよりコスト効率性の高い選択肢が使い果たされたときに利用することができれば、下方調整(出力低下)に役立つ。上方調整(出力増加)の場合、通常はより多くの風力・太陽光で発電された電力が失われ、これは出力レベルを下げた運用することを意味する。風力・太陽光の出力レベルが高くなると、通常、他の発電所は上方調整をするために出力レベルを下げた運用する。

さらに広域のバランシングエリアでは、隣接エリアにおける需要と風力発電の変動の間で限られた相関関係の便益に預かることになる。これは両エリアに必要な予備力の総量が相対的に少ないことを意味し、予備力の取引を妨げる送電混雑によって限られているという仮定による。太陽光発電の場合、高い導入率のエリアと太陽光発電設備が少ないエリアを連系するには、広域のバランシングエリアが有益である

(Bloom 2016)。ただし、晴天時に地域間の太陽光発電の相関が高いということは、太陽光発電設備が追加された場合、または隣接エリアの太陽光発電の導入率が同程度の場合、風力発電に比べてそのような便益が急速に減少することを意味する。

### 3.3.2 予備力の必要性を評価するための他の方法

予備力の方法の進化と期待されるさらなる開発により、有望な新しい方法が開発される可能性がある。ただし、単純な方法では意図しない不合理な予備力ポリシーが発生し得る。次の特性をもつ方法は推奨されない。

- 固定レベルの運転予備力。これは、上方予備力が不要なときに保持され、逆に下方予備力が不要なときにも保持されることを意味する。信頼度に悪影響がなくても、システムに不必要な追加コストが発生する。
- 暗示的か明示的かを問わず、リスクレベルを考慮しない方法。これは前項の当然の帰結であるが、同一ではない。特定のリスクレベルが考慮されていない場合、予備力が過小(リスクレベルが許容不能)か、予備力が過剰(必要量よりも多い)かのいずれかの結果になり得る。

### 3.4 チェックリスト：ポートフォリオ開発とシステム管理

#### 重要な課題のチェックリスト：ポートフォリオ開発とシステム管理

- 発電および送電シナリオ
  - 低導入率の風力・太陽光発電を検討の対象とする場合、または短期的な検討の場合には、既存のまたは想定されるシステムに風力・太陽光発電を追加することで、精度が大きく下がることなく統合の検討を行うことができる。
  - 風力・太陽光発電の導入率が高く、長期的検討が進められている場合、潜在的な柔軟性供給源(デマンドレスポンスも)や発電所の技術的能力(動的な安定制御応答)を考慮に入れて、残りのシステムの変更(主に好都合な発電ポートフォリオとシステムインフラの開発)が、ますます有益かつ必要となる。
- 運用方法：
  - 小規模な風力・太陽光発電の検討または短期間の検討では、既存の運用方法を出発点として使用することができる。
  - 風力・太陽光発電の導入率を高めるには、追加のシナリオまたは運用方法を検討することが望ましい。市場構造・設計を評価して、運用の柔軟性を実現する。
- 予備力要件／割り当て方法：
  - 入力データ：風力・太陽光発電と需要の等時性のある時系列データ(少なくとも1時間ごと)と風力発電・太陽光発電・需要の予測誤差分布、場合によっては電源喪失の分布。
  - 既存の運用方法に基づいてリスクレベルを選択する。例えば、需要と残余需要(需要から風力・太陽光出力を差し引いた値)出力の変動の95%を占めるようにする。
  - 既存の運用方法に対応するように、適切な時間スケールについて計算する(例えば、秒～分単位で自動的に応答し、分～数時間単位になったら手動で応答する)。変動性や不確実性の原因を重複して数えないように注意しながら、入力データをカテゴリーに分ける。
  - 風力・太陽光発電と需要(および発電)から生じる変動性と不確実性を組み合わせて、風力・太陽光発電を追加する前後で同じリスクレベルを維持する。適用される統計手法が何であれ、変動性と不確実性が正規分布に沿っていないことを考慮に入れる。そのため、標準偏差を用いる代わりに、望ましい超過レベルを用いるか、または適切な分布を決定することが推奨される。
  - 導入率が高くなるにつれ、予備力をコミットするには静的ではなく動的な割り当て方法を使用する。

## 参考文献

- Bloom, A.; Townsend, A., Palchak, D., Novacheck, J., King, J., Barrows, C., Ibanez, E., O’Connell, M., Jordan, G., Roberts, B., Draxl, C., Gruchalla, K. (2016). “Eastern Renewable Generation Integration Study,” NREL/TP-6A20-64472. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Ela, E.; Milligan, M.; Kirby, B.; Lannoye, E.; Flynn, D.; O’Malley, M.; Zavadil, B. (2010). “Evolution of Operating Reserve Determination in Wind Power Integration Studies.” NREL/CP-5500-49100. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Ela, E.; Milligan, M.; Kirby, B. (2011). “Operating Reserves and Variable Generation.” NREL/TP-5500-51978. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- EWITS (Eastern Wind Integration and Transmission study). (2010). Prepared for the National Renewable Energy Laboratory. Available at <http://www.nrel.gov/wind/news/2010/803.html>.
- Giebel, G.; R. Brownsword, G.; Kariniotakis, M.; Dernhard, C.; Draxl. (2011). The State of the Art in Short-Term Prediction of Wind Power: A Literature Overview. Deliverable D-1.2 of Anemos.plus. Available at [http://www.prediktor.dk/publ/GGiebelEtAl-StateOfTheArtInShortTermPrediction\\_ANEMOSplus\\_2011.pdf](http://www.prediktor.dk/publ/GGiebelEtAl-StateOfTheArtInShortTermPrediction_ANEMOSplus_2011.pdf).
- Gil, A.; M. de la Torre; R. Rivas. (2010). “Influence of Wind Energy Forecast in Deterministic and Probabilistic Sizing of Reserves,” *9th Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems* as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, October 18-19, Quebec, Canada.
- Holttinen, H.; Milligan, M.; Ela, E.; Menemenlis, N.; Dobschinski, J.; Rawn, B.; ... Detlefsen, N. (2012). “Methodologies to Determine Operating Reserves due to Increased Wind Power.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (3:4); pp. 713-723.
- King, J.; Kirby, B.; Milligan, M.; Beuning, S. (2011). “Flexibility Reserve Reductions from an Energy Imbalance Market with High Levels of Wind Energy in the Western Interconnection.” NREL TP-5500-52330. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Kirby, B.; Milligan, M. (2008). “Examination of Capacity and Ramping Impacts of Wind Energy on Power Systems.” NREL/TP-500-42-872. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Kiviluoma, J.; Meibom, P.; Tuohy, A.; Troy, N.; Milligan, M.; Lange, B.; Gibescu, M.; O’Malley, M. (2012). “Short-Term Energy Balancing with Increasing Levels of Wind Energy.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (3:4); pp. 769–776.
- Lave, M.S. (2012). Analyzing and simulating the variability of solar irradiance and solar PV powerplants, UC San Diego Electronic Theses and Dissertations.
- Menemenlis, N.; Huneault, M.; Robitaille, A. (2012). “Computation of Dynamic Operating Balancing Reserve for Wind Power Integration for the Time-Horizon 1–48 Hours.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (3:4); pp. 692–702.

Menemenlis, N.; Huneault, M.; Robitaille, A. (2011). “Risk Coordination in the Computation of Operating Balancing Reserves for Wind Power Integration.” In *Proc. 10th Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems*, October 25–26, Århus, Denmark.

Meyruey, E. (2016). A new method for weekly adequacy studies: Feasibility study of a Monte- Carlo approach in order to estimate adequacy risk a week ahead. Available at <http://www.diva-portal.se/smash/record.jsf?pid=diva2:1115050>

Milligan, M.; Donohoo, P.; Lew, D.; Ela, E.; Kirby, B.; Holttinen, H.; ... Kamwa, I. (2010). “Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison.” NREL/CP-5500-49019. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Milligan, M.; Kirby, B.; King, J.; Beuning, S. (2011). “The Impact of Alternative Dispatch Intervals on Operating Reserve Requirements for Variable Generation.” *10th Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems*, 25–26 October, Århus, Denmark.

NREL (2013). Impacts of Solar Power on Operating Reserve Requirements. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56596.pdf>

Tuohy, A.; Meibom, P.; Denny, E.; O’Malley, M. (2009). “Unit Commitment for Systems with Significant Wind Penetration.” *IEEE Transactions on Power Systems* (24:2); pp. 592–601.

Van Hulle, F. et al. (2014). Economic grid support services by wind and solar PV. REServices final report. Available at <http://www.reservices-project.eu/publications-results/>

WWSIS (Western Wind and Solar Integration Study) (2010). “Western Wind and Solar Integration Study.” Prepared by GE Energy. NREL report SR-5500-47434, May 2010 <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf>



## 4 発電容量アデカシーと容量価値

Juha Kiviluoma, Lennart Söder, Barry Mather, Hannele Holttinen

本章では、風力・太陽光発電統合検討の構成要素に関するフローチャート内の最初のシミュレーション枠(図 12 の赤円箇所)について説明する。

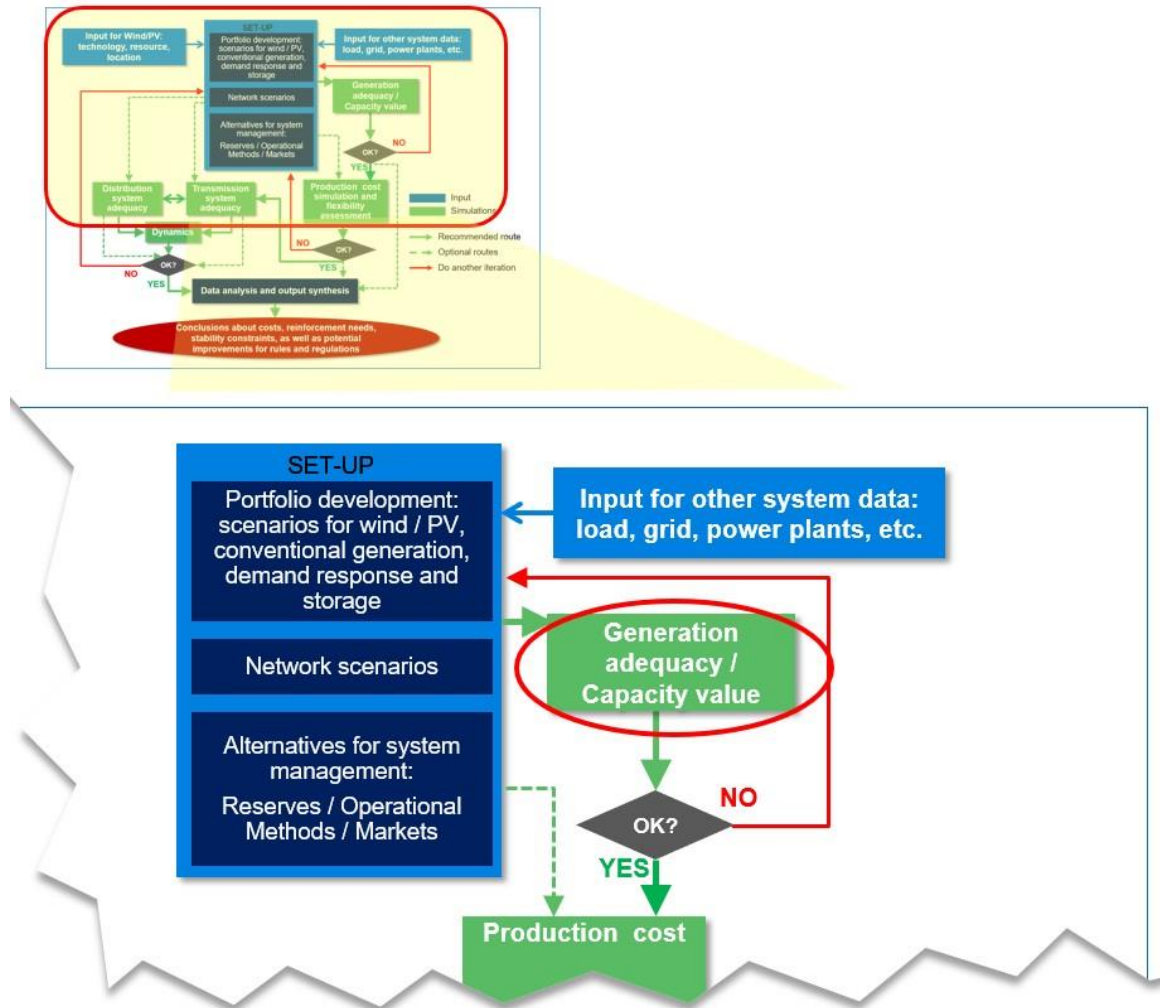


図 12. 風力・太陽光発電統合検討の構成要素

風力・太陽光発電容量価値の推定

本章では、特定の発電アセットの容量価値評価のために確立された手法について検討する。システム全体の発電容量アデカシーも同じ方法で評価される。発電所のシナリオで信頼度<sup>原注7</sup>(電源アデカシー)の目標が達成されない場合、需要削減またはデ

<sup>原注7</sup> 電力システムの信頼度は、システムセキュリティとシステムアデカシーという 2 つの基本的側面に分かれる。発電機や送電線などの主な電源構成要素の喪失（または、複数の潜在的な喪失）に耐えることができれば、システムセキュリティが保たれているといえる。発電システムアデカシー（「電源アデカシー」と呼ばれることも多い）とは、所定のリスクレベルで電力需要を満たせる十分な設備容量があるかどうかを表している(Billinton and Allan 1996)。このアデカシーは、大きく異なる特性を示し得るさまざまな発電機を組み合わせることで達成される。

マンドレスポンスを通じた発電容量増加または需要削減を含めるために、反復がポートフォリオの変更に適用される。容量価値の計算では、境界エリアへの送電の可能性を考慮することが望ましい。

容量価値とは、特定の(発電)設備がシステム全体の発電容量アデカシーに与える影響を推定することである。風力・太陽光発電を新設すると、電力システムに発電容量が追加されるが、容量アデカシーへの直接的な影響は、プラスになるか、または最悪の場合は無視できる程度に小さい。正確な値は、電力システムの長期計画にとって重要であり、将来的なシステムの発電容量アデカシー(電源アデカシーとも呼ばれる)を確保する。容量市場で入札される容量の必要性を見積もる際にも利用することができる。

風力・太陽光発電容量の追加は、既存および計画されたシステムの諸設備の収益性にも影響を与える。新たな単一設備の長期的な容量の影響を特定するための合理的な手法はない。なぜならば、因果関係が分離できそうにないシステムの特性だからである。現実的な方式としては、容量アデカシーを市場に委ね、そしてさらに重要なことは、その責任を負うシステム運用者と規制当局に委ねることである。それでもなお、風力発電と太陽光発電の容量価値を評価することには価値がある。統合検討の結果のひとつとして強調できる実際の値だからである。

風力・太陽光発電の容量価値は、電力システムのピーク負荷時の資源の利用可能性に大きく影響される。空調需要が大きい夏季ピーク型のシステムでは、太陽光発電が有利になり、一般に夏季には風が弱くなるので風力発電が不利になる。早朝、午後遅く、または夕方にピークが発生する冬季ピーク型のシステムでは、逆になる場合が多い。ただし、変動性再生可能エネルギーの導入率が高い場合、残余需要への影響によって有効なピーク時期が変わると予想され、さらにロバストな容量価値の計算方法が必要になる。

将来のシステムで電力貯蔵を利用して風力・太陽光発電の容量価値を改善することが可能であり、既に国内の各所において電力貯蔵装置で補完された屋上太陽光発電システムを見ることができる。電力システムの観点から見ると、これまでの方式は、風力・太陽光発電の容量価値を別々に計算し、電力貯蔵を(システムの観点から)ひとつの選択肢とすることで容量アデカシーの潜在的な問題に対処していた。単一の太陽光・風力発電所の観点から電力貯蔵設備の運用が決定される場合、統合のしやすさ、潜在的な収益の増加といった潜在的価値を提供しながら、システム全体では最終的に容量価値の観点から見て最適ではない方式で運用される。風力発電と太陽光発電の補完性が組み合わさることで、システム全体として、単一技術の場合に比べて、運用上のより多くの便益とより多くの出力を実現する。

#### 4.1 方法論とモデル

さまざまな方法論を利用して、各種の電力システムにおける容量価値の検討が進められてきた(比較については、Holtinen et al.(2009)を参照)。後述する方法からも分かるように、容量価値は採用する方法に依存するだけでなく、地域や国の特性、特に風力・太陽光発電の状況、需要プロファイルの特性(ピーク需要が冬季か夏季かなど)にも依存する。風力発電統合検討で報告された値の一部が低い理由は、風力の平均出力が低いためであるが、使用している各種の方法論も違いの説明になる。

さまざまな電力システムに共通して、風力・太陽光の容量価値の一般的な傾向は、発電容量の増加とともに減少する。これは、新設の風力・太陽光発電所と既存の風力・太陽光発電所の出力の相関関係によるものである。新しい発電所は、既に発電している時間帯に発電し、出力が限られている時間帯にはあまり多く発電しない傾向がある。

アデカシーの評価に使用される指標としては、電力不足期待値(LOLE)、電力不足確率(LOLP)、供給信頼度対応能力(ELCC)がある。LOLPとは、ある時点で利用できる出力を需要が上回る確率のことである(連系されたシステムでは、この確率は代わりに意図しない輸入の確率を指す場合もある)。この基準では、発電容量の不足を示すだけであり、停電の重要性や期間に関する情報が不足している。LOLEは、定義された期間において、需要が満たされないと予想される時間数または日数である。ELCCは、容量価値を示すために利用できる指標である(Garver 1966)。

風力・太陽光発電とピーク需要状況の相関関係が結果に大きく影響する。したがって、何年にも亘る需要と風力・太陽光発電の等時性のあるデータが必要である。要求品質の十分なデータを入手できない場合、結果として得られた答えは信頼に足るものとはならない(Hasche et al. 2010; Milligan et al. 2017)。ELCC法では、風力・太陽光発電と需要の数十年に亘るデータセットに加えて、従来型発電ユニットの容量と計画外停止率の完全なインベントリが必要になる。

風力発電の重要な特徴として、その空間的多様性がある。これは、地域サイズがより大きくなるにつれ容量価値が増えることを意味し(Holtinen et al. 2009; NERC 2008)、システム全体で出力が非常に低くなる可能性が低いため、より広域なエリアになるにつれ風力の出力が低い時間数が減少する。

電力システムにおける既存(または目標)の信頼度レベルは、従来型電源と風力・太陽光発電の両者の容量価値に大きな影響を与える可能性がある(Clark et al. 2005)。信頼度が低く LOLE が高い場合、LOLE が非常に低い場合よりも、追加容量の価値が相対的に高くなる。

容量価値の計算では、電力システムの具体的なエリアを考慮するとしても、送電線を通して境界エリアから輸入される可能性を認識することが望ましい。風力・太陽光発電の導入率が高い大規模な連系システムの場合、複数のエリアのシステム信頼度が求められる(Tomasson et al. 2017a and c; Terrier 2017)。UCEDを用いるモンテカルロ法は、運用上の問題を考慮しながら送電制約について内生的手法を取ることができるので、容量アデカシーの評価に適している場合がある(ENTSO-E2016)。原則として、特定の発電設備の容量価値を評価するために利用することもできる。ただし、特定の手法が考慮されていない場合、粗いモンテカルロ法ではかなり多くの計算資源が必要になる可能性があり、結論として、設備の容量価値を確立するために必要とされる反復法には実用的ではない。適切なモンテカルロ設定を整える手順については、4.1.2節で説明する。

容量価値を求めるにあたって推奨される方法は、完全残余需要の ELCC を求める ELCC 計算である。最新の演算能力により、中規模システムであればこの方法で過度に時間がかかることはない。この方法には概算が含まれるが、需要と風力・太陽光発電の完全な関係を捉えるデータセットを利用するので、容量価値の最良の評価が

提供される(Keane et al. 2011)。したがって、コーディングのしやすさやデータ不足を理由に概算法を正当化する必要がある。概算法のまとめも以下に示されている。

#### 4.1.1 推奨される ELCC 法

米国電気電子技術者協会(IEEE)の風力・太陽光発電協調委員会の風力発電容量価値タスクフォースによって、風力発電の容量価値を計算するための望ましい方法が考案された(Keane et al. 2010)。同じ方法が、太陽光発電の容量価値を評価する際にも同様に有効である。この方法は両者に個別に適用できるが、場合によっては、電力貯蔵設備を含め、集合化された風力・太陽光発電所にこの方法を適用すると有益になり得る。

1. 従来型発電ユニットは、それぞれの容量と計画外停止率(FOR)によってモデル化される。各発電機の容量と FOR が反復法で畳み込まれ、電力システムの解析的な信頼度モデル(電源事故確率表(COPT))を作成する。COPT は、供給力レベルの確率を示した表である(Billinton and Allan1996)。累積確率は、各発電状態における LOLP を与える。通常、流れ込み式水力発電は、その時系列の出力によって扱われる。通常、ピーク需要期間の流れ込み式水力発電の発電状況について、数十年分のデータを入手することができる。
2. 電力システムの COPT は、毎時の需要時系列と組み合わせて使用され、風力・太陽光発電が存在しないものとして LOLE を計算する。
3. 風力・太陽光発電をその容量と FOR によってアデカシーを保ちながらモデル化することはできない。利用可能性は発電所というよりも資源の利用可能性の問題だからである。風力・太陽光発電出力の時系列は負の需要として扱われ、需要時系列と組み合わせると、結果として風力・太陽光出力を差し引いた需要時系列が得られる。上記と同じ方法で、LOLE を計算する。これにより、当初の LOLE よりも低くなる(したがって、向上する)。
4. 次に、反復プロセスを用いて全時間にわたり需要データが増加し、当初の LOLE に到達するまで各ステップで LOLE を再計算する。需要の増加は、風力・太陽光発電の ELCC または容量価値である。

#### 4.1.2 概算法

モンテカルロ法は、ある分布から一定数のサンプルしか使用できないという点で概算法である。つまり、大規模なシステムでは何年にも亘るデータが蓄積され、風力レベル、需要レベル、太陽光発電レベル、火力ユニット利用可能率、送電利用可能率など、さまざまな組み合わせが考えられるので、膨大な量の組み合わせが存在することになる。ただし、いわゆる重点抽出法というものがあり、これを用いることで厄介な状況(すなわち、停電につながり得る組み合わせ)に評価を集中させることができる。これらの方法は Tomasson et al.(2017a and c)に示されており、複数エリアからなる実際の大規模な一つの電力システム(Terrier 2017)にも適用され、複数のエリアでの容量クレジットの推定にも適用されている(Tomasson et al. 2017b)。方法に見合った適切な設定により、精度が上がり、計算時間が現実的に短くなる。

望ましい計算法に代わるリスク計算法は、風力発電所の確率的表現を利用する多状態法である(d'Annunzio and Santoso 2008)。適切な調整を加えることで、太陽光発電に

拡張できる場合がある。負荷軽減状態の従来型ユニットと類似して、風力発電所は部分的な容量減量状態でモデル化されており、各部に関連した確率データが存在する。所与の時点での LOLP を評価するには、多状態の従来型ユニットと同じ方式で風力発電を COPT 計算に含める。次いで、ELCC 法では、修正計算を用いる点を除き、望ましい計算法で説明されている通りに進める。

追加発電機の ELCC を計算するための単純化された概算グラフィカル法は Garver によって提案されている(Garver 1966)。この方法は重要であったが、演算能力の進歩に取って代わられた。

地域によっては、年間ピーク需要時の電力不足確率がシステムリスクの代用の指標として使用される(National Grid UK 2004)。年間ピーク時における需要と利用可能な風力・太陽光発電容量には確率分布が必要である(利用可能な従来型容量の分布は、ELCC 計算法と同じく、減量確率計算によって導かれる)(Aguirre et al. 2009)。年間ピークの計算が受ける主な批判は、年内の他の時期の需要損失を明示的に考慮していないこと、年間ピーク時の風力・太陽光資源やピーク時の需要について適切な確率分布を得にくいことである。

風力発電の容量価値を推定するにあたって、適切なピーク期間にわたって計算した設備利用率(平均出力)を使用することに大きな関心が寄せられている。これらの概算の一部はかなり正確である(Milligan and Porter 2008)。太陽光発電の場合、出力において明確な季節パターンや日周パターンがあり、局所ピーク需要と特定の相関関係があるので、これが正当化され得る。設備利用率の概算は、風力発電の高速スクリーニング法として役立つ場合がある(例えば、高い設備利用率は、通常同じシステムでの高い容量価値を示唆している)が、そこから風力発電の短期的または年間の変動性、または風力発電の利用可能率と需要の相関関係を捉えることはできない。

z 統計法(Dragoon and Dvortsov 2006)は、ピーク需要時間帯に利用可能な資源と需要の差(余剰稼働率)を、関連する確率分布をもつランダム変数として捉えることに基づいている。その分布の z 統計(平均を標準偏差で除算したもの)が主なシステムアデカシーの指標として利用される。追加された発電所の増分需要容量は、z 統計を一定に保つ追加需要とみなされる。

需要、風力・太陽光発電、水力のレベルと停電を変化させるモンテカルロ法によるシミュレーションは、COPT に関する推奨方法と多少類似している。ただし、モデルに従ってモンテカルロシナリオで発電する場合、風力・太陽光発電、需要の自動相関と相互相関を維持するのは困難である。より直接的な方式としては、基礎となる相関関係を正しく表す実データのみを使用する方法がある。ただし、COPT の場合と同様に、極端事象を捉えるには、非常に長い同時データセットが必要となる。

風力・太陽光発電の容量価値をベースロードユニットなどと比較する場合は、発電ユニットの利用時間を考慮することが不可欠である。年間 100 GWh を発電するには、約 40 MW の風力発電(利用時間 2,500h)、約 50 MW の太陽光発電(利用時間 2,000h)、または約 15 MW の石炭発電(利用時間 6,700h)が必要である。注記として、太陽光発電システムが配電網接続の場合、追尾システムや最適な傾斜および方位角ではないことが多く、定期的に日陰が発生する可能性があるため、総設備利用率の大幅な低下が考えられる。風力発電の容量価値が 25% の場合、これは 10 MW を意味

し、石炭火力発電所の容量クレジットの67%に相当する。この結果として、割合(%)ではなく、同じ年間エネルギー出力の容量クレジット(単位: MW)で比較する方が適切である。

## 4.2 チェックリスト：容量価値

### 重要な課題のチェックリスト：容量価値

- 風力・太陽光発電と需要データの相関関係を捉える、時系列で同期した風力・太陽光発電と需要データを収集する。このことは最も重要であり、計算の堅牢性は収集されるデータ量に大きく依存するため、10~30年分のデータ収集が推奨される。発電ユニットの設備容量と計画外停止率に関するデータも必要である。
- 可能であれば、概算を避けるべきであり、残余需要ELCC法が望ましい計算法である。
- 推奨されるELCC計算法としては以下が挙げられる。
  - 発電機容量と計画外停止値を畳み込み、電力システムのCOPT、すなわち供給レベルによる確率を示した表を作成する。
  - 毎時の需要レベルのLOLEは、まず風力・太陽光発電が存在しないものとしてCOPTの表から計算される。風力・太陽光発電は負の需要として追加され、需要を風力・太陽光発電が存在しない場合と同じLOLEに達するまで増加させる。
- データが不十分な場合、概算法を使用する必要がある、それにより有用な洞察が得られる。ただし、かかる制限事項を認識することが望ましい。同じ諸方法を、風力発電と太陽光発電に対しても個別にまたは集合化させて適用することができる

## 参考文献

Aguirre, P.E.O.; Dent, C.J.; Harrison, G.P.; Bialek, J.W. (2009). "Realistic Calculation of Wind Generation Capacity Credits." *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium, Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery System*, 29–31, Calgary, Alta., Canada.

Billinton, R.; Allan, R. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum.

Clark, K.; Jordan, G.A.; Miller, N.W.; Piwko, R.J. (2005). "The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability and Operations." New York State Energy Research and Development Authority technical report. Albany: NYSERDA.

d'Annunzio, C.; Santoso, S. (2008). "Noniterative Method to Approximate the Effective Load Carrying Capability of a Wind Plant." *IEEE Transactions on Energy Conversion* (23:2); pp. 544–550.

Dragoon, K.; Dvortsov, V. (2006). "Z-Method for Power System Resource Adequacy Applications." *IEEE Transactions on Power Systems* (21:2); pp. 982–988.

ENTSO-E (2015). Adequacy methodology <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system->

<development/system-adequacy-and-market-modeling/Pages/default.aspx>

ENTSO-E (2016). “Mid-term Adequacy Forecast.” Available at:  
[https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF\\_2016\\_FINAL\\_REPORT.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf)

Garver, L.L. (1966). “Effective Load Carrying Capability of Generating Units.” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* (85:8); pp. 910–919.

Hasche, B.; Keane, A.; O’Malley, M. (2011). “Capacity Value of Wind Power, Calculation and Data Requirements: The Irish Power System Case.” *IEEE Transactions on Power Systems* (26:1); pp. 420–430.

Holtinen, H.; Meibom, P.; Orths, A.; van Hulle, F.; Lange, B.; O’Malley, ... Ela, E. (2009). “*Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power*”. Final report, Phase one 2006–2008, IEA Wind Task 25, VTT Research Notes 2493. Available at <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf>.

Keane, A.; M. Milligan; C.J. Dent; B. Hasche; C. D’Annunzio; K. Dragoon; H. ... O’Malley, M. (2011). “Capacity value of wind power.” *IEEE Transaction on Power Systems*, (26:2), pp. 564-572.

Milligan, M.; Porter, K. (2008). “Determining the Capacity Value of Wind: An Updated Survey of Methods and Implementation.” *WindPower 2008*, June 1-4, Houston, Texas, United States. Available at <http://amherstislandwindinfo.com/aiv-docs/milligan-nrel-wind-capacity-value.pdf>.

Milligan, M.; Frew, B.; Ibanez, E.; Kiviluoma, J.; Holtinen, H.; Söder, L. (2017). “Capacity value assessments of wind power”, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, (6:1); pp. e226.

National Grid UK. (2004). “GB Security and Quality of Supply Standard Issue.” Available at [http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/FBB211AF-D4AA-45D0-9224-7BB87DE366C1/15460/GB\\_SQSS\\_V1.pdf](http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/FBB211AF-D4AA-45D0-9224-7BB87DE366C1/15460/GB_SQSS_V1.pdf).

NERC (North American Electric Reliability Corporation). (2009). “Special Report: Accommodating High Levels of Variable Generation.” Princeton, NJ: NERC [www.nerc.com](http://www.nerc.com).

Terrier, V. (2017). “North European Power Systems Reliability”, KTH - MSc Dissertation, 2017. Available at <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn%3Anbn%3Ase%3Aakth%3Adiva-202581>.

Tomasson, E.; Söder, L. (2017a). “Generation Adequacy Analysis of Multi-Area Power Systems With a High Share of Wind Power.” *IEEE Transactions on Power Systems* (PP:99); pp. 1.

Tomasson, E.; Söder, L. (2017b). “Multi-Area Generation Adequacy and Capacity Credit in Power System Analysis.” *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)-Asia*, December 4-7, Auckland, New Zealand,

Tomasson, E.; Söder, L. (2017c). “Improved importance sampling for reliability evaluation of composite power systems.”, 2017 IEEE PowerTech, June 22, Manchester, UK

## 5 発電コストシミュレーションと柔軟性評価

*Jody Dillon, Juha Kiviluoma, Hannele Holttinen, Peter Børre Eriksen, Michael Milligan*

本節では、風力・太陽光発電統合検討の構成要素に関するフローチャートにおける発電コストシミュレーションと柔軟性評価ボックス(図 13 の赤丸)の詳細を説明する。まず、風力・太陽光発電における発電コストシミュレーション(UCED モデリング)の重要な課題を説明する。UCED 検討は、電力システムの柔軟性評価のための主要なツールになることがよくある。しかし、もともとは独立した柔軟性評価が、より導入率の高い風力・太陽光発電の統合検討では重要なステップになりつつある。これについては、以降で説明する。

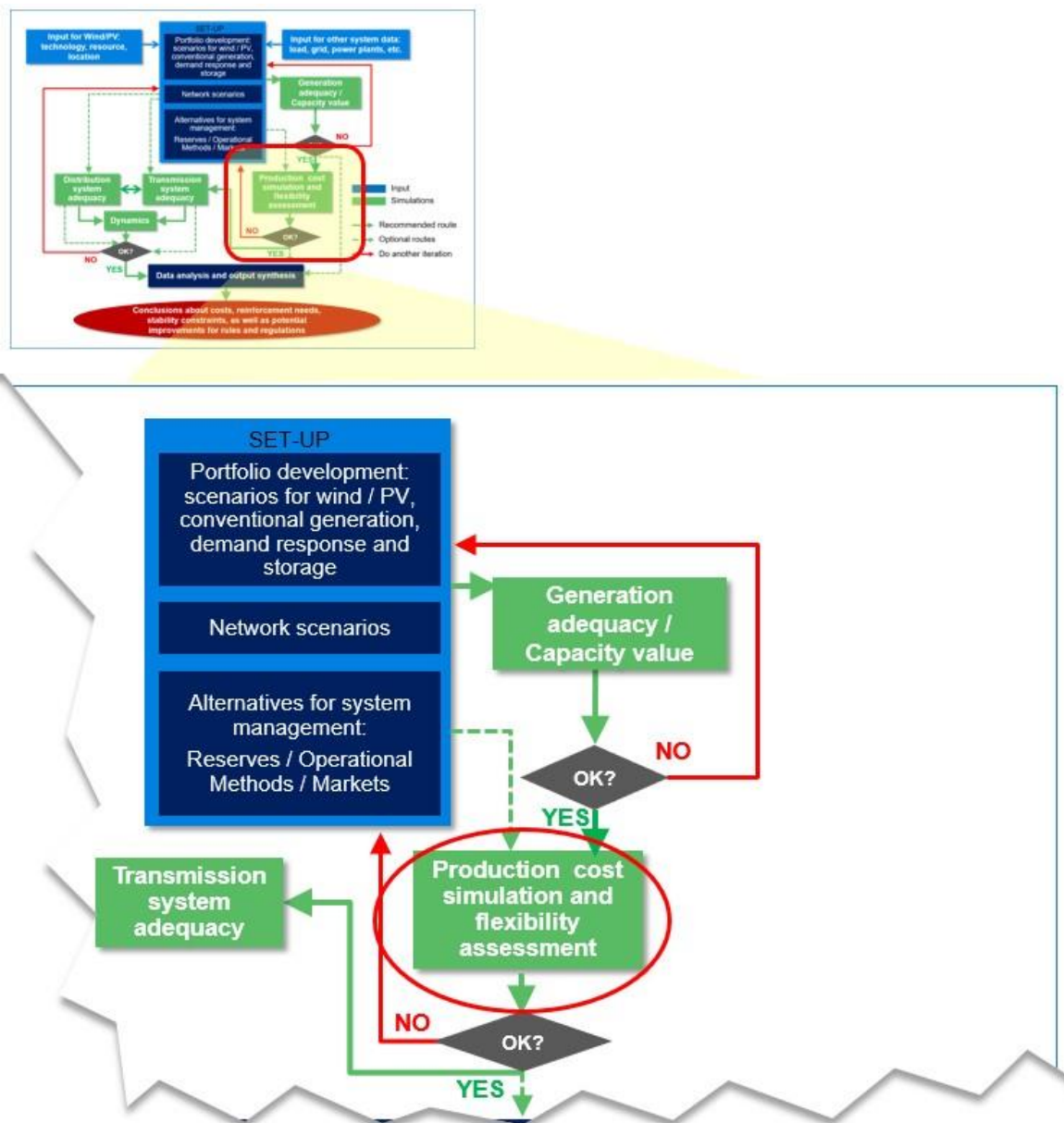


図 13. 風力・太陽光発電統合検討要素としての発電コストシミュレーションと柔軟性評価



導入率の高い風力・太陽光に関するより長期に亘る検討では、それ以外のシステムは、多くの場合は別のツールである容量拡張最適化手法を用いて最適化されることがある。電源アデカシーは、より長期の入力データセットによる電力不足の計算で確認できる。この場合、風力または太陽光の容量価値の推定もできる。

柔軟性は、電力システムの変動に対応する能力ということができる。風力・太陽光統合においては、その結果として起こる変動性や不確実性を管理し、需給調整やセキュリティ、アデカシーの制約を確保するために、柔軟性を必要とする。また、長期の検討により、従来の発電所、需要、電力貯蔵を増やすことによる柔軟性の向上に加え、送電線の増加や送電における潮流制御(FACTS 等)等、柔軟性を高める技術への可能な適応考慮する必要がある。より精度の高い風力・太陽光出力予測や風力・太陽光の出力抑制の可能性は、柔軟性に関わるよりコスト効率性の高い方法が他にない場合には、利用することができる。柔軟性対策を用いた熱や冷熱、運輸の電化は、新たな柔軟性をもたらす可能性を持つ。

柔軟性供給源は、風力と太陽光のシステム統合に役立つものとなる。柔軟性の供給源は、風力・太陽光のシステム価値を向上させる方法ともみなされる(IEA 2016)。

## 5.1 発電コストシミュレーション

発電コストシミュレーションは、システムの需給調整や柔軟性、運転コスト、排出に対する風力・太陽光発電連係の影響評価に使われる主要な検討手段である。発電コストシミュレーションでは、コストと制約(システム上、物理的、運用上)と風力・太陽光発電の期待値を考慮し、あらゆる期間における想定される需要を満たす条件で、需要と発電のスケジューリングの最適化が行われる。発電コストシミュレーションは、起動停止計画と経済負荷配分(UCED)で構成されており、電力システムにおける最適な短期の需給バランスを模擬する。

この解析は通常、数時間の分解能で、1年以上の期間で実施される。ただし、より長期に亘って(例えば、容量アデカシー)、あるいはより短期に亘って(例えば、周波数制御や自動電源制御(Ela and O'Malley 2012))課題を捉える必要性によって、関係する異なる課題を捉えるために、この解析は期間や時間分解能を拡張することがある。現行のモデルの多くは通常、例えば燃料価格、従来の電源ポートフォリオ、経済的要因等の起こりうる今後のシナリオの範囲を示すために実施される。

十分開発されたモデルでは、最適化における制約によって、短期の運用計画の物理的な実現性と不確実性の下で信頼度が確保できる。例えば、関係するユニットは、予備力の割り当てのもとで周波数制御の提供や、複数の時間コマにわたる出力変化の要件を満たすことが求められる。変動に対応するシステムの本来の能力を評価するには、そのシステムの制限と制約を正確にモデル化しなければならない。そうでなければ、実際に存在しているレベルを超える柔軟性を仮定することになり、風力・太陽光発電の正しい影響はとらえられない。一方で、この解析は、どのような柔軟性の新しい資源が、検討の時間枠であり得るかを考慮する必要がある。

### 5.1.1 風力・太陽光発電のシミュレーション

風力・太陽光発電の変動性は、検討の時間枠で予想される変化を表す必要がある。風速計測あるいは気象モデルに基づく時系列データでは通常、変動性を正確には捉えられない。太陽光発電の時系列データについては、衛星データ、一般的な気象予想(晴天、ときどき曇り等)、気象モデル、あるいはこれらを組み合わせたものを利用することが、よりロバストであると証明されている。通常は、風力・太陽光発電と出力の間には一定の相関があるので、時系列データは等時性があることが望ましい。風力・太陽光発電の影響を求めるには、十分に高い時間分解能でのシミュレーションが必要である。多くの場合、1時間ごとの時間スケールが十分に詳細であるとみなされるが、従来の発電所が経験している出力変化速度の制約は、10～15分の時間幅の方がより適切に表現できる。時間分解能の細分化の課題は、明示的(1時間より細かい解像度でシミュレーションを実施する)に、あるいは間接的(出力変化速度の制約等、間接的に表現される制約を含める)に表現される。さまざまなシステムにおける風力発電や需要の特徴的な変動性は、Holtinen et al(2011)および第2.1節で言及されている。

### 5.1.2 シミュレーションの不確実性

風力・太陽光発電はまた、考慮すべき新たな不確実性をもたらす。導入率が高くなると、風力・太陽光発電の前日時点の不確実性は需要のそれよりも大きくなる。典型的な風力発電の前日および1時間前の不確実性はHodge et al.(2012)で述べられており、太陽光についてはTuohy et al. (2015)で言及されている。需要予測については、正確さは計測期間を短くしてもあまり改善しない。需要予測の不確実性を、風力・太陽光発電の出力予測における不確実性に対しどのように対処するかが重要である。

不確実性への対処方に関しては、数多くの文献がある。予測のタイミングによるその不確実性を陽に表現するために、ローリング・プランを用いた確率論的最適化(Tuohy et al. 2009)が利用されている。ここでは、決定論的な時系列出力データの代わりに、需要や風力、太陽光の確率論的シナリオが使用されている。これは、システムに対する不確実性の影響を表現するための精度の高い方法と考えられるが、このような検討には、作成が難しいデータの要件が求められる。実際の不確実性を十分に表す確率論的シナリオを作成するために、検討のコストと複雑性を著しく増大させることがある。また、実行時間が長くなると、検討されるマクロレベルのシナリオ数がより少なくなる可能性もある。

UCEDシミュレーションにおける不確実性の影響を表現するための方法論として、最近ではロバスト最適化が注目されている。統計学的な不確実性は、莫大な計算時間をかけずにUCEDモデルに明確に含むことができる決定論的な「限界」あるいは制約に変換される。この方式では、モデルの複雑性を効果的に確率論的忠実度に置き換える。ロバスト性の制約は、不確実性の最過酷ケースシナリオによって決まることがあり、この方式の結果は、不確実性の影響に対してより悲観的な見方につながることが多い。

風力・太陽光発電の不確実性の影響を考慮することが重要であるが、一方、従来型電源の不確実性に目を向けることもまた重要である。特に、システム信頼度が問題であり、電源の停止と再生可能予測誤差が影響し合う場合である。事故停止や保守

停止による電源の停止の模擬には、様々な統計的モデルが存在する。例えば、ユニットの事故外停止スケジュールを求めるために、準マルコフプロセスとしてユニットの計画外停止を表す場合、事故停止の比率と平均補修時間が使われることがある。その代わりに、火力ユニットの停止を、ポアソン分布を使ってモデル化することもできる(Doherty and O'Malley 2005)。決定論的なモデルでは事故停止を見込むことが望ましく、停止中は利用可能な容量のみに影響を与えると考えられる。ただし、確率論的最適化モデル内では、これは不確実性の原因として含まれることがある。保守のための停止は通常、信頼度評価モデルを用いて模擬する。

### 5.1.3 地点の課題

風力統合検討における最近の傾向は、より広域のエリアのシミュレーションに向いつつある。これは、隣国または隣接エリアへの送電容量を利用することで風力発電の影響が大きく減少するという事実があるためである。しかし、太陽光発電は、比較的大きい東西の広がりを持つシステムを除いて、一般にシステム全体で同じ挙動をする。複数の国やサブシステムを含めることは、電力市場における傾向でも同様である。これらの空間的影響をより表現するには、隣接する関連エリア全ての模擬が少なくとも必要であり、あるいは実際には市場エリア全体の模擬が必要である。隣接エリアからの利用可能な連系線と柔軟性は、結果に大きく影響することがある重要な前提条件である(第2節 入力データ参照)。そのため、少なくともエリア間の送電容量を表現することが重要であり、市場エリア全体を模擬することが最善である。

UCED シミュレーションは、送電の明示的な表現を含むように拡張することができる。これは、セキュリティ制約付起動停止計画(SCUC)と呼ばれる。SCUCでは、モデル内にDC潮流計算式を含め送電を明示的に表現する。送電制約を明確に含めることは、太陽光と風力の相互関係という文脈上、特に重要となる。太陽光と風力の相互関係は、局所レベルでは発電出力を制限する可能性があり、運用における便益がある場合もあるからである。ただし、データの増加や計算上の要請により、システムの規模が大きく確率論的起動停止計画を利用している場合には特に、送電線の明示的な表現は常にUCEDモデルに含まれるわけではない。

代表的な取り組みは、UCモデルの送電混雑の調整を、混雑が起りやすい地点として特定された限られた数の送電経路に含める方法である。潮流分流係数および送電線停電分流係数(LODF)方式をSCUCに対して利用することは、監視された課題のある送電線ごとに制約をモデルに追加するだけであり、これを達成する効果的な方法である。これは、重要な制約を含めつつ計算時間を軽減する効果的な方法である。

これに代わる取り組みは、エリア間潮流を管理するためにTSOがよく利用する最大送電容量(TTC)を使用することである。ここでは、エリア間の送電制約(TTCとされる)を設定することによってより広域のエリアを複数のサブエリアに分けることができる。これらのTTCは通常、エリア間の送電線の熱容量より低い。各エリア内の送電制約を考慮し、これらがエリア間潮流を制限することになる。

### 5.1.4 従来型発電所モデル

火力発電所に関するデータは、変化するO&Mコストや運用コスト(燃料消費率曲線

や、起動コスト、排出コストを含む)、制約(起動速度や出力変化速度、最小安定出力および最小起動/停止時間を含む)、また例えば運転予備力や周波数制御等のシステム(アンシラリー)サービス機能を把握できるよう、十分に詳細である必要がある。

UC モデルでは、連続する時間コマの間に適用される単純な出力変化速度の制限に加え、より長期間に亘って残余需要の変化に追従するのに十分な出力変化の容量が並列されているかどうかを検討することが重要である。これは、風力や太陽光の導入率が高いシステムにおいては特に懸念される事項であり、そのシステムの出力変化のアデカシーを確保するには、新たな明示的な制約が必要になることがある(第 5.2 節参照)。電力量、アンシラリーサービス、および出力変化速度の共通最適化は、米国の MISO などのエリアでは、システム運用として既に行われている。

計算コストを掛ければ、出力変化による劣化の損失コストも含むことができる(Troy et al. 2012)。

必要に応じて、需給調整とアンシラリーサービスの提供(例えば、最小・最大応動時間および待機時間)に関しては特に、柔軟性の制約により詳細なデータを含む必要がある場合がある。

また、例えば出力速度を向上させ、最低負荷レベルを低減するために火力発電所を改良することで、柔軟性を向上することもできる。

### 5.1.5 水力発電の検討事項

貯水池式水力発電は、システムに多くの柔軟性を供給することができる。しかし、このようなシステムは、河川流や同一河川系の発電所の組み合わせに関する制約がある場合が多い。水力発電を詳細にモデル化することが、一貫して河川流域の流量を把握するのに必要である。米国などのいくつかのシステムでは、水力発電システムには柔軟性があり、モデルには表れない需給調整に物理的に役立てられこともある。

風力・太陽光との相互作用を完全に表現するためには、時間依存性のある入力データは、風力・太陽光・需要データと等時性があることが望ましい。火力発電の UCED は通常週に一度の問題であるが、火力発電所と貯水池式水力発電所の組み合わせによるシステムでの UCED は、年間の貯水量を最適化するため、特別な課題が課せられる。水のコストはゼロなので、さらに「水の価値」という概念が一般に導入される。

また、水力発電の柔軟性は、貯水池あるいは揚水発電を加えることにより向上し得る。

### 5.1.6 最適化の方法

起動停止計画のモデルを策定し解くためには、2 つの主要な最適化の手法が使われる。混合整数線形計画法(MILP)は、発電ユニットの起動・停止に関わるような整数変数を扱うことができる。こういった整数効果の影響は、再生可能エネルギーの導入率がより高い場合に特に重要である(Shortt et al. 2013)。例えば、風力や太陽光の瞬

間導入率が高い場合、システムに並列した発電機が安定的に動作する最低レベルは、模擬された発電機の運転計画が物理的に実現可能かどうかに関係する。

しかし、多数の個別ユニットを備えた大規模な電力システムにおいては、MIPモデルの実行時間は非常に長くなる可能性がある。連系された大規模エリアでは、線形計画法がよく使われ、オン・オフの決定が連続型変数に置き換えられる。つまり、最小安定レベルや最小運転/停止時間等の整数の柔軟性を適切に表現できない。線形計画法モデルは、長期に亘る高度の近似とおおまかな見積り、および比較的少量の風力や太陽光発電を伴う大規模システムで有用である。ただし、線形計画法モデルは、大量の風力発電を備えたシステムの柔軟性の欠如や運用の詳細の把握には適していない。その理由は例えば、変動性再生可能エネルギーの出力抑制を引き起こす可能性があるからである。

実行時間と整数間のトレードオフを提供する商業ツールの中には、ハイブリット方式が存在する。そのような方式のひとつは、連続変数を使用して整数の決定を表す丸め緩和である。整数の決定は、最終値に応じて0または1に丸められる。また、商業ツールでは、さまざまな分解方式が使われることがあり、多くの場合で利用可能である。

### 5.1.7 電力貯蔵とデマンドレスポンス

デマンドレスポンスとエネルギー貯蔵は、風力や太陽光の導入率が高いシステムでは貴重な柔軟性供給源であり、起動停止計画モデルではこれらを含めるように慎重に検討することが望ましい。デマンドレスポンスは、供給源の性質や柔軟性によって、多種多様な形態を取る可能性がある。

ある需要は、一定期間、通常はピーク需要時に、停止することができる。この種のデマンドレスポンスは通常、ピークシェービングと呼ばれている。

他の種類のデマンドレスポンスは、一定量の電力消費を必要とするが、その消費のタイミングは柔軟である。この種のデマンドレスポンスは通常ピークシフトと呼ばれ、電力貯蔵による柔軟性と似ている。ピークシフトの供給源には通常、電力需要を満たすべき期間に関する新たなタイミングの制約がある。

電力貯蔵装置の貯蔵容量は、通常、日毎の最適化より長い期間に亘る最適化を必要とすることがあり、これをどのように最適化するかを考慮することが望ましい。よくある方式には、最適化の終了時の貯蔵電力量に対するシャドープライスの適用や、1日あたりの電力貯蔵目標を達成するためにより長期間(通常1年間)のより単純な最適化(多くの場合、線形計画法モデル)がある。

### 5.1.8 発電コスト見積りの推奨事項

1. 十分に高い時間分解能(最低1時間毎。出力変化速度が課題の場合には特に、それ以上が望ましい)の等時性のある風力・太陽光および負荷の時系列データ(少なくとも1年。複数年が望ましい)。時系列データは、大規模風力・太陽光電源の平滑化と実際の風力・太陽光発電の変動を表現することが必要である。大量の水力発電を有するシステムでは、さまざまな水文学的シナリオ(例えば、多雨年や渇水年)を考慮することが不可欠である。
2. 風力・太陽光の導入率がより高い場合、UCEDの負荷配分決定における短期的・

長期的不確実性の影響をモデル化することが重要である。モデル化の例としては、確率論的最適化あるいはローリング・プラン法(Tuohy et al. 2009)がある。一般的な太陽光発電の毎日のパターンはかなり予測可能であるが、雲量のような気象影響は、温帯気候では特に不確実性をもたらすことがある。

3. 運転予備力の目標を増やす場合は、風力や太陽光、需要予測の不確実性を用いて見積もる必要がある。ただし、風力・太陽光の不確実性の関数としての予備力要件の計算をする場合、確率論的最適化を利用するには特に、不確実性の影響を二重計上しないよう注意する必要がある。風力・太陽光の導入率がより高い場合は、動的な予備力や短時間市場、さらに高い市場分解能の利用を推奨する。今後の検討における運用ルールや規則についての仮定には、例えばバランシングエリア間での需給調整供給源の共有も含むことがある。
4. 変動に対応するためのシステム本来の容量を評価するには、そのシステムの制限や制約を正確にモデル化しなければならない。これには、最低出力レベル、出力変化速度、最小運転/停止時間、起動時間、負荷時間等の火力発電所の非柔軟性を含む。水力発電所については、出力を制御したり、貯水池水量の増減する自由度はまた、河川流量の制約を考慮する必要がある。これらの制限を把握するには、混合整数計画法を利用することが必要な場合がある。他方、大規模なシステムあるいは非常にマクロな検討については、線形計画法の概算で十分な場合がある。これは、コストの過小評価や柔軟性の過大評価を適切なベンチマーキングの実施によって定量化している場合や、風力・太陽光発電の導入率が比較的 low、システムが大規模な場合である。
5. 隣接エリアとの連系線の制約を正確にモデル化するには、そこに設置されている風力・太陽光発電も含めて隣接するエリアを明示的にモデル化する必要がある(ENTSO-E TYNDP 2016 等)。代替方法としては、他の検討から得られる固定潮流を仮定したり、隣接エリアにおける市場価格の前提条件に基づくといったものが挙げられる。これらの方法は悲観的な方向の誤差が出るため、検討の結論でこれを明確に言及することが望ましい。
6. 送電網による制約を把握するために、混雑や N-1 セキュリティを直接 UCED に含めることがある(電力システムは常にいかなる単一の故障(N-1)が起こる状態でも破綻なく運用することが望ましい)。大規模システムの演算負荷を軽減するためには、あるいは確率論的最適化を使用するためには、正味送電容量や反復法を利用できる。また、非常に高度な再生可能エネルギー電源をもつ電力システムでは、第 6.2 節「動的安定度解析」に述べられている検討から生じる新たな安定度の制約をモデル化する必要がある。また、送電網の制約は、他の専用ツールや、制約として UCED モデルに含まれる結果として生じる制限でモデル化することができる。
7. 検討領域と風力・太陽光導入率のレベルによって、該当する場合には、新たな柔軟性供給源の利用可能性を解析することが望ましい(熱、冷熱、電気自動車、電力貯蔵、デマンドレスポンス、動的送電線定格)。
8. 検討結果と結論は、比較の根拠として使われた風力・太陽光なしのケース、および特に統合コストを推計する場合には、風力・太陽光発電が代替する種類の電源に関する想定に大きく影響される。同量の風力・太陽光の発電電力量を使うものの完全に一定の出力特性を用いたシナリオを使うことによって、完全に風力・太陽光発電に関連するとは言えない影響を結果としてもたらす可能性がある

(Milligan et al. 2010)。一貫性のあるシナリオにするために、発電計画モデルの利用を考慮することが望ましい。

### 5.1.9 市場

風力・太陽光発電の導入レベルが増えるに伴い、さらに詳細を表現することが重要であり、現在の制約付き最適化手法は、それに応じて進化してきた。発電コストシミュレーションの背景にある最適化の主要な方法論は、電力システムにおける再生可能エネルギー導入レベルの増加の影響を検討するために用いられるのに加え、市場運営、市場のスケジューリングおよび価格設定にも用いられる。そのため、大量の風力・太陽光発電による発電コストシミュレーションに対するこれらの推奨事項は、これからも進化が必要とされる電力市場の構造にも適用される(Kiviluoma et al. 2012; Dragoon and Milligan 2003)。

市場の構造は、大量の不採算電源が撤退するリスクを考慮する必要がある。これらの(一見)不採算の電源は、電源容量アデカシーを毀損する可能性があるからである。

風力・太陽光の導入率レベルが高い場合に、ルールの変更により最適化に近づける適応方法としては、コミットメントまたはスポット市場の更新頻度の増加、当日中市場および需給調整市場の追加、動的予備力を扱う確率的起動停止計画の利用、1時間ではなく15分単位のような高分解能UCEDの利用、複雑な入札(ブロック入札、出力変化速度制限など)、発電電力量と広域バランシングエリアによる送電の組み合わせ最適化などが挙げられる。

表4は、風力・太陽光発電の導入率が増加した場合、どのようにルールを変更する必要があるかを示している。したがって適用できる場合には、解析に利用するモデルは、解析すべき将来の状況における検討範囲のためにこのような進化も考慮することが望まれる。

表 4. 風力・太陽光発電導入率の増加に伴う短期の需給調整の進化  
(Kiviluoma et al. 2012)

		スケジューリング頻度	
	説明	1日に1回	より定期的なスケジューリング
動的予備力の調達	さまざまな期間での動的予測誤差評価に基づく予備力要件	風力・太陽光発電は、3次予備力を顕著に増加させるが、予測不確実性が動的に説明されれば、その影響はより限定される。	より定期的な UC と動的予備力の調達を組み合わせた効果は、ほとんどの場合、3次予備力の必要量を比較的軽く保つのに役立つ。
確率論的 UC	風力・太陽光と需要の起こりうる結果に対する複数のシナリオにわたる UC の決定の最適化	信頼性を改善し、より最適な UC をもたらす。	3次予備力の調達を削減し、UC の最適性をさらに改善する。
スケジューリングの分解能	スケジューリング期間が短縮される(例えば、1時間から5分)	スケジューリング期間内の出力変化は小さくなり、需給調整ための予備力を低減する。スケジューリングの正確性は改善する。	

## 5.2 柔軟性評価

柔軟性は、さまざまな時間スケールの変動に対応できる電力システムの能力である。変動に対応する能力は、一般に電源および送配電網の物理的制約によって制限される。そのため柔軟性は、システムに制約がないことと考えることができる。

風力・太陽光発電の統合については、需給バランスやセキュリティ、信頼度の制約を実現するように、結果として得られる変動性と不確実性を管理するために必要である。典型的な柔軟性の供給源としては、給電(負荷配分)を増減できる従来型電源がある。風力・太陽光発電も柔軟性の供給源になることができる。ただし、これには予備力や周波数応答を可能にするように出力の抑制が必要であり、高コストな供給源になる場合がある。送電線は、連系するエリア間の柔軟性の共有を可能にする。需要は、ピークシフトとピークシェービングという形である程度の柔軟性が徐々に利用されつつある。電力貯蔵は貴重な柔軟性の供給源だが、新たな設置には比較的高い資本コストがかかる。コストが低下し、風力・太陽光導入率が増加しているため、電力貯蔵の重要性が高まっており、諸検討において考慮すべき実現技術となっている。

柔軟性の必要性は、計画および運用の断面に分けられる。計画の断面では、将来の柔軟性の必要性をどのように決定するか、それをどのように得るかに焦点が当てられる。これは、電力システムの必要性によって柔軟性が全て利用されるようインセ



ンティブを与えるために、新たな設備対応と市場設計を行う必要があることを意味する。運用断面では、設置された電源・電力貯蔵・需要サイドからの柔軟性をどのようにして最大限に活用するかに焦点が当てられる。これには、柔軟性が不足するリスクを最低限に抑えるために、起動停止計画や場合によってはなんらかの形の確率論的起動停止計画が含まれる。

これまでは、運用断面における柔軟性評価は一般的に、発電コストシミュレーションの中で間接的に行われている。発電コストシミュレーションは、UCEDで構成される。システムアデカシー評価およびその柔軟性に関するアデカシーの測定基準の開発には、様々な手法が提案されてきた。Lannoye et al. (2012)では、システム計画検討における出力変化(ランプ)の供給源の期待値の指標の利用が述べられている。より広域のシステムの柔軟性の指標も提案されているが、ここではシステムにおける固有の柔軟性を定量化するために使える広域システムの性質を考慮している(IEA2011)。これらの手法は進化しており、風力・太陽光の導入率が高いシステムにおいてより重要になる可能性がある。

計画断面では、将来、風力・太陽光の導入率が高い場合に十分な柔軟性があるかを確認し、代替的電源構成の選択する電源拡張型モデルが必要となる。将来のために、電力や熱、運輸、ガス(P2G: 電力からガスへの変換)の統合された計画や運用による新たな柔軟性を調査するためのセクター間モデルを作成する必要がある。

より大量の風力・太陽光発電の検討については、どのような統合検討であっても、柔軟性の将来の新たな供給源を確認しあるいは含める範囲を開発する必要がある。場合によっては、ある市場と柔軟性技術の組み合わせから得られる既存の柔軟性が、既に存在している可能性がある。しかし、ロバストな太陽光発電統合検討は、既存の柔軟性を評価し、新たな柔軟性の経済性についての指標を提供する。さらに、予備力の積み上げが、風力・太陽光発電検討のレベルを効果的に統合するように提供すべき時間スケールやその他の特性をもたらすことができる。

### 5.3 チェックリスト：発電コストシミュレーションと柔軟性評価

#### 重要な課題のチェックリスト：発電コストシミュレーションと柔軟性評価

- 風力・太陽光、需要の等時性のある入力データで、少なくとも 1 時間の解像度で 1 年間必要であり、10～15 分の時間幅と複数年が望ましい。地理的多様性の想定に関して、風力・太陽光発電の時系列出力データの空間的平滑化を表現することが重要である。水力発電が支配的なシステムに関しては、水文学的变化(多雨年あるいは渇水年)を把握する必要がある、流れ込み式水力発電では等時性のある入力データが必要である。繰り返しの計画により受渡時間により近い予測を使う可能性があることを念頭に、検討対象の年に想定される風力・太陽光の発電電力量の不確実性にたいしてその予測の最善の使い方を適用することが望ましい。
- 運用シミュレーションと UCED を通じて、電力システムの特徴と応答を把握する。
- 柔軟性に関する選択肢、ならびに柔軟性の制約をモデル化する。これには、発電ユニットの出力変化速度、最小起動/停止時間、安定に出力できる最低負荷レベル、起動・停止の制限を含む。水力の場合、水文学的制約だけでなく、出力の増減の繰り返しの影響とそれに付随するコストも重要となる場合がある。柔軟性の利用を可能または制限する運用方法も考慮することが望ましい。
- 隣接エリアの柔軟性の可能性を考慮すること。連系線の制約を正確にモデル化するために、隣接エリアに設置されている風力・太陽光発電も含めたシステムを明確にモデル化する必要がある。代替の方法としては、他の検討から得られる固定潮流を仮定したり、隣接エリアにおける市場価格の前提条件に基づくものが挙げられる。これらの方法は、悲観的な方向に誤差を生じるので、検討の結論で明確に言及することが望ましい。
- 送電網の制限を表現するには、混雑と N-1 セキュリティを UCED に直接含めることができる。大規模システムの演算負荷を軽減する、あるいは確率論的最適化を使用するには、正味送電容量あるいは反復法が利用できる。また、送電網の制限は、他の専用ツールでモデル化することができ、結果として得られる制限は、制約として UCED モデルに含める必要がある。非常に高いレベルの再生可能エネルギーの導入率をもつシステムでは、6.2 節に記述されている検討から導かれる新たな安定度制約のモデル化が必要な場合もある。
- 検討結果と結論は、比較の根拠として使われた風力・太陽光が無いケース、および特に統合コストを見積もる場合には、風力・太陽光発電が代替する電源種に関する想定に大きく影響される。単に風力・太陽光発電を追加する、あるいは同量の風力・太陽光の発電電力量のシナリオを利用する場合に、完璧に均一なプロファイルを用いると、結果として風力・太陽光発電と関係しているとは完全には言えない影響を生み出す可能性がある。一貫性のあるシナリオにするために、発電計画モデルの利用を考慮することが望ましい。
- 既存の柔軟性を評価し、新規の柔軟性が経済的かどうかの指標を提供し、さらに検討された風力・太陽光導入率レベルを効率的に連系できるように、発電所が供給する必要がある時間スケールやその他の特性を提供する。風力・太陽光発電の導入率が高い場合には、柔軟性の新たな供給源を認識して、それを含めるように検討範囲を定めることが推奨される。

## 参考文献

Dragoon, K.; Milligan, M. (2003). “Assessing Wind Integration Costs with Dispatch Models: A Case Study of PacifiCorp.” *Proc. WINDPOWER 2003*, May 18–21, Austin, Texas, USA.

Ela, E.; O’Malley, M. (2012). “Studying the Variability and Uncertainty Impacts of Variable Generation at Multiple Timescales.” *IEEE Transactions on Power Systems* (27:3); pp. 1324–1333.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). (2012). *Ten-Year Network Development Plan 2012* (TYNDP 2012 Package). Includes six Regional Investment Plans, one Ten-Year-Network-Development Plan, and one Scenario Outlook and Adequacy Forecast. Available at <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2012/>.

Hodge, B-M; Lew, D.; Milligan, M.; Holttinen, H.; Sillanpää, S.; Gómez-Lázaro, E.; ... Dobschinski, J. (2012). “Wind Power Forecasting Error Distributions, an International Comparison.” *11th Ann. Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems* as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants *Conf.*, November 13-15, Lisbon, Portugal.

Holttinen, H.; Kiviluoma, J.; Estanqueiro, A.; Gómez-Lázaro, E.; Rawn, B.; Dobschinski, J.; Meibom, P.; Lannoye, E.; Aigner, T.; Wan, Y.-H.; Milligan, M. (2011). “Variability of Load and Net Load in Case of Large Scale Distributed Wind Power.” *Proc. 10th Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants Conf.*, October 25–26, Århus, Denmark.

IEA (International Energy Agency). (2011). “Harnessing Variable Renewables - A Guide to the Balancing Challenge. Available at: [http://iea.org/publications/freepublications/publication/Harnessing\\_Variable\\_Renewables2011.pdf](http://iea.org/publications/freepublications/publication/Harnessing_Variable_Renewables2011.pdf)

Kiviluoma, J.; Meibom, P.; Tuohy, A.; Troy, N.; Milligan, M.; Lange, B.; Gibescu, M.; O’Malley, M. (2012). “Short-Term Energy Balancing With Increasing Levels of Wind Energy.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (3:4); pp. 769–776.

Lannoye, E.; Flynn, D.; O’Malley, M. (2012). “Evaluation of Power System Flexibility.” *IEEE Transactions on Power Systems* (27:2); pp. 922–931.

Milligan, M.; Ela, E.; Lew, D.; Corbus, D.; Wan, Y. (2010). “Advancing Wind Integration Study Methodologies: Implications of Higher Levels of Wind.” Presented at *WindPower 2010*, May 23–26, Dallas, Texas, USA.

Shortt, A.; O’Malley, M.; Kiviluoma, J. (2013). “Accommodating Variability in Generation Planning.” *IEEE Transactions on Power Systems* (28:1); pp. 158–169.

Troy, N.; Flynn, D.; Milligan, M.; O’Malley, M.J. (2012). “Unit Commitment with Dynamic Cycling Costs.” *IEEE Transactions on Power Systems* (27:4); pp. 2196–2205.

Tuohy, A.; Meibom, P.; Denny, E.; O’Malley, M. (2009). “Unit Commitment for Systems with Significant Wind Penetration.” *IEEE Transactions on Power Systems* 24(2); pp. 592–601.

Tuohy, A.; Zack, J.; Haupt, S-E.; Sharp, J., Ahlström, M.; Dise, S.; ... Collier, C. (2015).

“Solar Forecasting - Methods, Challenges and Performance.” IEEE Power and Energy Magazine (13:6); pp. 50-59. Available at:

[https://www.researchgate.net/publication/283240263\\_Solar\\_Forecasting\\_Methods\\_Challenges\\_and\\_Performance](https://www.researchgate.net/publication/283240263_Solar_Forecasting_Methods_Challenges_and_Performance)

## 6 送配電網シミュレーション：電力潮流と動特性

*Damian Flynn, Nicolaos Cutululis, Til Kristian Vrana, Antje Orths, Marta Val Escudero, Ana Estanqueiro, J Charles Smith, Enrico Maria Carlini, Hannele Holttinen*

本節では、風力・太陽光発電統合検討の構成要素のフローチャートにおける送配電網のシミュレーションと動特性(図 14 赤枠内)に関連するそれらのシミュレーションパーツについて説明する。

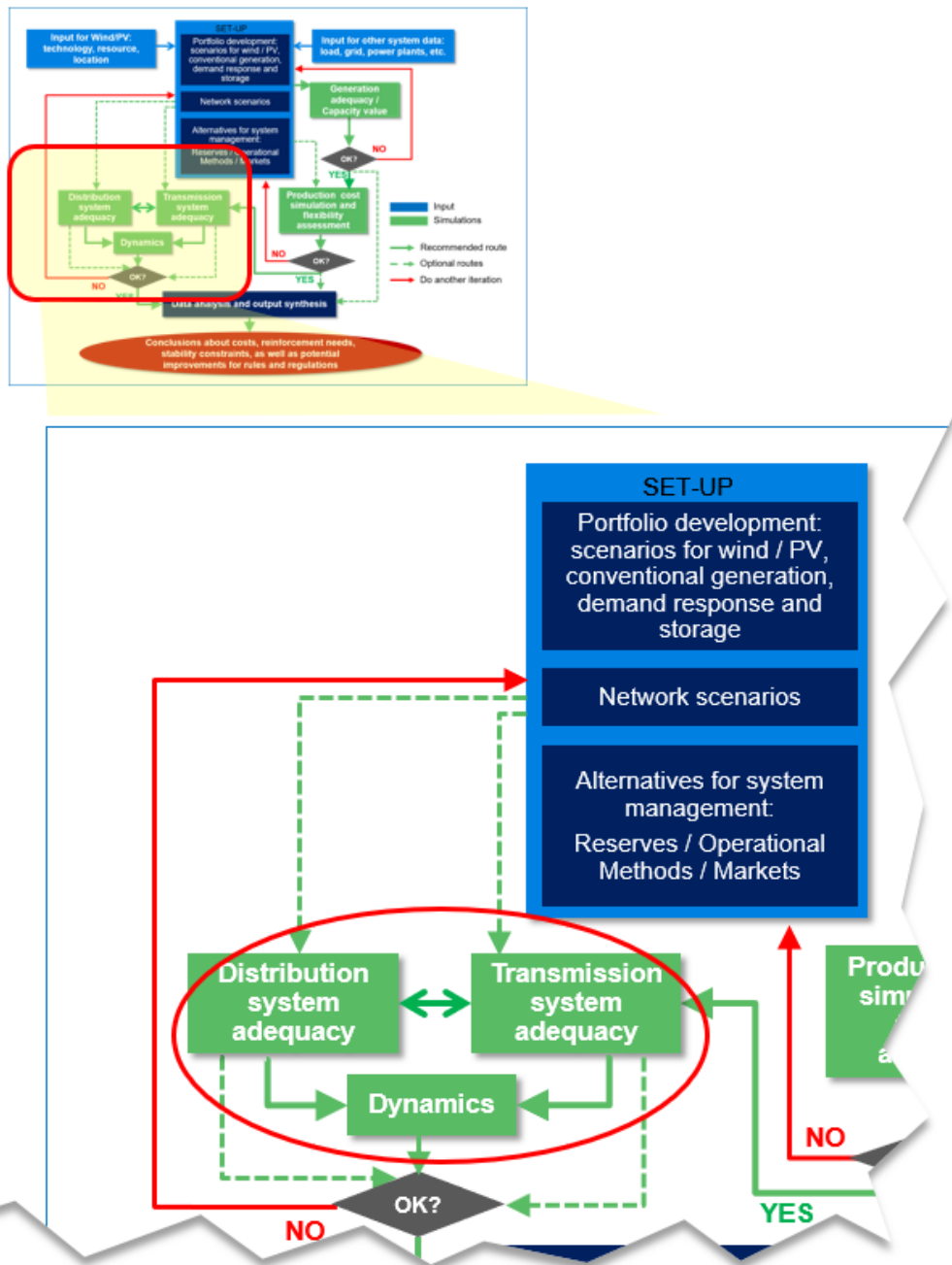


図 14. 風力・太陽光発電統合検討の構成要素

送電シナリオ、電力潮流、動特性

発電コストシミュレーションにより、ある風力・太陽光統合シナリオが潜在的に実現可能であると示された場合、発電ポートフォリオと送配電網の組み合わせが随時の擾乱と重大な故障の両者に対処するのに十分であるかどうかを評価するために、さらに詳細な解析を実施する必要がある。発電コストシミュレーションの中に「マストラン」電源と立地上の制約を組み込むことは、ある既存システムと安定度の課題に間接的に対処していたことに注意すべきである。さらに詳細な解析には、定常状態の電力潮流、N-1 事故解析、事故評価と安定度解析、電力品質や高調波解析を含めることができる。システム安定度への影響を評価する必要性は、特に風力・太陽光の高い(瞬間的)導入率にとっては重要になる。

風力発電(さまざまな風車技術や風車の分布を含む)と太陽光発電(さまざまな太陽光パネルや集光型太陽光技術、住宅への設置を含む)の選択された配置も、既存のネットワークコード要件に対して評価し、さまざまな緩和や関与の選択肢を検討することができる。

電力潮流と動的シミュレーションは、発電コストシミュレーションへの入力を提供する。これは、おそらく反復プロセスの一部として、ポートフォリオ開発に関する送電シナリオに反映される。電力潮流や動的シミュレーションで課題が明らかになった場合、見込まれる発生頻度と結果の重大度に応じて、幅広い選択肢を検討する必要がある。その範囲は、システムの修正された経済負荷配分あるいは起動停止計画から、修正された制御や監視スキーム、さらには、送電網の増強やその機能強化(例えば、負荷時タップ切替変圧器や移相変圧器の導入)に至る。これは送電シナリオに関連するポートフォリオ設定に対する反復ループとなる。同様のシミュレーションは送電計画の一環として実施できる。ここでは、既存の混雑の緩和、市場間の裁定取引、供給のセキュリティ(送電アデカシー)の維持(または改善)が目的となる。送電増強計画の一環として、システムのさまざまな状態を解析しなければならない。

風力・太陽光発電が送電網に与える影響を評価するには、通常、さまざまな送電網の偶発事故の状況を調査する。その結果を、ネットワークコード(システム運用者)によって確立された許容可能なシステム運用と安定性の基準と比較する。通常は、これには定常状態の潮流解析や、確率論的方法によるシステム信頼度解析、選択されたシナリオに対する負荷潮流、そして多くの場合、動特性解析が含まれる。

統合検討の複雑さと焦点は、評価が行われる段階でかなり変化する可能性がある。これは、例えば、米国西部のフェーズ 1 (WWSIS 2010)、フェーズ 2 (Lew et al. 2013)、フェーズ 3 (Miller et al. 2014)、およびアイルランドのフェーズ 1 (AIGS 2008)、フェーズ 2 (EirGrid and SONI 2010)、フェーズ 3 (EirGrid 2015)で見られる。低い変動電源導入率では、従来からある特定の電力システムに関連付けられている定常状態や動的な課題を検討することで、おそらく十分である。変動電源の導入率の上昇が、既知の運用上の問題を悪化あるいは改善する傾向があるかどうかを理解することは重要になる。変動電源のより高い導入率では、最初は高度スキャン方式で、その後により掘り下げた方式を適用してはるかに広範囲な偶発事故と解析を検討することは、興味深く挑戦的な課題が明らかになるため賢明である。

## 6.1 検討ケースの定義

定常状態や動的な検討では、従来(風力・太陽光が統合されない場合)、特定のケースの複数断面の解析を実施してきた。この場合、システム運用が最も難しい期間、例えば、年間のピーク負荷がよく用いられている。ただし、日毎のあるいは季節毎の負荷パターンと風力・太陽光発電の出力との相関関係によっては、システム運用が難しい期間が、1年を超えたはるかに長い期間で発生する可能性がある。単純化した方式では、システム需要と風力・太陽光発電を独立変数とみなすことができ、これにより、検討する新たなケースの数を限定できる可能性がある。例えば、低需要と風力・太陽光の高出力が組み合わせられるが、このシナリオが起きる可能性はあまり重要ではない。可能ならば、根本的な相関関係を表現するために、風力・太陽光と需要の時系列データを採用する必要がある。減多に起こらないが脅威となるシナリオを表現するためには、おそらく複数年にわたる解析を行う必要がある。

システム設定の一環として、立地の問題を認識する必要がある。例えば重要な風力・太陽光発電がひとつのエリアにある一方で、高需要の地点が別のエリアにあり、供給源から需要地に電力を輸送ことが送電網の能力の評価につながる。同じように、実際のシステム運用では、風力・太陽光発電は給電(負荷配分)指令で出力抑制するユニットや解列するユニットがあるので、単に従来の電源を1対1で代替することは望ましくない。風力・太陽光がシステムに追加されたときの UCED の変化を認識することは非常に重要であり、後の安定度解析の結果の解釈に影響を及ぼすことになる(Miller et al. 2014)。

したがって、風力や太陽光発電の高い導入率を表現する数多くの信用できる電力潮流の基本ケース(それらは大抵、市場モデルのシミュレーションとリンクしている)を作成する必要がある。上記のとおり、これらのケースは、以下を反映する必要がある。

- ・ 負荷が高い場合、低い場合
- ・ 太陽光発電の出力が高い場合、低い場合
- ・ 風力電力の出力が高い場合、低い場合
- ・ (隣接システムとの)輸出入が多い場合、少ない場合
- ・ 電力貯蔵がフルの場合、空の場合

この考え方では、結果として  $2^5 = 32$  ケースになる可能性があるが、システムにとってより困難な条件のいくつか、おそらく 4~8 ケースに着目することで、この数を減らすことができる。さらに、例えば祝日といった稀ではあるが極端な低負荷の日や高負荷の日を検討することもできる。例となるシナリオには、参考シナリオ、局所的高出力あるいは低負荷シナリオ、局所的低出力あるいは高負荷シナリオが含まれる場合がある。冬と夏の変数を指定することもでき、おそらく全部で6つのシナリオになる。ここでは、検討すべき決定的なシナリオを特定するのではなく、特定のシステム特性を認識する必要がある。例えば、風力・太陽光発電と高・低需要期間と、結果として起こる極端なシナリオの発生確率との根本的な相関関係、風力・太陽光発電サイトの相対的な地点分布と需要地点である。

(定常状態の)潮流の観点では、高低ケースが送配電網の負担や逆潮流等の評価には最善な場合がある。ただし、安定度の観点では、これらの対象ケースは全く異なる

場合があり、また以下の要素とより関連している可能性がある。すなわち、従来型発電機の低い下げ代や、安定化制御が設置された電源(例えば、動揺減衰用の PSS や慣性を提供する設備)の廃止、送電線の保守停止中の電圧・無効電力容量、逆潮流につながる分散型電源の局所集中である。電力システムに追加された風力・太陽光技術の能力を認識することを、調査の一部とすることが望ましい。

安定度検討では、従来(風力・太陽光が統合されない場合)、特定のケースの複数の時間断面の解析が実施されてきた。そこでは、システム運用が最も難しい期間がよく用いられる(例えば、年間ピーク負荷)。日毎あるいは季節毎の負荷パターンと風力・太陽光発電の出力との相関関係によっては、1年のうち、さらに幅広い範囲においてシステム運用が難しい期間が発生する可能性がある。単純化した方法ではシステム需要と風力・太陽光発電を独立変数としてみなすことができ、検討する新規のケース(例えば、低需要と風力・太陽光の高出力の組み合わせ)の数を限定できる場合がある。ただし、そのようなシナリオが発生する見込みは、それほど大きくない可能性がある。可能な場合、根本的な相関関係を把握するには、風力・太陽光と需要の時系列データを利用することが望ましい。複数年に亘る解析を、稀頻度であるが脅威的なシナリオを把握するために検討することがある。立地の課題が起こる場合もある。例えば、風力・太陽光発電が全て同じ地点にあり、高い需要が他の場所である場合、その送配電網がAからBに送電できるかどうかを問うことが望ましい。ケースを慎重に設定することが重要である。実際のシステム運用では、従来型電源が出力制御されたり廃止されたりすることもあるので、通常は、風力・太陽光は他の電源に対して1対1で置き換わるものではない。風力・太陽光を加えた新たな起動停止・負荷配分のパターンを理解することは重要であり、これを安定度のケースを設定するために利用することが望ましい(Miller 2014)。

## 6.2 定常解析

### 6.2.1 潮流計算

潮流解析は、送電網において起こりうる混雑を確認し、電圧プロファイルを維持するシステムの能力を評価するために行う。熱容量の検討によって混雑が発生する場合は、再給電などの解析による検討で十分であるが、そうでなければ動的な検討が必要である。電圧プロファイルにおける風力・太陽光発電の影響は、再生可能エネルギー源の方式(例えば、太陽光発電、非同期発電機、二重給電型非同期発電機、変換器を介した同期発電機)によって異なる。したがって、想定される技術や送配電網への接続ルールによって決まるが、無効電力吸収や発電の適切なレベルと制御性を模擬することで、無効電力補償の必要性を決定し、電圧プロファイルの適合性を評価する必要がある。

定常状態検討により、送電網の動的送電線定格がもたらす新たな機会とその便益が選択される可能性もある。送電線の動的(熱的)挙動を考慮する場合、ほとんどの状況において、送電線の最大負荷につながる風力発電は、送電線の負担の要素を軽減することが重要である。これは、風力発電所と特定の架空送電線の相対的な近接していると、最大の冷却効果が得られるためである。他の多くの取り組み同様、動的送電線定格の導入は、エネルギー管理システムの増強、外部計測の統合、リアルタイムでの事故解析の可用性を暗に意味することに、当然ながら留意すべきである。



潮流制御装置や SVC/STATCOM の利用、その他の FACTS 機器もまた考慮する可能性を意味する。

## 6.2.2 配電網接続の風力・太陽光発電のモデル化

配電網を適切に表現する上での固有の難しさは、事故をモデル化する場合、送電レベルの故障が重大な電圧低下を引き起こすエリアを決定する必要があり、配電網に接続された多くの風力・太陽光発電所の集合化された応答は、配電網に存在する顕著な電圧のばらつきの関数であるということである。この電圧のばらつきは、送電線に比べて、相対的に高い配電回路のインピーダンスと、配電回路における多様で変動しやすい潮流に起因する。配電網接続の風力・太陽光の導入率が高い場合の電圧安定性の影響を説明する最も典型的な方法は、電圧のばらつきの影響を概算する簡易なモデルを用い、配電網に接続された風力・太陽光を総計し、その後、従来の送電レベルの電圧安定性解析で結果として得られた電圧感度モデルを利用することである(WECC REMTF 2014)。配電網接続の風力・太陽光発電の集合化されたモデルパラメータを調整するベストプラクティスに関しては、産業界全体での合意形成はまだできていないが、送電・配電レベル両者のモデル化に関わる解析方法が提案されている(Boemer et al. 2017; Mather and Ding 2016)。

## 6.2.3 (定常状態)事故解析

事故解析は、可能性のある N-1 状況全てに関して決定論的に、あるいは、例えばモンテカルロ法のシミュレーションによって確率論的に潮流計算を行うことで実行することができる。初期段階では、新たな風力・太陽光発電によって引き起こされる潜在的な送電混雑を特定する最初のスクリーニングを行うことができるが、最適な増強計画の決定は、より広範囲の確率論的解析の後に行うことが望ましい(第 6.4 節参照)。

## 6.2.4 短絡容量の計算

各母線で計算される短絡容量比は、電力品質の供給(特に電圧品質)に関する電力システムの応答(従来、「スティフィネス」あるいは「強度」と呼ばれる)の重要な要素である。システム全体の短絡容量は、風力・太陽光発電を追加する前と後の両方で異なる。風力・太陽光の導入率が高い場合は、負荷が配分されない同期発電機もあることになり、これが最低短絡容量と短絡比の低下につながる可能性がある(反対に、遠隔地に風力・太陽光発電があることで、実際にこのような地点における短絡レベルが改善する場合もある)。このことは、電力品質やシャント切替後の電圧変化の大きさ、他励 HVDC 変換器太陽光・風車用パワーエレクトロニクス制御の運用に影響する。保護リレーシステムの運用に対する短絡電流の影響もまた調査する必要がある。短絡容量は低下方向であるため、短絡電流の変化が遮断器の瞬間的な遮断能力に影響を及ぼす可能性は低い。ただし、局所的な電力品質は影響を受ける可能性があり、その影響を評価する必要がある。

## 6.2.5 高調波の課題とモデル化

従来、非線形負荷の大部分は電圧階級がより低い配電網に接続されており、送電網は主に架空送電線で構成されているため、高調波歪みは送電網の電圧階級で大きな

懸念事項ではない。ただし、パワーエレクトロニクスによる変換器を利用した再生可能エネルギーの接続が急増すると、高調波歪みレベルの管理の新たな課題が発生する。さらに、これらの再生可能エネルギーの接続は、高圧(HV)と超高圧(EHV)の電圧階級で地中ケーブルによる場合も多い。通常、遠隔地では送電網は脆弱で、パワーエレクトロニクスによる電源の接続が増えると、電源のメリット・オーダーによる負荷配分で従来の同期機が置き換えられ、システム強度をさらに低下させる場合がある。パワーエレクトロニクス変換器の導入で新たに高調波が注入され、新たな高圧/超高圧ケーブル接続によって導入された共振による増幅効果が組み合わせられると、高調波歪みが接続点に伝わり、さらに、送電網内で計画を越えたレベルで高調波が伝送される可能性もある。

このような背景から、高調波の課題をモデル化し分析するための最善の方法に関する詳細な情報やガイダンスは、最悪の場合への対応が欠落しており、最善の場合でも一連の文書へのアクセスが難しく散在している。CIGRE 合同ワーキンググループ C4/B4.38(高調波検討のための送電網モデル化)では、2018年初頭に発行予定で技術報告書を作成中である。ただし、技術報告書の発行に先立って、高調波検討完了のための一般的な複数のガイドラインが作成される場合もある(Val Escudero et al. 2017)。

- 風力・太陽光の変換器(中間/フル出力)を高調波電流源として表す場合、共振周波数の偏移を含め、変換器と電力システムインピーダンス間の相互作用を注意深く表現する必要がある。
- 検討するシナリオごとに、高調波共振周波数の偏移や減衰における季節変動を認識するために、2つまたは3つの需要レベルを評価する必要がある。無効電力補償装置の状態は、さまざまな需要レベルに対して定める必要がある。ただし、是正措置に対する過剰投資につながる過度に悲観的な結果を回避するため、周辺の試験エリアの廃止予定の発電所を不必要に考慮することには注意が必要である。
- 送電網の事故影響評価の一環として、送電線、変圧器、発電機、変換器、無効補償装置等の事故を評価することが望ましい。偶発事故の一部とみなされる近接事故の数は、対策コストに対する全体的な発生の可能性とバランスを取ることが望ましい。システム運用者は、計画および運用条件の通常の状態における安定運用のための基準を規定することが望ましい。
- IEC TR 61000-3-6に示されている総和の法則は、(位相角が不明な)高調波源を組み合わせる標準的な方法であるが、風力発電所が発生する高調波を組み合わせると誤解を招く結果になる可能性があることが観測データによって示唆されている(Koo and Emin 2016)。一般的には、今日、高調波源を検討する場合、総和の法則を注意深く適用する必要がある。

## 6.2.6 HVDC システム

*Til Kristian Vrana, Damian Flynn*

直流送電インフラ自体は、直流の性質のため、交流送電インフラと比較して表現が比較的簡単である。以下に示す。

- 導体は3本ではなく2本のみ
- 無効電力あるいは無効電流は無し
- 定常状態での一定値(全ての交流の物理量の 50 Hz で変動するが、それとは異なる)

したがって、近似ではなく正確な結果をもたらす正確な直流潮流計算は比較的簡単である(交流送電網を解析する場合も、簡略化された直流潮流方式が用いられる)。

潮流計算では、直流送電損失を無視する場合、HVDC 送電の詳細を省略し、特定の HVDC システムの流入と流出で表すだけで十分であることが多い。これは、HVDC 変換所が単純な交流電源としてモデル化されることを意味し、有効電力と無効電力の正確な(変換器損失を差し引いた)設定値を提供する。HVDC システムが非制御の送電メッシュを含む場合、直流システムの潮流を先に計算し、変換所の有効電力設定値が直流送電線で実行可能な潮流になるかどうかを判断する必要がある。この直流潮流は、直流送電損失を考慮する場合にも計算しなければならない。

安定度解析では、HVDC のモデルにはより複雑な課題が発生する。HVDC 送電インフラの存在、特に将来の HVDC 送電網では、システムシミュレーションの開発がやや難しくなる場合がある(主に動的モデル化と安定度評価が必要な場合)。詳細は第 6.3.2 節に概説されている。

### 6.3 安定度解析

*Damian Flynn, Antje Orths, Enrico Maria Carlini, Nicolaos Cutululis, Til Kristian Vrana*

風力・太陽光発電が電力システムの動特性に与える影響を評価する必要性は、同期したシステムで風力と太陽光の瞬間導入率が 30~50% を超える場合の検討など、導入率が高くなるほど重要になる。風力・太陽光発電の瞬間導入率が低い場合は、特定のシステムで通常見られる課題を超えるようなシステム安定度に重大な影響を与える可能性は低い。特定のシステムで懸念される安定度の課題は、システムの大きさや、負荷および他の電源に関わる風力・太陽光の分布、UC と送電網の接続構成によって異なる。運用上の課題は、年間発電電力量導入率がまだそれほど高くない場合でも、夜間(風力のみ)または風力・太陽の瞬間導入率が高くなる可能性がある場合、季節的に需要の少ない期間に初めて出現する可能性がある。

電力システムがさまざまな事象や擾乱に対してロバストであるためには、動的な検討が必要である。動的解析結果の内のひとつが、例えば安定度を保証するために事前に定められた閾値以上となる重要で欠かせない事故除去時間を確定するような場合、選択された送電線の増強の見直しにつながる可能性もあるため、送電線の増強の検討には反復ループを入れることが望ましい。

動的解析を実行するには、送電(および配電)網の構成(以前に選択した増強を含む)と UCED からの入力が必要である。安定度の検討では、UCED シミュレーションよりも発電ユニットに関わるはるかに詳細な情報が必要となる。UCED は、さまざまな需要レベルと風力・太陽光発電パターンに対する電力システムの定常状態の解析断面を提供することになる。このような解析では、起動するユニットの出力増減機能、回転予備力の要件、局所的な送配電網の制約等、さまざまな動的な課題がすでに反映されている必要がある。

特定のシステムの懸念事項に応じて、動的検討は以下のように実施される。

- **過渡安定度(すなわち、位相安定度)**：深刻な過渡擾乱にさらされたときに発電機の同期を維持する能力。事故発生後のシステムの動作を解析し、電圧と周波数の振動範囲や大規模な事故が発生時の安定裕度を決定する。
- **小信号(振動性)安定度**：小さな擾乱を受けた後、電圧、電流、および電力の大きさが定常状態を維持する能力。ここでは、システム周波数の変動や発電機の同期は課題ではない。
- **周波数安定性**：最も潮流の重い送電線や最大の発電機の事故など、電源と負荷の間の大きなインバランス発生時に、システム周波数を維持する能力。
- **電圧安定性**：擾乱を受けた後、許容可能な電圧プロファイルを維持する能力。

たとえば、電圧降下によって引き起こされる周波数低下といった上記の種類の組み合わせも想定できる(McMullan et al. 2014; Rather and Flynn 2017)。例えば、保護リレーの動作と同時トリップによる送電レベルの故障によって生じる分散型電源の喪失のような送電網と配電網の間で新たな相互作用が生じる可能性がある。(O'Sullivan et al. 2014)。後者の場合、配電網に接続された発電機には、送電網の安定度と配電網の保護に効果的に対応する電圧トリップおよび／または事故時電圧維持の設定がある場合が多い。さらに、古い発電機は、送電網からの影響を考慮せずに接続されている可能性がある。これらの電圧関連の運用設定は、比較的広域のエリアで電圧を低下させる送電レベルの故障が、配電網に接続された多数の風力・太陽光発電に影響を与える可能性があり、それらは概して重大な事故になる可能性がある(Miller et al. 2014)。

適切な動的データを使用することで、さまざまな課題を検討できる。

- システムが一時的な擾乱と重大な(局面の)事故の両者に耐えるのに十分頑健であり、それらの事象から十分に回復できることを判断すること。
- 規制枠組みが許容するさまざまな軽減・関与の選択肢を検討しながら、既存のグリッドコード要件に対して、選択した風力・太陽光の配置を評価すること。
- 電圧安定性評価等、安定度の課題に対するさまざまな分散型電源の地点分布の影響を調査すること。
- 過渡安定度や、小信号安定度、電圧安定性の懸念点の組み合わせによって送電制約が設定されている場合の送電限界を評価すること。
- 小信号安定度解析の一部として、低周波同期共振、低周波同期軸ねじれ共振、低周波同期制御共振等、低周波同期による相互作用の影響を評価する(Flynn et al. 2017)こと。

上記の解析の目的は、動的な制約による風力・太陽光発電の出力抑制のリスクを回避するための最適な対策を決定することである。これは、適切な制御装置の設定や柔軟性に基づくアンシラリーサービス、協調保護スキーム等の「ソフト対策」の採用、または新規の送電網の増強や風力・太陽光と柔軟性の高い発電所の両者の建設あるいは増強等の「ハード対策」の採用によって行うことができる。電源ポートフォリオと送電シナリオ、および発電コストモデル化の各段階に対して、反復的なフィードバックが必要になる場合がある。

第 6.1 節では、ベースケースのシナリオを選択する際のマクロレベルの検討事項につ

いて概説したが、特に興味深いのは、並列された非同期発電の割合が高い期間や、エリア全体で風力・太陽光発電の大量の輸出が発生する期間、並列された従来型電源から利用できる下げ代が少ない場合である。風力・太陽光発電の導入率が高い場合に評価が必用となる具体的な懸案事項は次のとおりである。

- 従来型発電機の並列数が減少すると、システムの周波数安定度はガバナ応答の低下によって影響を受ける可能性があり、特に小規模なシステムや HVDC リンクで連系されたシステム(Gautam et al. 2009)では、並列された同期機からの慣性が低下する影響を受ける可能性がある(可変速風車の回転質量は電力システムから切り離されており、固有の慣性能力がない。太陽光も同様である)。大規模な電力システムでは、慣性の低下はこれまで問題になっていないものの、研究が進められている(Eto et al. 2010; Vittal et al. 2010)。
- あるエリアから他のエリアへの風力・太陽光からの電力が輸出される期間は、同期したエリア全体で通常のレベルを超える電圧位相差が発生する場合があります、小信号(振動)安定度と過渡安定度の両者の観点から位相角安定性を脅かす可能性がある(Eftekharnejad et al., 2013; Quintero et al.)。従来の負荷母線から大きな逆潮流が発生することもある。
- 同期発電機の過渡安定度は重要かつ不可決であり、他の同期発電機が廃止され(並列された慣性と同期トルクが減少)、比較的大きなインピーダンスの背後に位置する中圧または低圧レベルの配電網に接続された風力・太陽光発電に置き換えられると、風車にはグリッドコードに準拠した無効電流増幅機能が備えられていても、過渡安定度が低下する可能性がある(Boemer et al. 2011b)。
- 近傍で起こった電圧降下に続く風力・太陽光発電機出力のゆっくりとした回復(グリッドコードの事故時電圧維持要件を満たしていても)は、大規模な需要と電源による周波数低下、いわゆる電圧降下に誘発された周波数低下事象を引き起こす可能性がある(Rather and Flynn 2017)。

動的問題に関する文献は積み上がりつつある。(動的)負荷モデル化がどのように結果に影響するか、逆潮流のケース、連鎖停電等、シミュレーションでの課題は尽きない。また、送配電網の増強を回避(遅延)するための蓄電池の利用や、FACTS/SVC装置や同期調相器、デマンドレスポンス等の他の送配電網の制御の検討など、安定度の懸念に続いて起こる再生可能エネルギー電源の出力抑制に代わる選択肢が研究されている。

### 6.3.1 入力データ・発電所モデル

*Nicolas Cutululis, Damian Flynn, Enrico Maria Carlini, Emilio Gomez*

全ての発電機や負荷の動特性が、送配電網の構成と電氣的パラメータの詳細とともに必要である。求められるモデル化の複雑度は、システムの大きさと利用可能な計算能力とのバランスのもとで、解析の性質によって、以下の通りさまざまである。

- 大規模システムの検討では、メーカーのモデルはアクセスが制限されていることが多い。そのため、WECC と IEC によって開発された汎用風車動的モデルを利用するのが標準的な方法である(IEC 2015; Sørensen et al. 2011; Sørensen et al. 2013; Sørensen et al. 2014; WECC 2014; WECC 2015)。これは短期(10~30 s)の解析向けであり、これらはほとんどのグリッドコードに必要な 4 つの基本的な

風車タイプの最小限の性能を表現している。フル変換器で接続された風車(すなわち「タイプ 4」)で構成される風力発電所と太陽光発電システムとの間には多くの共通点があるので、大規模太陽光発電システムのモデルは、以前に開発された WECC 風力発電所モデルを元に開発されている(Hansen 2006b; WECC 2014)。

- 周波数安定性の検討では、個々のユニットの応答と主要な故障または事故に対する組み合わせられた両者のシステム応答を模擬し、周波数調整能力の変化を評価するために、全てのユニットの慣性、垂下特性、およびガバナの設定が必要である。慣性が少ないシステムでは、周波数変化率が大きく、周波数の最下点が低いため、既存の従来発電機モデルのアデカシーを評価することも賢明である場合がある(Meegahapola and Flynn 2015)。送配電網の模擬を減らしても十分な場合がある(EDF R&D 2015; O'Sullivan et al. 2014)。
- 小信号安定度の検討には、電力システム安定化装置(PSS)の設定と同期発電機用のガバナ制御を含む自動電圧調節器(AVR)が必要である。起動停止計画では、適切に配置された PSS 設置発電機に負荷が配分されているかどうかを考慮する必要がある。
- 過渡安定度解析では、送電網と変換器を介した電源の両者に関する保護装置の影響を考慮する必要がある。ただし、ボイラあるいは蒸気タービンモデルは必要ない。
- 太陽光発電システムの応答のモデル化に加えて、配電網に接続された太陽光発電システムの総合的な応答は、接続されている配電網にも依存する。配電網に接続された太陽光発電モデルのパラメータを決定する最善の方法は産業界で合意形成されていないが、送電・配電レベル両者のモデル化に関わる解析方法が提案されている(Boemer et al. 2017; Mather and Ding 2016)。分散型の風力発電や太陽光発電、貯蔵システム等を備えた配電網の適切な動的モデルの開発がますます必要とされている。ここでは特に、配電レベルに関連する複雑性と多様性が大きな課題となることがある。
- 風力発電所はますます洋上設置が多くなり、HVDC 送電を介して既存の陸上送電網に接続されている。風力発電所を集合化かつ簡略化した表現と組み合わせ、ほとんどの場合、陸上の HVDC インバータのみをモデル化するだけで十分である。電力制御とシステム周波数維持を検討する場合、HVDC 制御や、個々の風車制御、発電所制御全体の表現を組み込む必要がある(Sakamuri et al. 2017)。
- 最後に、(動的)負荷のモデル化に対する関心は一般的には限られているが、配電網での風力・太陽光発電の導入の増加は、従来型電源の変化(慣性の低下)により「軽量化」しつつある電力システムにおいては、負荷の特性がシステムの特性により強く影響することを意味する。既存の負荷モデルを再評価する必要があり、負荷構成の時間変化の特性、つまり負荷モデル自体を考慮する必要がある(WECC 2012; CIGRE 2014)。

風力・太陽光発電の高い導入率を支援するためには、再生可能エネルギーおよび非再生可能エネルギーの両者の技術的性能は明らかに重要である。特に、風力・太陽光発電の導入率が高い場合、動的なシステム特性を正確に評価するには、検証済みの包括的な風車・太陽光発電のモデルが必要になると考えられる(Coughlan et al. 2007;

NERC 2009)。したがって、従来型および再生可能エネルギーの両者の既存の発電ユニットについては、解析の開始前に、個々の構成要素のシミュレーションモデルを完全に検証することが不可欠である。逆に、新世代の発電所では、CIGRE(2007)が説明しているように、汎用モデルを採用することができる。多くの場合、計画担当者は、設置される特定の機器、特に新設の従来型の再生可能エネルギー発電ユニットの制御スキームを認識していない可能性があるため、計画段階ではさらに複雑になる。同期電源をベースとした発電機の汎用モデルは十分に確立されており、何十年にもわたって開発および検証されてきた。ただし、可能な場合は、個々のユニットの動特性を実際の応答と比較する必要がある。

### 風車・風力発電所の汎用モデル

汎用(ジェネリック)という用語は、一般に標準化または簡略化されているものを意味し、標準かつ公開されておりメーカー固有ではないモデルを指す(Honrubia-Escribano et al. 2016)。したがって、実際の風車制御あるいは風力発電所を直接表現することなく、さまざまな機器の動的な動作を合理的に模擬するようにパラメータ化されている。国際電気標準会議(IEC)と西部電力調整委員会(WECC)の両作業部会は、過去数年間、風車と風力発電所の汎用動的モデルを定義するために積極的に取り組んできた(Asmine et al. 2011; Sørensen et al. 2011, 2012, 2013, 2014; Fortmann et al. 2014; Honrubia-Escribano et al. 2015, 2016a, 2016b)。風車の4つの主要なタイプ、つまり、タイプ1(直接接続された誘導発電機)、タイプ2(タイプ1の回転子巻線に可変抵抗がついたもの)、タイプ3(現在最も広く利用されている二重給電非同期発電機)、タイプ4(利用が増加しているフル変換器)でモデルが定義されている。各モデルには、風車の商用設計ごとに異なる可能性のあるパラメータが含まれている。市場の大部分を占めるメーカー(エネルギーコン、ガメサ・ジューメンズ、GE、センビオン、ベスタス)は、WECC(Ackermann et al. 2013)およびIEC(Sørensen et al. 2012; Zhao et al. 2015)のモデルを自社の特定の風車に適用できるようにするための社内モデル検証で、モデルの仕様に貢献してきた。初期設定のパラメータセットは特定の風車が不明でも検討に利用できるが、さまざまな風車の動的応答の変化を説明するためにパラメータが利用される。

風車が連系コードの要件に応じてさまざまな制御モードで動作することが期待できることを認識することで、既存のWECCおよびIECモデルが通常運用中および電圧降下中での複数の異なる無効電力あるいは電圧制御モードをカバーすることが可能となる。高速周波数応答は、開発の初期段階であり標準化するには十分に成熟していないため、そのモデルは直接実装されないが、電力参照ポイントを使って汎用モデルを特定のユーザー定義制御モデルに接続することが可能である。そのため、有効電力とシステム周波数制御能力の検討に関連する風車の動的機能を反映するよう、例えば、タイプ4のIEC汎用モデルへの追加的調整や拡張が他の研究者によって検討されている(Hansen 2014; Sakamuri et al. 2017)。汎用モデルは非常に複雑なシステムを簡略化した表現であり、メーカーのモデルに対する検証は、これらの汎用方式の可能性を実証するために重要な役割を示す(Honrubia-Escribano et al. 2017; Goksu et al. 2016)。

個々の風車コントローラと集中型発電所コントローラの関係にも対処する必要がある(Kristoffersen 2003; Hansen 2006b; Miller2014)。特に通信時間の遅延は、高速周波数

制御等の高速応答サービスを実行する機能を損なうことがある。さらに、風車インバータの応答時間は、擾乱発生後の最初の 10 ms 台から 100 ms 台の間、システムを支援する能力を制限する。変数の検討は、エリア全体で調整された設定値制御と組み合わせによる風車機能の利点の向上についての評価が必要な場合がある。

汎用モデルは通常、風速に変化がないとみなせる 10~30 s の時間における過渡安定度シミュレーションを対象とする。現在、長期安定度検討に対する風力発電の変動検討に利用できる標準モデルはないが、当該モデルの必要性は、検討対象の特定の現象と検討中の同期したエリアの大きさによって決まることになる。数分以上に及ぶ試験期間を解析する検討では、さまざまな風速の影響を考慮する必要がある。

汎用モデルは、特にクローバ回路が動作する場合、実際のデータに対する検証を考慮することが難しい場合があることが認められている。実際、クローバ回路の動作は、有効電力と無効電力の過渡現象に関連し、その応答により、故障期間中に大きな誤差が発生する。IEC 61400-27-1 に含まれているクローバモデルは、無効電力性能の観点から適切な近似を与える複雑な動的システムを簡略化したものである。一方、風車のドライブトレインは、その振動を減衰させるために使用されるアクティブダンピングコントローラだけでなく、さらに多くの質量を考慮するため、はるかに複雑である。したがって、ドライブトレインの固有振動数の変動は多くのパラメータに依存し、局所条件やパラメータ設定によって同タイプの風車でも変わる可能性がある。最近の研究(Honrubia-Escribano et al. 2017)では、全負荷運転に関連して2つの課題が強調されている。まず、空力モデルは、シミュレーション中は風速が一定であるという簡略化した前提条件に基づいている。ただし、実サイトでの運転では、ブレードの動作はより複雑であり、このような簡略化した方式では正確な表現はできない。次に、ピッチ角制御モデルは2つの PI コントローラに基づいている。ひとつはロータ速度に、もうひとつは発電機出力に関連している。ただし、商用風車のピッチ制御戦略は、この IEC の方式とは少し異なる方法で実装される。

### 太陽光発電所の汎用モデル

太陽光発電システムと「タイプ 4」の風車(つまり、フル変換器風車)で構成される風力発電所との間には共通点が多くあるため、大規模太陽光発電システムのモデルは、これまでに開発された WECC 風力発電所モデルを元に開発されている。汎用太陽光発電所モデルは、GE PSLF、PowerWorld Simulator、Siemens PTI PSS/E、DIgSILENT PowerFactory などのさまざまなソフトウェアツールに実装されている(Elliott 2015; Lammert 2016)。特に集中型太陽光発電と分散型太陽光発電の両者のモデル化に使用するために、PVD1 モデル(WECC REMF 2014)が WECC によって開発されている。後者は、実際の配電網で見られる配電線回路と新規の負荷の簡略化モデルを含む WECC の複合負荷モデル(WECC REMTF および LMTF2015)を組み合わせでモデル化されている。従来型および風力・太陽光発電に関しては、モデル化の前提条件と動的モデルの特定の設定を考慮することが重要である。当該の課題のひとつは、集中型の発電所制御が採用されているかどうか、または個々の太陽光発電システムの構成要素(つまり、インバータ)を利用して電圧・周波数に反応する制御・保護機能を実装するかどうかである。集中型発電所制御では、より顕著な応答が期待できるが、分散制御方式では、大型の太陽光発電所内の電圧や検出量の多様性により、事故ぎりぎりの事象に対して部分的に応答してしまう可能性がある。



## 新たなモデル化要件と機能

最大出力点追従や電圧および無効電力の維持など、風車と太陽光発電の標準的な制御要件をモデル化するだけでなく、このような電源技術の利用可能な制御モードおよび機能は、電力システムに重大な影響を与えることがある。したがって、その影響を最もよく理解し、代替方式と公正に比較するために、これらの機能を電源モデルに組み込むことがますます重要になっている。

事故時運転継続(FRT) (過渡安定度検討)：事故時運転継続(FRT)評価では、いわゆるFRT プロファイルで指定された最小電圧レベルと持続時間制限を満たし、(セキュリティが保たれた)システムの故障の結果としてシステムで(重大な)電圧降下が発生した場合でも発電所の接続が維持され、システム故障の最中およびその後も安定した運用を継続するように、発電所機能が検討される(図 15)。システムの電圧と周波数の安定性を維持するために、FRT 要件、特にグリッドコードには、通常、故障後の有効電力回復機能に加え、発電所による高速無効電流注入の提供も含まれている。通常、FRT 要件は、電圧プロファイルの形式で指定される(EWEA 2012)。これは、保持電圧階級  $U_{ret}$  や、電圧  $U_{clear}$ 、故障除去時間  $t_{clear}$ 、時間  $t_{rec}$  後の回復電圧水準を表す(EWEA 2012)。FRT プロファイルの上昇傾斜線は、物理的な風車の挙動やシステムの電圧-時間の挙動(実際には振動的)を表すものではなく、むしろシステム故障の派生後、時間に対して(接続されたままであるかどうかを)検討する最小電圧レベルの領域を表す。

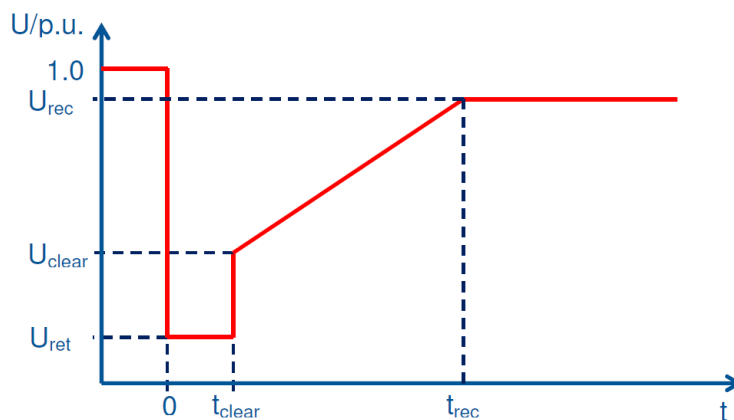


図 15. 送電網事故中およびその後の接続点の電圧によって指定される汎用 FRT プロファイル (EWEA 2012)

有効電力-周波数応答(周波数安定性検討)：風車と太陽光発電所は、システム周波数が変化したときに、有効電力-周波数応答により対象システム周波数の回復を支援する方向に有効電力応答を提供する。有効電力周波数応答は、さらに次のように分類できる。(a)連続応答(周波数感応モードとも呼ばれる<sup>原注8</sup>)または(b)システム周波数からの設定された偏差(閾値)から生じるプロアクティブな応答(制限周波数感応モード

<sup>原注8</sup> 発電機の送電網接続の要件に関するネットワークコードを確立する委員会規則 (EU)2016/631 は、2016年5月17日に発効した。

とも呼ばれる<sup>原注9)</sup>。技術的には、有効電力-周波数応答機能により、風力(または太陽光)発電所は原則として、さまざまな時間スケールでシステム予備力の提供に参加できる。風力・太陽光発電所に設置された制御機能を考えると、上げ応答の指定された量を提供するための実際の技術的性能は、風力・太陽光発電所の運用者によって出力抑制(低下)された水準だけでなく、応答を提供する時点の風力・太陽光の状態によって決まる。このサービスを提供するためのコストは、風力・太陽光発電の出力抑制を意味するので、通常は継続的に提供されない。代わりに、よりコスト効率の高い周波数応答が利用できない状況においてのみ、あるいは必要に応じて下げ予備力のみが提供されている場合にのみ提供される。

高速周波数応答(周波数安定性検討)：同期発電機は、回転質量の慣性により、慣性応答を提供することでシステム周波数の変化を緩和することはよく知られている。変換器(および直流送電線)は、本質的にこの機能を持たないので、風力・太陽光発電の導入率が高い状況では、周波数安定性を維持するシステムの機能が低下する可能性がある。風力・太陽光発電所からの高速周波数応答は、有効電力周波数応答の特殊なケースとみなすことができるが、一部のグリッドコードで区別されているため、および特定の風車制御機能が含まれることがあるため、ここでは別の項目にしている。太陽光発電所は、出力抑制された状態で運転している場合、同様に高速周波数応答を行うことができる。与えられた有効電力応答は高速(1~2秒未満、グリッドコードの詳細、またはその他の仕様による)で応答し、特に大規模な電力システムでは、(電源喪失に続いて起こる)不足周波数の最下点または(実装された制御が双方向であると仮定して、需要低下に続いて起こる)超過周波数の最大点を改善することができる(Brisebois and Aubut 2011; Rawn et al. 2010; Rutledge et al. 2016; Sakamuri et al. 2017)。高速周波数応答が常に利用できるとは限らず(気象条件による)、風車の運用点によって変化することに留意することが望ましい(Rutledge et al. 2012)。この制御が擾乱に続いて起こる周波数の初期変化率を改善できるという主張がなされることがよくあるが、検証することは難しい。

保護システムの考慮：故障による風車(および太陽光発電)の解列は、一部の電力システムでは有効電力の供給が大幅に失われることがあり、電圧低下の程度と周波数安定性への脅威を正確に評価することが重要になる。そのため、保護システムの効果は決定的な役割を果たすことがあり、その模擬にはより高度な計算方法が必要になる可能性がある(van der Meer 2010; CIGRE/CIREN 2018)。ただし、太陽光発電所と風車の変換器の制御は、小信号(振動)安定度や電圧安定性の解析を複雑にする。このことは、安定度解析プログラムで利用するための正確かつ実サイトで試験された太陽光・風車モデルの継続的な開発と支援が必要であることを意味する。

### 6.3.2 HVDC 送電インフラの検討

直流送電インフラの表現で十分な可能性がある定常状態の解析とは異なり、直流の潮流につながる HVDC システムの安定度解析はやや複雑である。直流システム自体ではなく、HVDC 送電インフラを交流送電網に接続する HVDC 交直変換所が通常、

---

<sup>原注9)</sup> 発電機の送電網接続の要件に関するネットワークコードを確立する委員会規則 (EU)2016/631 は、2016年5月17日に発効した。

何らかの課題をもたらす。これらの変換所の動作は、装置の物理的特性ではなく、主に制御器によって決まる(同期機の場合も同様)。さまざまな同期機が同様の方法で構築されているため、多くの場合、同様の技術パラメータをもっている。変化は、励磁システムの技術や極数の違いなどにより生じる。ただし、HVDC 変換所の変換器は、まったく異なる動作(定電力制御、定電圧制御、垂下特性など)をすることがあり、それらの制御モードは容易に変更できる。

使用されている変換器の種類は3つあり、それぞれ異なる故障応答を示す。

- 電圧形変換器 (VSC)(ABB HVDC Line generation 1~3)
- モジュラーマルチレベル変換器 (MMC)
- 電流型変換器 (CSC)(他励変換器(LCC) または電流転流形変換器(CCC)、従来形 HVDC 変換器とも呼ばれる)

HVDC 送電設備を含む送電網を模擬する場合、モデル化において仮定を行うことは避けられない。通常、既存の HVDC 設備の制御の詳細(モデルと設定)は公開されていないため、現実の動作を実装するのは難しい。ただし、ほとんどの検討では、今後の HVDC 送電設備が考慮される将来シナリオが考慮されており、それらの技術の詳細や制御メカニズムを簡単に予測することはできない。このため、システムの安定性などの模擬の結論は常に注意して扱う必要があり、入力する仮定には変化ケースを用いる必要がある(Vrana et al. 2016)。安定性は多くの要因に依存する可能性がある(例えば、HVDC 変換所の制御モード)。

ミリ秒の範囲の高速の過渡現象を伴う洋上変換所の場合、直流システムの動特性が重要であり、より短い時間ステップによる詳細なモデルを模擬する必要があると考えられる(Asmine 2011)。動的解析を検討する場合、HVDC 変換所は通常、過渡安定度シミュレーションにおいて非常に非線形に動作する。小信号の評価では線形化が効果的になることがあるが、大信号の応答は簡略化したモデルでは予測が難しいことがある。IGBT 過電流保護等の必須の制御機能は、非線形かつ時間に依存しない故障応答を引き起こすことがある。これは、短絡レベル等の単純な一つの数値では表現が難しい。対象となるシステムの(電気機械な)動特性に着目したソフトウェアパッケージは、電圧型変換器(VSC)と HVDC を介して接続された風力発電所を正確に模擬できる(van der Meer 2010)。組み合わせによるシミュレーション戦略、つまり交流システムの動特性の安定度シミュレーションと直流システムの動特性の電磁過渡シミュレーションを採用することで、許容できるシミュレーションの計算速度と精度を実現できる。

HVDC 送電設備は、世界の複数の地域、特に北ヨーロッパ、さらには中国でも着実に数が増加している。これは、上記の課題の重要性が高まりつつあることを意味する。多数の HVDC 設備を考慮した研究例は、Vrana et al. (2016)に見ることができる。

## 6.4 送電網の増強

電力潮流または動的解析で発生する課題は、通常、送電網を増強することで解決できる。送配網増強の必要量は、統合検討ではよく求められる結果である。基礎的な送電網に関わる制約はまた、発電コストシミュレーションへの重要な入力である。分散型太陽光(および風力)発電の場合、配電網が増強の対象になる可能性が高い(第

6.5.2 節参照)。

風力・太陽光発電は、従来の需要シナリオとは異なる残余需要の特性を示すことが多いため、利用可能な統計データがある場合は、確率論的解析は最も有利な送電網増強および関連する投資決定の際に推奨される今後の選択肢となる。確率論的解析は、負荷や電源、電力取引の多くの可能な組み合わせを考慮して、1年に亘る不確実性や変動性を表現する。このため、予想される運用断面の小さな場合のみを対象とするという制限が回避され、期間と量の観点から、送電網の起こり得る混雑を予測でき、システム全体あるいは局所的な制約により発電事業者が出力抑制されるリスクだけでなく各風力・太陽光発電所の年間発電電力量が定量化される。さらに、確率論的方式により、送電設備と電源ユニットの事故停止や風力・太陽光発電の変動性等の不確実性要因を考慮することができる。年間の確率的シミュレーションにより、送電網過負荷の予想頻度(時間/年)と過負荷の量(MWh/年)を特定することができる。混雑を目的とした市場運用解析も実施することができる。

送電投資の経済性を示すためには、個々の送電線増強の収益性を評価する必要がある。連系されたエリア(低コストなエリアと高コストなエリア)間の電源限界コストの差から便益が得られるが、そのためには送電線増強の年間の資本および運用のコストよりも大きい必要がある。二酸化炭素排出削減や社会的便益の観点からの環境便益、システム損失の低減などによって「社会厚生」が増えるという観点から、社会的便益等の新たな基準を採用することもできる。送電線増強の収益性を評価するための一連の基準の例は、新たな風力・太陽光発電の有無にかかわらず定量的に評価される指標として、ENTSO-E(2011, 2016)でも示されている。

不確実性に対処するために市場シミュレーションと静的セキュリティ解析を組み合わせた年間を通じた方式の例を図 16 に示す。ここでは、コスト最適化に基づくユニット負荷配分を用い負荷と電源の多くの組み合わせが作成および解析されている。組み合わせごとに、正常な状況と偶発事故に対してブランチの負荷が決定される。リスクベースの深刻度の指標に従ってランク付けする方法とともに、混雑を優先する運用方法が開発された(Ciupuliga et al. 2012)。過負荷のリスクと集計された重大度指数を解析することで、混雑が十分に重大であるかどうか、または運用の対策によって(一時的に)解決できるかどうかを計画担当者は判断できる。

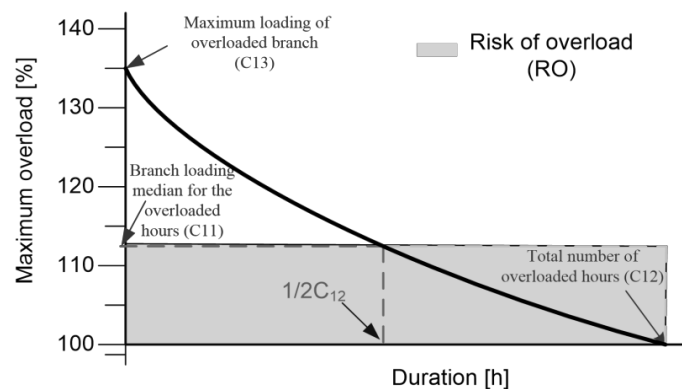


図 16. N-1 シナリオにおけるブランチの最大過需要継続時間曲線と、過負荷の基準およびリスク(出典：Ciupuliga et al. 2012)

風力・太陽光発電の統合に関連する送電容量の問題は、総稼働時間のごく一部でのみ顕在化する場合がある。このような場合、送配網への投資は、既存の送電線を最大限に活用することで回避または延期できる。オンラインの情報(温度、負荷・動的送電線定格(DLR))を使用し、FACTS 機器で潮流を制御し、架空送電線の送電容量を増やすために耐熱導体を実装する。DLR による送電容量の潜在的な純増加は、それぞれのケースで大きいことがある(DENA 2010)。架空送電線を耐熱導体に置き換えるとさらに高い便益を得られるが、設置コストがかかる。

システムアデカシーが一部の時間だけ、または電源と負荷の一部の状況でのみ不十分な場合は、風力・太陽光の出力抑制や他の電源の運用調整する選択肢と送電網増強を比較する必要がある。輸出能力が限られている地域での水力発電や風力・太陽光発電の調整は、送電網の増強の必要性を減らすことができる別の選択肢である(Matevosyan 2006; Tande and Uhlen 2004)。風力・太陽光発電の出力や送電線の負荷に応じて制御される需要側管理(DSM は、もうひとつの選択肢である。発電できるエネルギーを捨てることを回避できるため、後者の2つの戦略は、風力・太陽光発電を抑制するよりも有益である可能性がある。

上記の選択肢は、運用方法とシミュレーションへの送電網入力の変更に対する反復ループを形成する。風力・太陽光の導入率が高い場合だけでなく、重要かつ十分調査された風力・太陽光電源を統合するために遠隔地に送電網を拡張することが必要になった場合には、風力・太陽光発電の可制御性や、DSM、その他の選択肢の検討にかかわらず、送電網の拡張や容量の増強が必要になる場合がある。

設置された風力発電の最終的な容量に対する送電網の設計(増強)を確認することは、オフショアグリッドの拡張計画の場合に特に妥当性を持つ。異なる市場エリア間の取引機会を増加させるため、複数の国を連系するオフショアグリッドは社会経済的便益に結びつく。また、こういった複数の国を連系するオフショアグリッドによって、次世代の多端子 HVDC システムを介して、遠隔の洋上風力発電所の接続も可能になる。これらの便益の合計は、送電網の投資コストと比較する必要がある。調整した計画プロセスを促進するために、最大の社会経済的純便益をもたらす送電網構成を特定する必要がある。この文脈では、対象とする送電網全体の運用コストと投資コストを最小化することで、社会経済的便益が最大となる。オフショアグリッドの拡張計画は、その構成を含む複雑なモデル化を必要とする作業である(3E et al. 2011; NSCOGI 2012; PROMOTiON 2017)。必要な外部からの入力データには、陸上の詳細な電源と送電網データ(容量、コスト等)、また洋上インフラのコストデータが含まれる。オフショアグリッドの放射型接続、地域協調型接続、または国際協調型接続の便益を比較することが望ましい。オフショアグリッドは通常、例えば Kriegers の Flak プロジェクトのように、潜在的なハイブリッドプロジェクト、つまり洋上風力と連系線の組み合わせに関する個別の調査に基づいて、モジュール方式で開発されることに注意する必要がある。より広い地域のマスタープランの作成が試みられてきたが、これは全体的な可能性調査として理解することが望ましい(NSCOGI 2012; ENTSO-E 2014; ENTSO-E2016)。

## 6.5 配電網検討

*Barry Mather, Markus Kraiczy, Steffen Meinecke, Chenjie Ma, Martin Braun*

配電網への接続は、低い統合コストとより遵守しやすい接続要件により、(特に小規模なシステムの場合)有利であることが多い。太陽光・風力発電が大量に接続される場合の諸検討では、予想される配電網への影響調査が有益になる可能性がある。これまでに送電網について述べたように(第 6.3 節参照)、配電網に接続された風力・太陽光発電を集約して解析する必要がある。しかし、それらが接続する配電網に対して、さらに大きな影響が起る可能性もある。

配電レベルでは、風力・太陽光発電の統合検討では、潮流解析と短絡解析が広く用いられている。ただし、配電レベルにおける風力・太陽光発電の増加とデマンドレスポンス設備の適用で、準静的時系列シミュレーションと動的安定度解析の必要性も高まる。本節は、堅牢な同期した送電網に連系された配電網を対象としており、離島システムやマイクログリッドの場合、異なる検討が必要になる可能性がある。次の一覧は、さまざまなシミュレーション方法と、配電網の統合検討の選択された目的を示している。

- 短絡容量解析：
  - 保護検討
- 電力潮流解析(解析断面)：
  - 接続可能容量解析(第 6.5.1 節参照)
  - システム増強解析(第 6.5.2 節参照)
  - 事故解析
- 準静的時系列解析：
  - 配電損失解析(第 6.5.3 節参照)
  - 電圧変動解析と制御アルゴリズムの試験(第 6.5.4 節参照)
  - 分散型電力資源の柔軟性評価(第 6.5.5 節参照)
- 動的安定度解析：
  - FRT および単独運転防止検出の検討
  - 配電網の動的表現の開発(第 6.2.2 節参照)

本節では、選択した配電網検討の目的に関するベストプラクティスの概要を示し、高い視点からの推奨事項を導く。接続可能容量解析(第 6.5.1 節参照)は、特定の太陽光発電・風力発電・負荷シナリオに対するシステムアデカシーを解析するために用いられる。これには、電圧の大きさや配電設備の熱負荷、配電網の電力品質の許容レベルの維持が含まれる。定められた風力発電・太陽光発電・負荷のシナリオで接続可能容量に達した場合、新たな太陽光・風力の統合に対してシステムのアデカシーを確保するために、配電網の増強(第 6.5.2 節参照)が必要になる場合がある。配電損失に対する分散型の風力・太陽光発電統合の影響は、詳細な配電損失解析によって検討することができる(第 6.5.3 節参照)。さらに、風力・太陽光発電の増加は、配電レベルの電圧変動、電圧調整器の動作に影響する場合がある。既存の電圧調整器(例えば、負荷時タップ切換器、コンデンサバンク)を設計・意図通りに動作させるために、電圧変動解析を配電レベルで実施することがある(第 6.5.4 節参照)。必要に応じて、保護や逆潮流、事故の解析、発電機の動的応答、意図しない単独運転、フリッカ、高調波の検討等、他の多くの種類の配電網の検討が行われている。

### 6.5.1 接続可能容量解析

配電レベルの潮流解析は、配電網を増強せず、既存の配電網に接続できる風力・太陽光発電の最大容量を確認することを目的とすることが多い。接続可能容量は、総出力が事前に計算された値を超える前には、接続固有の検討を実施する必要がないように風力・太陽光の接続を通知し選択するために用いられることがよくある。配電網の増強やその他の運用上の変更によって設置可能な風力・太陽光発電レベルを大幅に向上できるため、ある回路の接続可能容量は風力・太陽光を接続するにあたっての全体的な上限ではないことに注意すべきである。接続可能容量の解析の結果は、地域の配電網全体のマップ作成のために用いられ、また接続プロセスへの情報提供としても利用されてきている。

特定の代表的な運用条件(負荷、風力、太陽光発電を含む)を調査して、個々の回路で提案された風力・太陽光の容量による影響が推定される(Seguin et al. 2016)。結果として生じる三相不平衡電圧特性が出力され、多様な運用条件で回路に見込まれる電圧特性の包絡線を効果的に得られる。次に、この包絡線を評価して、配電回路の電圧が予想される運用の全体で許容範囲内にあるようにする。電圧逸脱が見つかった場合は、軽減策を調査し、そのコストを検討して、最小コストによる対策を決めることができる。

接続可能容量解析の種類は次のとおりである。

- 配置シナリオに依存しない接続可能容量解析
- 局所的な接続可能容量解析

配置シナリオを考えない接続可能容量解析では、風力・太陽光の接続される場所に関係なく、ある回路に統合できる風力・太陽光の最大容量を求める。このタイプの解析では通常、ランダムに決定された数百または数千の配置シナリオを使用し、各配置シナリオを評価して、風力・太陽光発電の導入率が高くなったときの風力・太陽光発電の影響を評価し、格付けする(Rylander and Smith 2012)。このモンテカルロ法による全てのシナリオ内で、計画基準の制限(例えば、回路の過電圧、熱過負荷)を超える配電回路への影響を引き起こす最低レベルの風力・太陽光が、回路全体の接続可能容量として選択される。配電事業者や開発事業者が多数の住宅用屋上システムの接続など、数多くの風力・太陽光発電システムの統合プロセスに通知しようとしている場合、この種の接続可能容量が役立つ(Smith et al. 2015)。

局所的な接続可能容量解析では、配電回路上の全てのモデル化されたノードで接続できる風力・太陽光の最大容量が単純に計算される(Rylander, Smith and Sunderman 2015)。局所的な接続可能容量の新たな情報によって、より大規模な風力・太陽光システムの統合が容易になる場所がわかりやすくなる。ただし、風力・太陽光発電システムが配電網に統合される(または統合が計画される)と、それまでの局所的な接続可能容量が減る可能性を検討するために、残りの局所的な接続可能容量の新たな計算を行う(配置シナリオ変更の解析を繰り返す)必要がある。

さらに、下記のとおり、接続可能容量の決定には2つの一般的な方法がある。

- 反復的接続可能容量計算
- 合理化・線形化接続可能容量計算

いずれかの計算方法が、配置シナリオを考えない、または局所的な接続可能容量解

析のいずれかに適用できる。反復的接続可能容量計算では、許容可能な計画レベルを越える影響になるまで、回路の風力・太陽光の容量を単純に増やし、各発電レベルにおいて予想される回路の影響を計算・評価する。この種の解析は、一般的に必要なになる多数の潮流ソリューションのため、完了するまでにかなりの時間や計算リソースを必要とすることがある。合理化・線形化接続可能容量計算では、許容できない回路の影響が発生し始める風力・太陽光発電レベルを直接計算するために、潮流ソリューションを効果的に線形化することにより、必要な計算リソースを少なくする。接続可能容量の計算速度を上げると、接続可能容量の値に誤差が発生する可能性がある。当然、2つの計算方法を単純に組み合わせることにより、必要に応じて接続可能容量解析の高速化や精度改善を得ることができる。

### 6.5.2 配電網の増強

配電レベルにおける増強にはさまざまな理由がある。従来の理由は、設備の高い運用コストや経年劣化、配電システム運用者(DSO)による計画と運用の原則の変更、またはシステム供給作業の変更である。本節で説明するように、風力・太陽光発電のシステム統合は、配電網を通過する潮流の増加と同じように、配電レベルでのシステム増強の要因になることがある。

配電設備の過負荷や電圧逸脱に対して広く利用され経済的に価値のある対策は、増強および拡張の前の配電網最適化を意味するいわゆる NOVA 原則であり、増強や拡張を実施前に、既存の配電網インフラの中での運用や接続変更による解決を検討する必要がある。ただし、最適化の可能性は従来の配電網設備であっても多くの要素が含まれ、モデル化が容易でない可能性がある。したがって、多くの配電網の増強検討では、NOVA 原則のこの最初の非常に重要な段階は無視されるか、部分的にしか考慮されていない。例えば、システム最適化の対策には、電圧調整器の運転点の調整やスマートインバータ機能の適用(該当する場合)、フィーダ分岐点の再配置、中圧/低圧変圧器のタップ位置の調整が含まれる。NOVA 原則の増強策の例には、例えば線路や変圧器の定格容量の増加など、線路や変圧器の交換が含まれる。

送電網と比較すると、配電網の増強解析では、接続時の導体や鉄塔の構成や最適化がそれほど考慮されていない。新しい線路の計画は、配電レベルでは通常、はるかに早く認可される。ただし、放射状に運用する回路接続は、シンプルな保護協調のため、一般に多くの電気事業者の中圧・低圧配電網にとって配電網計画条件は難しいものとなる。図 17 に、配電網増強検討の簡略化されたフローチャートを示している。



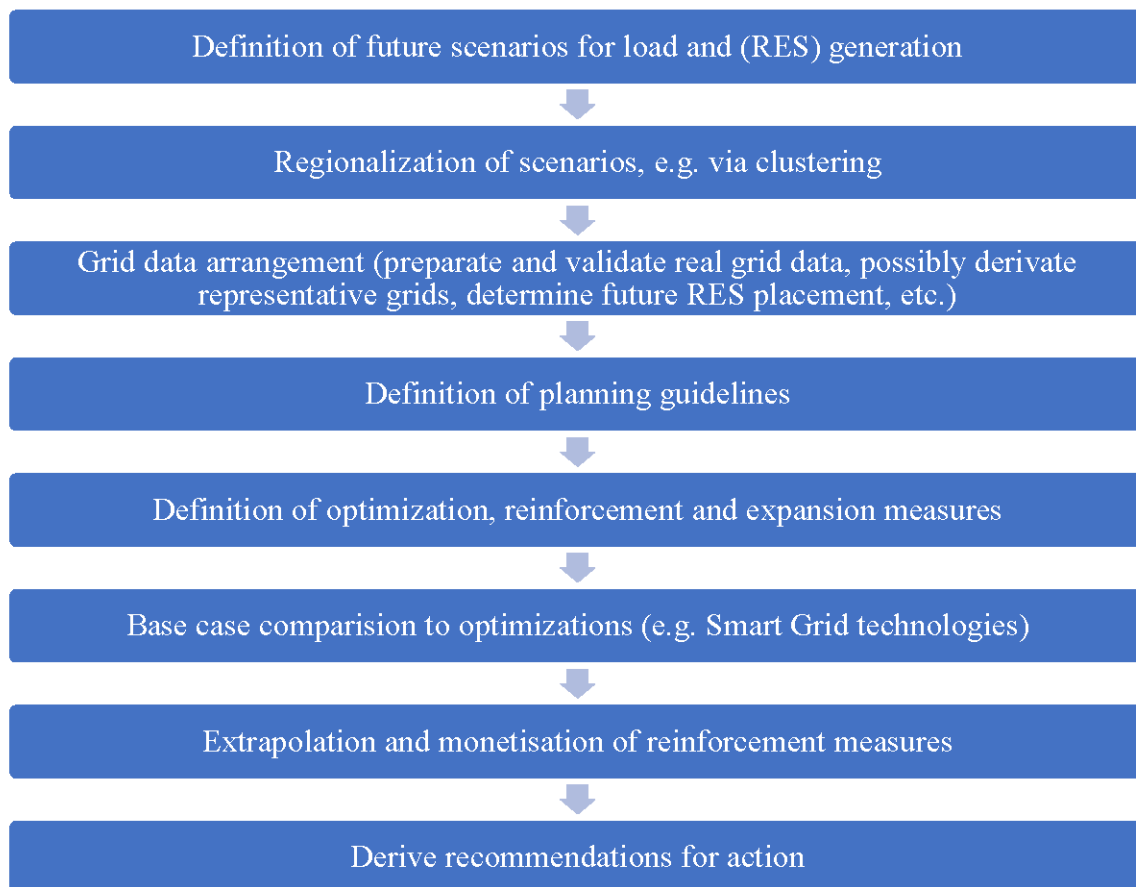


図 17. エリア全体での配電における統合検討のフロー図

近年、再生可能エネルギー電源の増加に伴う将来的な送配電網増強コストを見積もるために、さまざまなシステム全体のレベルの送配電網の増強検討が実施されている(Höflich 2012; Büchner 2014; Scheidler et al. 2018, 2016)。これらの検討では、図 17 と同様の手順を採用している。中・低圧階級の配電網では、中圧・低圧システムの数が非常に多いため、地域またはシステム全体の規模での配電網増強検討は代表システムに対し実施されることが多い(第 2.3.2 節参照)。したがって、例えばクラスタリングによる代表配電システムの選択は、検討の全体的な精度にとって非常に繊細で重要な作業である。

Scheidler et al. (2018, 2016)、Thurner et al. (2018)、および Braun et al. (2018)による最近の文献では、大量の実際の配電網に対して増強検討が実施されている(第 2.3.2 節のシステムデータ参照)。この方式には、包括的な実際の配電網の情報と、データ処理および配電網シミュレーションのための高度な自動化が必要である。この方式では、非常に多様な配電システムを詳細に網羅することができ、増強検討の非常に高い精度を達成できる可能性がある。

最後に、結果を提示する際には、配電網の経年化設備の交換など一般に必要な増強とは別に、風力・太陽光統合により発生する増強コストを設定することが重要である。

### 6.5.3 配電損失の解析

配電網に接続された風力・太陽光と他の分散型電源の統合は、配電網の損失に大きく影響する。配電損失は、さまざまな国の規制当局が DSO の主要な効率指標とすることが多い(EREG 2008)。さらに、配電損失を高い信頼性で推計することは、DSO 事業者にとって技術的かつ経済的関心である。一般に、負荷に近い風力・太陽光発電は損失を減らすことができる。しかし、発電パターンが変動するため、風力・太陽光発電は低圧(LV)システムに新たな負荷ピークをもたらす、比較的低い電源の導入率でも高い損失につながる可能性がある。中圧(MV)レベルでは、大型発電機だけでなく低圧レベルからの逆潮流によっても、配電損失が減少または増加する可能性がある。したがって、広いエリアでの配電損失の決定は、非常に複雑な作業になることがある。

損失方程式(Gustafson 1989)や負荷プロファイルに基づく方法(VDEW 2000)の適用等、損失を推計する従来の手法では分散型電源が考慮されておらず、現在の状況には適していない。Rao et al. (2006)では、損失方程式を用いた既存の推計結果が長期間に亘るいくつかの典型的な低圧フィーダの広範囲におよぶ計測データと比較され、さらに、損失方程式のパラメータを改善する際の計測データが適用されている。この検討は、新たな状況で損失方程式を適用する良い考え方である。

Marinopoulos et al. (2011)では、確率論的モデルに基づいて配電損失に対する分散型電源の影響が調査されている。設置された太陽光発電所のパラメータを配置と導入率とともに変化させることで、PV の広範な確率論的モデル化と需要側の計測データを組み合わせた確率論的モデルが作成される。都市部の放射状の配電フィーダの損失を決定するには、年間潮流計算をモデルに適用する。分散型電源が導入された配電網のサイズや配置、コスト配賦にとって興味深い結果となる。別の Shulgin et al. (2012)の研究において、損失に対する配電網の構成の影響が詳しく調べられている。ここでは、修正された確率論的モデルが提案され、電力共分散行列が導入され研究されている。試験結果から、電力損失が実用的な目的のために十分な精度と信頼性で決定されることが示されている。配電網データが利用可能な場合、この方法は非常に重要となる。

大量の低圧フィーダを扱うために、Heckmann et al. (2013)では、年間潮流シミュレーションと統計解析を組み合わせた手法により配電網の損失を決定する考え方が提案されている。地理情報システム(GIS)データの詳細な解析により、大量の低圧システムがフィーダ長や等価負荷によって分類され、代表的なシステムについてはさらに年間のシミュレーションで分析される。そのため、割り当てられた消費電力量と発電電力量だけでなく典型的な損失の発生状況や配電網の特性の組み合わせによって、大きなエリアのエネルギー損失が推計される。さらに、中圧レベルでの損失は、代表的なモデルの例で検討されている。Dashtaki et al. (2013)では、Heckmann, et al. (2013)と同様の概念を使用する損失推定アルゴリズム、すなわち低圧フィーダをクラスタリングし「平均的な」フィーダの詳細な損失計算をすることが提案されている。数値シミュレーションの結果によると、提案されたアルゴリズムは 10%未満の誤差でフィーダ損失を推計することができる。

配電網の電力損失の算定や最近の方法論の開発に関する(Heckmann et al. 2013)の文献の推奨事項およびガイドラインを以下に示す。

- データ収集：
  - 可能な全ての配電網データ(例えば、GIS データベースや設備データベースから)に加え、電源・負荷料金の種類別の発電および消費情報と年間電力量、地理的位置を収集する。
- モデル化：
  - 配電網の接続状態を GIS データベースから潮流モデルに変換する。
  - 実際の設備データから、変圧器や線路等の電気機器をパラメータ化する。
  - 発電および消費データの配電網モデルへのマッピング。
- 方法論：
  - 特性(機能)や推奨される手法に基づいて配電網をクラスタリングする。主成分分析、ニューラルネットワーク、k 平均法によるクラスター分析等。
  - 同様の配電システムの典型的な配電損失を決定するための、各クラスター内の一定量の代表システムの広範な年間シミュレーション。
  - 検証を目的とした新たな配電システムのシミュレーション。シミュレーションと推定結果の比較によるクラスタリングモデルの検証。
  - 各クラスター内の他の配電システムへの典型的な損失の外挿、調査対象のエリア全体への結果の蓄積。

この一般的な方式は、実測されたプロファイルまたは別の制御メカニズムを統合することによってさらに改善することができる。例えば、15 分の分解能の電力測定プロファイルによって、大型発電機または消費者のより実際的な動きが得られる。高圧/中圧変圧器のノードでの潮流を比較することにより、より低い電圧階級のシステムでの発電電力量と消費電力量の集約された電力量が検証できようになる。また、配電損失に関連する他の検討の問いを議論するために拡張することもできる。新たな分散型電源ユニットの最適な位置を特定する最適な分散型電源の大きさの設定と配置戦略により、発電と需要のバランスを局所的に調整することで、損失を減らすことができる。DSM は、発電と需要を一時的に調整したり接続したりすることができるため、フィードでの損失を二重に回避できる。例えば、配電網の運用電圧の調整や有効電力の出力抑制、分散型の無効電力の供給等の配電損失に影響を与える他の対策は、さらなる実装の可能性がある。

#### 6.5.4 電圧変動性解析と制御アルゴリズムの試験

配電網に接続された風力・太陽光の自動電圧調整装置に対する影響を推定するために、比較的長期間(例えば、1 年)に亘る配電回路の運用の変動性解析が行われた。これらの機器(例えば、線路電圧調整器やコンデンサバンク)は、北米では広く利用されており、統合された太陽光発電による配電レベルの変動を管理するために欧州での利用も増えている。太陽光発電の出力変動に起因する過度な動作による頻繁な保守による運用費用の増加と機器の寿命低下の可能性があることから、太陽光発電による電圧調整機器の利用とサイクリングへの影響を理解することは、電圧変動解析の主な目的となることが多い。

変動性解析の検討手法は、複雑性と精度の面で分けられる。比較的単純な変動性分

類のひとつでは、配電回路に接続された風力・太陽光電源に関連する風資源・太陽光資源データの解析のみが行われる(Mather, et al. 2014)。この場合、風や太陽光からの資源を解析して、一定期間における大きな出力変化速度(出力の低下もしくは回復、またはその両者)の見込みを判断する。次に、当該事象の見込みを考慮して、出力の低下・回復のレベルの影響の大きい代表ケース(影響が大きく、配電レベルの電力品質に問題になる頻度で発生する事象)として選択される。配電潮流解析は、風力・太陽光発電システムモデルを用いて資源の変動性を発電の変動性に変換するだけでこれらのシナリオに対して完了しており、電圧変動の予想値が計算される。当該電圧変動が極端で、過電圧または不足電圧の状況が発生する場合は、顧客には一定の範囲内の電圧の供給が配電事業者に要求されるため、ある程度の何らかの手法による軽減策が必要となる。さらに、電圧変動が十分に大きい場合(つまり、自動電圧調整装置の電圧不感帯の半分よりも大きい場合)、装置の過剰な動作を軽減する方策が必要になる場合がある。この緩和策としては、通常、自動電圧調整装置の再配置またはその電圧制御パラメータの変更が行われる

より現実的な変動性解析は、1年に亘る配電回路の完全な準静的時系列シミュレーションで実施可能である(Reno et al. 2017)。この場合、回路の運用を効果的に模擬するには、比較的高い時間分解能で時刻が一致した負荷および資源データが必要である。準静的時系列シミュレーションを使用した変動性解析には、通常、少なくとも2年間のシミュレーションが必要である。1年間はベースラインの運用パラメータを設定し、もう1年は提案された風力・太陽光発電システムがシステムにどのように影響するかを確認する。シミュレーションの1年間にわたる自動電圧調整装置の動作の総回数は、通常、回路に対する風力・太陽光の変動の影響を判断するのに十分である。回路シミュレーション中に収集されたデータから、フリッカ、保存電圧の低下など、他の配電電圧の懸念に対処する新たな指標も計算できる。

#### 6.5.5 分散型エネルギー源と TSO/DSO 協業の柔軟性評価

配電網における風力・太陽光発電の導入率が増加している電力供給システムでは、アンシラリーサービスや市場の柔軟性を与える電源とデマンドレスポンス設備の必要性が高まっている。したがって、柔軟性評価は、配電レベルでも関連性が高まっている。例えばいくつかの検討では(例: Marten et al. (2013)、Ali et al. (2015)、Kaempf et al. (2015)、Wang et al. (2017))、TSO/DSO システムインターフェースで無効電力の柔軟性をもたらす分散型電源の潜在性が解析されている。さらに、配電網における風力・太陽光発電の出力抑制や経済的配分、周波数制御は、分散型電源の導入率が高い電力システムで増える可能性がある。したがって、分散型電源の柔軟性や配電レベル内のデマンドレスポンス設備にアクセスするには、送電網と配電網の運用と計画の連携を改善する必要がある(IEA PVPS TCP Task 14 Activity 2.7、IEA ISGAN TCP Annex 6 activities 参照)。

### 6.6 チェックリスト：送配電網シミュレーション：電力潮流とダイナミクス

## 重要な課題のチェックリスト：送配電網シミュレーション： 電力潮流とダイナミクス

### 6.6.1 定常状態解析の推奨事項

風力・太陽光発電を含む電力潮流シミュレーションに関する具体的な課題と推奨事項は次のとおりである。

- **信ぴょう性のある電力潮流のケースを多数作成する**：選択した解析断面には、非同期発電（風力、太陽光）が多い期間や、HVDC を介した輸入等、風力・太陽光発電に関する重要で欠かせない状況を含める必要がある。これらは、従来検討されてきたピーク負荷と低負荷の状況に追加される。特定の送配電網または地域に固有の、需要と風力・太陽光発電の相関関係を考慮に入れる必要がある。解析断面の統計的関連性の評価は、例えば複数年にわたる解析の一部として、是正措置の実施における費用対効果検討へのインプットとなる。確率論的解析に移行し、配電網の増強には、1年間の費用便益分析を推奨する。
- **決定論的定常状態セキュリティ解析**：N および N-1 セキュリティ基準に従って電力潮流解析を実行し、送電網の混雑を特定し、電圧プロファイルを維持するシステムの能力を評価する。
- **配電網負荷（混雑）評価**：送配電網の負荷は、1年間について、正常な状態と不測の事態（N-1）の両方について、風力・太陽光発電と負荷の組み合わせで決定する必要がある。混雑は確率論的方法で特定できるので、計画担当者は、過負荷リスクと集計された重大度指数を分析することで、混雑を重大とみなすべきかどうか、または運用上の対策によって（一時的に）解決可能かどうかを特定できる。確率論的手法により、送電設備、発電ユニットの事故停止、風力・太陽光発電の変動性などの不確実な要因を考慮できる。
- **時系列の電力潮流と離散制御装置の運用**：従来型発電機の並列数が減ると、発電機が同期調相機に変換されない限り、連続的に動作する自動電圧調整器の数も減る。風力や太陽光の変動性により、離散制御装置（例えば、分路リアクトル）はより頻繁な運用を求められる場合があり、これは設備の寿命やかかる方策の有効性に悪影響を及ぼすことになる。
  - 風力・太陽光発電所の出力の変動に起因する連系線の潮流変動は、定常状態の連系線による送電マージン（正味送電容量、風力・太陽出力を考慮する）の決定に役立つように検討する必要がある。
- **短絡容量レベル**：風力・太陽光発電の電力量の導入率が高い場合、一部の同期発電は負荷が配分されず、地点によって最小短絡レベルが低下する可能性がある（従来とは異なる地点に風力・太陽光発電があると、それらの区域の故障レベルが実際に改善される可能性がある）。そのような場合、電力品質、シャント切り替え後の電圧ステップの変化、転流式 HVDC 変換器の動作が影響を受け、保護システムの誤動作につながる恐れがある。
- **保護システム**：低圧レベルで発電容量が増えると、配電母線（以前の負荷母線）からの逆潮流が発生するため、保護システムの動作の確認が必要である。

### 6.6.2 動的解析の推奨事項

- **解析断面ケースの選択**：動的な限界を最もよく理解するために（入力間の相関関係を認識した）需要レベルおよび、風力・太陽光の広範囲の割合を含め

る必要がある。選択した断面は定常状態の電力潮流解析用に選択したものと同じである必要はない。ケースを慎重に設定することも重要であるが、一部の(従来型)発電機は、自機の出力を減らして運転できるため、風力・太陽光発電所を追加することは、接続されている従来型発電を同じ量をただ置き換えるだけではない。風力・太陽光発電所を追加した新しい起動停止と負荷配分のパターンを理解することは重要であり、安定度のケースを設定して得られた結果を解釈する際には慎重に検討すべきである。

- **太陽光発電・風車モデル**：モデルの適切な複雑性は、検討の用途による。短絡比(SCR)でシステム強度を決定し、安定度検討で使われる適切なモデル(強度の高いシステム用の汎用 RMS モデル、強度の低いシステム用の EMT モデル、強度が中程度のシステム用のメーカー固有の詳細 RMS モデル)のためのガイドラインが得られる。理想的には、さまざまな太陽光発電・風車技術を検討しながら検討を行うべきであるが、接続コード要件に従った必要最小性能を捉える汎用モデルを利用することで十分な場合が多い。
- **モデルの妥当性確認と検証**：全モデル(従来型発電機や、太陽電池・風車、負荷)の妥当性確認は重要である。太陽電池・風車モデルは、(進化している)技術の機能とグリッドコードの要件を理解し、当該のシステムに必用なものとして太陽電池・風車の機能をシミュレーションする必要がある。
- **システム安定度**：風力・太陽光発電とシステムの需要の基本的な相関関係、従来型発電ポートフォリオの基本的な柔軟性と機能、発電アセットと主要な負荷中心の相対的な位置等によって、異なるシステムではまったく異なる動的課題(周波数安定性、電圧安定性、過渡安定度の課題等)が発生する可能性があり、これは、それぞれのシステムについての検討が必要であることを意味する。
- **風車・太陽光発電制御**：検討においては、風車・太陽光発電制御を調整・制御の一部として、システムに利点をもたらす可能性があることを認識すべきである。VSC-HVDC は、ある程度までシステムの安定化にも活用することができる。
- **(動的)負荷モデル化**：配電網での風力・太陽光発電の導入率が増加し、従来型発電の変位(慣性の低減)により電力システムが「軽量化」すると、負荷特性はシステムの応答により強く影響することになる。周波数と電圧感度を含む既存の負荷モデルを再評価する必要がある。負荷構成が経時変化する特性、つまり負荷モデル自体を検討する必要がある。
- **過渡安定度解析**：
  - 送配電網と変換器が連動した発電設備の保護装置の影響を含めることが重要な場合があるが、ボイラや蒸気タービンのモデルは必要としない。保護継電器の設定は、システムの動的応答の変化を認識し、それぞれの TSO が採用した動的運用基準(周波数変動範囲など)に従う必要がある。一定期間内の複数の電圧低下に耐える能力にも対処が必要になる場合がある。
  - 風力・太陽光発電は、電圧低下時にシステムサポートを提供し、振動を減衰させるのに役立つが、提供できるサポートレベルは送配電網に依存し、有効電力または無効電力の回復の優先順位によっても能力が

変わる。風力発電所の接続点のインピーダンスの適切な表現は、シミュレーション検討においては決定的である。

- 発見された問題の緩和には、擾乱時およびその後に迅速に作用する無効電力補償装置が適用できる。例えば、FACTS 装置や同期調相機の設置や、全ての風力発電所や従来型発電機に特定の機能を組み込むことなど。
- **電圧安定性検討：**風力・太陽光発電の導入率が低い場合、システムの安定度は風車・太陽光パネルの存在によって影響を受けないか、むしろ向上する可能性があり、検討はおそらく必要ない。この議論は、風車(太陽電池)の無効電力制御機能を電圧管理に使用する場合、およびそれらを送電レベルで接続している場合に特に当てはまる。
  - 風力と太陽光のより高い導入率では、従来型発電は置き換えられ、特定の地点で電圧安定性のレベルが影響を受ける可能性があり、そのためさらに詳細な解析が必要になる。
- **周波数安定性検討：**
  - 調速機制御を実施する発電の割合は、期待される性能を表す優れた指標である。周波数を本来の動作点に戻すための大きな増分電力を提供できる操作可能な発電容量も重要となる。特に大規模なシステムでは、負荷の自己調整効果によって深刻な擾乱を緩和することもある。シミュレーション結果は、負荷のモデルに影響されることがある。
  - 慣性ならびに全ユニットの垂下や調速機制御の設定(個々のユニットの応答と故障や事故へのシステム応答の両者)をモデル化することが重要である。非同期電源(風力・太陽光発電や HVDC 入力)の導入率が高い場合、慣性が低下し、特に小規模な電力システムでは、故障や事故の両者に対してシステム応答が変化する。
  - 送配電網は簡易縮約表現で十分な場合もあり、その場合には需給インバランスと有効電力潮流に焦点を当て、電圧変動や無効電力の要件をあまり考慮しない。ただし、周波数不足による負荷遮断は、周波数降下中にシステムを支援する。国のグリッドコードで規定されているように、周波数による負荷遮断規則を適切に表現することは、本検討において極めて重要である。
  - 風車は、その動作点に応じて高速の周波数応答を提供でき、出力が事前に抑制されていた場合、太陽光発電所は同様の応答を提供することができる。即効性の需要応答または電力貯蔵も含まれる場合がある。
  - 緩和策としては、インバランスに対し従来型発電機が適時・適切な予備力を確実に提供することに加え、風力発電所の配電接続の保護系の無効化や交換が考えられる。さらに、全ての発電機について周波数の高い変化率に耐える能力を再確認する必要がある。
  - 複数の発電機が運転中に出力が低下することがあるため、ケースを慎重に設定し、新規の風力・太陽光発電と同量の発電の運転を置き換えないことが重要である。風力・太陽光を加えた新たな起動停止・負荷配分のパターンを理解することは重要であり、これを安定度のケースを設定するために利用すべきである。

- **小信号安定度検討**：風力・太陽光発電は一般に小信号の振動モードを発生しないが、その導入により従来型発電(および関連する電力システムの安定装置)が置き換えられ、送電線の電力潮流の大きさと方向を変える可能性があるため、その後に小信号の安定度が影響を受ける場合がある。
- **低周波同期振動**：小信号安定度解析の一部として、特に二重給電(タイプ3)風車に関して、低周波同期ねじれ共振(SSTI)および低周波同期制御共振(SSCI)を調査する必要がある。バイパスフィルター、FACTS装置、アンシラリー(制振)制御等、さまざまな軽減策が利用できる。
- **共通モード故障事象**：送電線故障や主要な電源の損失は、広範囲にわたる電圧低下や大きな周波数偏差により、ある地域の風力・太陽光発電の共通モードのトリップを引き起こすことがある。このため、関連する保護システムの運用は、システムの結果を決定する上で決定的な役割を果たす可能性があり、モデル化の高度な手法が必要になる。広く見られる送電線故障に続いて起こるグリッドコードに準拠した電源の有効電力回復の遅れは、同じように、共通モード電力の低下と周波数安定性の課題(電圧降下によって引き起こされる周波数降下)につながる可能性がある。

### 6.6.3 配電網検討の推奨事項

- **送電網検討との共通点と調整**：配電網検討の範囲、ツール、方法論は、拡張と発展を続けている。主な理由は、配電レベルでの風力発電システムと太陽光発電システムの統合であり、これは配電網の計画と運用の課題と機会の両者を引き起こす。分散型資源の能力と柔軟性を大容量の電力システム全体で活用するには、風力・太陽光発電の導入率が高くなるほど、送電網と配電網の検討のより強力な協調が必要になる。
- **配電網増強解析**：システム増強前、システム拡張前の配電網増強解析すなわち最適化として配電網計画手法の包括的な一覧を検討する必要がある。利用可能な入力データと検討の範囲に基づいて、代表的な配電網データまたは利用可能な場合は配電網の実データを使用して解析を行なうことができる。包括的なシステム全体の配電網の検討には、データ処理の高度な自動化が必要かつ推奨される。
- **配電網損失解析**：配電網のシステム特性の大きな変動を網羅するためには、他の配電網を表す特定数の標準配電網に対する配電網統損失の詳細な検討を、統計解析またはデータ駆動型的手法と組み合わせることを推奨する。配電網を表す場合、配電損失に大きな影響を与える風力・太陽光の地点と発電パターンの両者を考慮することも不可欠である。実装した送配電網のモデルを部分的に検証するために、検討する送配電エリアのエネルギーの流れを、送電レベルからの供給点で得られる実測データと比較して調査することができる。

### 参考文献

3E, DENA, EWEA, ForWind, IEO, NTUA, Senergy, SINTEF. (2011). Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe.  
[http://www.offshoregrid.eu/images/FinalReport/offshoregrid\\_main-report\\_nov11.pdf](http://www.offshoregrid.eu/images/FinalReport/offshoregrid_main-report_nov11.pdf)



Ackermann, T., Ellis, A., Fortmann, J., Matevosyan, J., Muljadi, E., Piwko, R., Pourbeik, P., Quitmann, E., Sørensen, P., Urdal, H., Zavadil, B. (2013). In Code Shift: Grid Specifications and Dynamic Wind Turbine Models, IEEE Power and Energy Magazine, 2013, Volume: 11 Issue: 6

AIGS. (2008). All Island Grid Study. Available at: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/SONI/documents/Projects/Publications/11-AllIslandGridStudyStudyOverviewJan08.pdf>

Ali, S.; Mutale, J.; (2015). “Reactive Power Management at Transmission/Distribution Interface.” 50th Int. Univ. Power Engineering Conf. (UPEC), September 1-4, Stoke on Trent, UK.

Asmine, M. Brochu, J. Fortmann, J. Gagnon, R. Kazachkov, Y. Langlois, C.-E. Larose, C. Muljadi, E. MacDowell, J. Pourbeik, P. Seman S.A. and Wiens. K. (2011). Model validation for wind turbine generator models. IEEE Trans. *Power Systems*, 26(3), 2011, 1769-1782.

Boemer, J.C.; van der Meer, A.; Rawn, B.G.; Hendriks, R.L.; Gibescu, M.; van der Meijden, M.; Kling, W.L.; Ferreira, J.A. (2011b). “Network Fault Response of Wind Power Plants in Distribution Systems During Reverse Power Flows.” *10th Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Farms*, October 25-26, Århus, Denmark.

Boemer, J.C.; Vittal, E.; Rylander, M.; Mather, B. (2017). “Derivation of WECC Distributed PV System Model Parameters from Quasi-Static Time-Series Distribution System Simulations.” *2017 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 16-20, Chicago, IL, USA.

M. Braun, I. Krybus, H. Becker, R. Bolgaryn, J. Dasenbrock, P. Gauglitz, D. Horst, A. Scheidler, J. Ulffers (2018). “Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034“, Available at: [https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie\\_Hessen\\_2024\\_bis\\_2034.pdf](https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf)

Brisebois, J.; Aubut, N. (2011). “Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific needs.” *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. Doi: 10.1109/PES.2011.6039121. Available at: [http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=6039121&contentType=Conference+Publications&searchField%3DSearch\\_All%26queryText%3Dbrisebois](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=6039121&contentType=Conference+Publications&searchField%3DSearch_All%26queryText%3Dbrisebois)

CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques). (2001). “Modelling New Forms of Generation and Storage.” Technical Brochure 185, TF 38 01.10. Available at [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org).

CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques). (2007). “Application and Required Developments of Dynamic Models to Support Practical Planning.” Technical Brochure 312, CIGRE Working Group C1-04. Available at [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org).

CIGRE (2014) "Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks", Working Group C4.605, February 2014

CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques). (2016). “Connection of Wind Farms to Weak AC Networks.” Technical Brochure 671, CIGRE Working Group B4.62. Available on [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org).

CIGRE/CIREN (2018). Joint Working Group CIGRE C4/C6.35/CIREN, “Modelling and Dynamic Performance of Inverter Based Generation in Power System Transmission and

Distribution Studies,” Technical Brochure, unpublished.

Ciupuliga, A.R.; Gibescu, M.; Pelgrum, E.; Jacobs, P.G.H.; Jansen, C.P.J.; Kling, W.L. (2012). “Round-the-Year Security Analysis with Large-Scale Wind Power Integration.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (3:1); pp. 85–93.

Coughlan, Y.; Smith, P.; Mullane, A.; O’Malley, M. (2007). “Wind Turbine Modeling for Power System Stability Analysis—A System Operator Perspective.” *IEEE Transactions on Power Systems* (22:3); pp. 929–936.

Dashtaki A.K.; Haghifam, M.R. (2013). “A New Loss Estimation Method in Limited Data Electric Distribution Networks.” *IEEE Transactions on Power Delivery*, (28:4); pp. 2194–2200.

Deutsche Energie-Agentur (DNA). (2010). “DNA Grid Study II—Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015–2020 with an Outlook to 2025. Summary of the Main Results by the Project Steering Group.”

EDF R&D (2015). V. Silva, A. Burtin (2015). Technical and Economic Analysis of the European System with 60% RES, EDF Technical Report, June 2015. (in English and in French) - Available from:

[www.edf.fr/sites/default/files/Lot%203/CHERCHEURS/Portrait%20de%20chercheurs/summarystudyres.pdf](http://www.edf.fr/sites/default/files/Lot%203/CHERCHEURS/Portrait%20de%20chercheurs/summarystudyres.pdf)

S. Eftekharnajad, V. Vittal, G.T. Heydt, B. Keel, J. Loehr (2013). "Small signal stability assessment of power systems with increased penetration of photovoltaic generation: a case study," *IEEE Trans. Sust. Energy*, vol. 4, pp. 960-967, 2013.

EirGrid and SONI (2010). All island TSO facilitation of renewables studies, June 2010. Available: <http://www.eirgridgroup.com/library/>

EirGrid (2015). DSO programme. <http://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/>

Elliott, R.; Ellis, A.; Pourbeik, P.; Sanchez-Gasca, J.; Senthil, J.; Weber, J. (2015). “Generic photovoltaic system models for WECC - a status report,” *IEEE PES Power Energy Society General Meeting*, 2015, July 26-30, Denver, Colorado, USA, pp. 1–5.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). (2011). “Offshore Transmission Technology.” Available at:

[https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/entsoe/SDC/European\\_of\\_fshore\\_grid\\_-\\_Offshore\\_Technology\\_-\\_FINALversion.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/SDC/European_of_fshore_grid_-_Offshore_Technology_-_FINALversion.pdf)

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). (2014). “Ten-Year Network Development Plan 2014 (TYNDP 2014 Package).” Includes six Regional Investment Plans, one Ten-Year-Network-Development Plan, and one Scenario Outlook and Adequacy Forecast. Available at: <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2012/>. <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). (2016). “Ten-Year Network Development Plan 2016 – How did we improve (TYNDP 2016 Package).” Available at: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development->

plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx

ERGEG (2008). “Treatment of Electricity Losses by Network Operators”, ERGEG Position Paper for public consultation, Ref: E08-ENM-04-03, July 15, Brussels, Belgium, pp. 7-10.

Eto, J.; Undrill, H.; Mackin, J.; Daschmans, P.; Williams, R.; Haney, B. ... Coughlin, K. (2010). “Use of Frequency Response Metrics to Assess the Planning and Operating Requirements for Reliable Integration of Variable Renewable Generation.” Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory, Report LBNL-4142E.

EWEA (European Wind Energy Association). (2012). Technical note that for the public consultation on the ENTSO-E Network Code RfG, March.

Flynn, D.; Rather, Z.; Ardal, A.; D’Arco, S.; Hansen, A.D.; Cutululis, N.A.; Sorensen, P.; Estanqueiro, A.; Gomez, E.; Menemenlis, N.; Smith, C.; Wang, Y. (2017). “Technical impacts of high penetration levels of wind power on power system stability”, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, (6:2).

Fortmann, J.; Engelhardt, S.; Kretschmann, J.; Feltes, C.; Erlich, I. (2014). New Generic Model of DFG-Based Wind Turbines for RMS-Type Simulation. *IEEE Trans. Energy Convers.* (29); pp. 110–118.

Gautam, D; Vital, V.; Harbour, T. (2009). “Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems.” *IEEE Transactions on Power Systems.* (24:3); pp. 1426–1434.

[http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=4912364&contentType=Journals+%26+Magazines&searchField%3DSearch\\_All%26queryText%3Dgautam+vittal](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=4912364&contentType=Journals+%26+Magazines&searchField%3DSearch_All%26queryText%3Dgautam+vittal)

WWSIS (Western Wind and Solar Integration Study). (2010). “Western Wind and Solar Integration Study.” Prepared by GE Energy. NREL report SR-5500-47434, May 2010  
<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf>

Goksu, O.; Altin, M.; Fortmann, J.; Sorensen, P. (2016). Field validation of IEC 61400-27-1 wind generation type 3 model with plant power factor controller. *IEEE Trans. Energy Conversion*, Vol. 31(3), pp. 1170-1178.

Gustafson, M.W.; Baylor, J.S. (1989). “Approximating the System Losses Equation.” *IEEE Power Engineering Review*, (9:8); pp. 31-32.

Hansen, A.D., Hansen, L.H. (2006a). “Wind turbine concept market penetration over 10 years (1995–2004).” *Wind Energy*, (10:1); pp. 81–97

Hansen, A.D.; Sørensen, P.; Iov, F.; Blaabjerg, F. (2006b). “Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators”, *Renewable Energy* (31:7); 935-951.

Hansen, A.D. and Margaritis, I.D. (2014). Type IV Wind Turbine Model. DTU Wind Energy Heckmann, W.; Hamann, L.; Braun, M.; Barth, H.; Dasenbrock, J.; Chenjie, M.A.; ...

Scheidler, A. (2013). “Detailed analysis of network losses in a million customer distribution grid with high penetration of distributed generation.” *CIREN 2013 - 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, June 10-13, Stockholm, Sweden, pp. 1-4.

Honrubia-Escribano, A.; Martín-Martínez, S.; Estanqueiro, A.; Jiménez Buendía, F.; Gómez Lázaro, E. (2015). “Simplified wind turbine models for wind energy integration into power systems.” *Proc. Eur. Wind Energy Conf.*, November 17-20, Paris, France, p. 6.

- Honrubia-Escribano, A.; Lázaro, E. G.; Jiménez-Buendía, F.; Muljadi, E. (2016a). “Comparison of Standard Wind Turbine Models with Vendor Models for Power System Stability Analysis.” Proc. Eur. Wind Energy Conf. November 15-17, Vienna, Austria.
- Honrubia-Escribano, A.; Jiménez-Buendía, F.; Gómez-Lázaro, E.; Fortmann, J. (2016b). “Validation of Generic Models for Variable Speed Operation Wind Turbines Following the Recent Guidelines Issued by IEC 61400-27.” *Energies*, (9:12); 1048.
- Honrubia-Escribano, A.; Jiménez-Buendía, F.; Gómez-Lázaro, E.; Fortmann, J. (2017). “Field validation of a standard Type 3 wind turbine model for power system stability, according to the requirements imposed by IEC 61400-27-1”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/8006301/>
- Höflich et. al. (2012). “, B.; Richard, P.; Völer, J.; Rehtanz, C., Greve, M., Kays, J.; Noll, T. (2012). “Dena-Verteilnetzstudie - Ausbau-und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,” DENA, TU Dortmund, Germany.
- Ibanez, E.; Milligan, M. (2012). “Impact of Transmission on Resource Adequacy in Systems with Wind and Solar Power.” *NREL/CP-5500-53482*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- IEC (2015). 61400-27-1. *Electrical Simulation Models – Wind turbines*. Ed. 1.0.2015-02. Available at: <https://webstore.iec.ch/publication/21811>
- Kaempf, E.; Braun, M.; Stetz, T.; Abele, H.; Stepanescu S. (2015). “Reliable Controllable Reactive Power for the Extra High Voltage System by High Voltage Distributed Energy Resources”. *CSE Journal*, (002); pp. 14-29
- Knüppel, T.; Akhmatov, V.; Nielsen, J.N.; Jensen, K.H.; Dixon, A.; Østergaard, J. (2009). “On Small-Signal Stability of Wind Power System with Full-Load Converter Interfaced Wind Turbines.” *Am. Wind Energy Assoc. WINDPOWER Conf. & Exhibition*, May 4–7, Chicago, Illinois, USA.
- Koo, K.L; Emin, Z. (2016). “Comparative evaluation of power quality modelling approaches for offshore wind farms. RPG 2016 - 5<sup>th</sup> Int. Conf Renewable Power Generation, September 21-23, London, UK. Doi: 10.1049/cp.2016.0573.
- Kristoffersen, J.R.; Christiansen, P. (2003). “Horns Rev offshore windfarm: its main controller and remote control system”, *Wind Engineering*, (27:5); pp. 351–360.
- Lammert, G.; Pabón Ospina, L.D.; Pourbeik, P.; Fetzer, D.; Braun, M. (2016). “Implementation and Validation of WECC Generic Photovoltaic System Models in DIgSILENT PowerFactory.” *IEEE PES GM Power Energy Society General Meeting*, July 17-21, Boston, MA, USA, pp. 1–5.
- Lew, D.; G. Brinkman, E. Ibanez, A. Florita, M. Heaney, B. M. Hodge, M. Hummon, G. Stark, J. King, S. A. Lefton, N. Kumar, D. Agan, G. Jordan, S. Venkataraman. (2013). “The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2,” NREL Tech. Report NREL/TP-5500-55588. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55588.pdf>
- Marinopoulos, A.G.; Alexiadis, M.C.; Dokopoulos, P.S. (2011). “Energy losses in a distribution line with distributed generation based on stochastic power flow.” *Electric Power Systems Research*, (81:10), pp. 1986-1994, ISSN 0378-7796.
- Marten, F.; Diwold, K.; Löwer, L.; Faiella, L.; Hochloff, M.; Hansen, P.; Braun M. (2013).

“Analysis of a reactive power exchange between distribution and transmission grids.” IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES), November 14, Austria, Vienna

Matevosyan, J. (2006). “Wind power integration in power system with transmission bottlenecks.” PhD study, KTH, Sweden. Available at: <http://www.diva-portal.org/kth/theses/abstract.xsql?dbid=4108>.

Mather, B.; Ding, F. (2016). “Distribution-Connected PV’s Response to Voltage Sags at Transmission-Scale.” *2016 IEEE Photovoltaics Specialists Conference*, June 5-10, Portland, OR, USA.

Mather, B.; Shah, S.; Norris, B.L.; Dise, J.H.; Yu, L.; Paradis, D.; ... Broadwater, R. (2014). “NREL/SCE High Penetration PV Integration Project: FY13 Annual Report,” NREL Technical Report TP-5D00-61269. Available at: <https://www.osti.gov/scitech/biblio/1136232>

McMullan, L.; Horan, P.; Gallery, T.; Lewis, D.; Creighton, K. (2014). Medium-term dynamic studies for a large island power system with high levels of wind. *13th Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, November 11-13, Berlin, Germany.

Meegahapola, L.; Flynn, D. (2015). “Characterization of gas turbine lean-blowout during frequency excursions in power networks.” *IEEE Trans. Power Systems*, (30:4), pp. 1877-1887.

Miller, N.W.; Shao, M.; Pajic, S.; D’Aquila, R. (2014). “Western Wind and Solar Integration Study Phase 3 – Frequency Response and Transient Stability,” NREL Subcontractor Report – NREL/SR-5D00-62906. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62906.pdf>.

Miller, N.; Shao, M.; Venkataraman, S. (2011). “CAISO Frequency Response Study.” *GE Energy*, Schenectady, NY, USA. Available at: <https://www.aiso.com/Documents/Report-FrequencyResponseStudy.pdf>

NERC (North American Electric Reliability Corporation). (2009). “Special Report: Accommodating High Levels of Variable Generation.” Princeton, NJ: NERC [www.nerc.com](http://www.nerc.com).

NSCOGI The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative. (2012). North Seas Grid Study. Available at [http://www.benelux.int/files/1414/0923/4478/North\\_Seas\\_Grid\\_Study.pdf](http://www.benelux.int/files/1414/0923/4478/North_Seas_Grid_Study.pdf)

J. O’Sullivan, A. Rogers, D. Flynn, P. Smith, A. Mullane, M. O’Malley. (2014). “Studying the maximum instantaneous non-synchronous generation in an island system – frequency stability challenges in Ireland”, *IEEE Trans. Power Systems*, 2014, Vol. 29(6), pp. 2943-2951

PROMOTioN (Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks) project – More information available at: <https://www.promotion-offshore.net/>

J. Quintero, V. Vittal, G.T. Heydt, H. Zhang, "The impact of increased penetration of converter control-based generators on power system modes of oscillation," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 29, pp. 2248-2256, 2014

Rao, P.S.N.; Deekshit, R. (2006). “Energy loss estimation in distribution feeders.” *IEEE Transactions on Power Delivery*, (21:3), pp. 1092-1100.

Rather, Z.H.; Flynn, D. (2017). “Impact of voltage dip induced delayed active power recovery on wind integrated power systems”, *Control Engineering Practice*, (61); pp. 124-133.

- Rawn, B.G.; Gibescu, M.; Kling, W.L. (2010). “Kinetic Energy from Distributed Wind Farms: Technical Potential and Implications.” *Proc. Innovative Smart Grid Technologies Europe*, October 11-13, Gothenburg, Sweden.
- Reno, M.J.; Deboever, J.; Mather, B. (2017). “Motivation and Requirements for Quasi-Static Time-Series (QSTS) for Distribution System Analysis,” *Proc. IEEE PES Power & Energy Society General Meeting*, July 16-20, Chicago, IL, USA.
- Ruttledge, L.; Miller, N.; O’Sullivan, J.; Flynn, D. (2012). “Frequency Response of Power Systems with Variable Speed Wind Turbines.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (3:4); pp. 683–691.
- Ruttledge, L.; Flynn, D. (2016). “Emulated inertial response from wind turbines: gain scheduling and resource coordination”, *IEEE Trans. Power Systems*, (31:5); pp. 3747-3755.
- Rylander, M.; J. Smith. (2012). “Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV.” EPRI Report 1026640.
- Rylander, M.; J. Smith, W. Sunderman. (2015). “Streamlined Method for Determining Distribution System Hosting Capacity.” *IEEE Rural Electric Power Conf.* April 19-21, Asheville, NC, USA.
- Sakamuri, J.N.; Altin, M.; Hansen, A.D.; Cutululis, N.A. (2017). ”Coordinated frequency control from offshore wind power plants connected to multi terminal DC system considering wind speed variation”. *IET Renewable Power Generation*, (11:8); 1226-1236. Doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0433
- Scheidler, A.; L. Thurner, M. Braun (2018), “Heuristic Optimization for Automated Distribution System Planning in Network Integration Studies, *IET Renewable Power Generation*” (accepted), Available at <https://arxiv.org/abs/1711.03331>
- Scheidler, A.; Thurner, L.; Kraiczy, M.; Braun, M. (2016). “Automated Grid Planning for Distribution Grids with Increasing PV Penetration.” 6th Solar Integration Workshop, November 14-15, Vienna, Austria.
- Seguin, R.; Woyak, J.; Costyk, D.; Hambrick, J.; Mather, B. (2016). “High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers,” NREL Technical Report TP-5D00-63114. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/63114.pdf>
- Shulgin, I.V.; Gerasimenko, A.A.; Quan Zhou, S. (2012). “Modified stochastic estimation of load dependent energy losses in electric distribution networks. “*Int. J. Electrical Power & Energy Systems*, (43:1); pp. 325-332, ISSN 0142-0615.
- Smith, J.C.; Osborn, D.; Zavadil, R.; Lasher, W.; Gómez-Lázaro, E.; Estanqueiro, A.; ... Dale, L. (2012). “Transmission planning for wind energy in the United States and Europe: status and prospects.” *WIRES Energy Environ.* (2); pp. 1–13. Doi: 10.1002/wene.8.
- Sørensen, P.; Andersen, B.; Fortmann, J.; Johansen, K.; Pourbeik, P. (2011). “Overview, Status and Outline of the New IEC 61400-27- Electrical Simulation Models for Wind Power Generation.” *Proc. 10th Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as Well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, October 25–26, Aarhus, Denmark, pp. 6.
- Sørensen, P.; Andersen, B.; Bech, J.; Fortmann, J.; Pourbeik, P. (2012). Progress in IEC

61400-27. Electrical Simulation Models for Wind Power Generation. In Proceedings of the 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as Well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Lisbon, Portugal, 13–15 November 2012

Sørensen, P.; Andresen, B.; Fortmann, J.; Pourbeik, P. (2013). “Modular structure of wind turbine models in IEC 61400-27-1.” IEEE PES Power and Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, Canada, July 21–25, pp. 1–5.

Sørensen, P.; Fortmann, J.; Jiménez Buendía, F.; Bech, J.; Morales, A.; Ivanov, C. (2014). “Final Draft International Standard IEC 61400-27-1.” Electrical simulation models of wind turbines. *Proc. 13th Int. Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, Berlin, Germany, November 11–13, pp. 5.

Tande, J.O.; Uhlen, K. (2004). “Cost analysis case study of grid integration of larger wind farms.” *Wind Engineering*, (28:3); pp. 265–273.

Thurner L., Scheidler A., Schäfer F. et al, (2018). “[pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power System](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021)’s, IEEE Transactions on Power Systems, [DOI:10.1109/TPWRS.2018.2829021](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021), 2018.

van der Meer, A.A.; Hendriks, R.L.; Kling, W.L. (2009). “A Survey of Fast Power Reduction Methods for VSC Connected Wind Power Plants Consisting of Different Turbine Types.” *2nd EPE Wind Energy Chapter Seminar*, KTH, April 23–24, Stockholm, Sweden.

van der Meer, A.A.; Hendriks, R.L.; Kling, W.L. (2010). “Combined Stability and Electro-Magnetic Transients Simulation of Offshore Wind Power Connected Through Multi-Terminal VSC-HVDC.” *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 25–29, Minneapolis, Minn. USA.

WECC (2012) Composite Load Model for Dynamic Simulations. Western Electricity Coordinating Council, June 2012

WECC REMTF. (2014). “WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide.” Western Electricity Coordinating Council. Available at <https://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf>

WECC REMTF and LMTF. (2015). “WECC Specifications for Modeling Distributed Generation in Power Flow and Dynamics.” Western Electricity Coordinating Council. Available at <https://www.wecc.biz/Reliability/WECC-Solar-PV-Dynamic-Model-Specification-September-2012.pdf>

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke) (2000). “Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren - Step-by-step”, M-23/2000, 30.06.2000.

Wang, H.; Kraiczy, M.; Wende, V.; Berg, S.; Kämpf, E; Ernst, B.; Braun, M. (2017). “Reactive Power Coordination Strategies with Distributed Generators in Distribution Networks”, 1st Int. Conf. on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India, September 6-8, New Delhi, India

Vittal, E.; O’Malley, M.; Keane, A. (2010). “A Steady-State Voltage Stability Analysis of

Power Systems with High Penetrations of Wind.” *IEEE Transactions on Power Systems* (25:1); pp. 433–442.

Vrana, T.K.; Aas, E.S.; Reigstad, T.I.; Mo, O. (2012). “Impact of Present and Future HVDC Links on the Nordic Power Grid”. AC and DC Power Transmission Conference, May 28-29, Beijing, China. Available at <http://ieeexplore.ieee.org/document/7934985/>

Miller, N.W.; Shao, M.; Pajic, S.; D’Aquila, R. (2014). “Western Wind and Solar Integration Study Phase 3 – Frequency Response and Transient Stability,” NREL Subcontractor Report – NREL/SR-5D00-62906. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62906.pdf>

Val Escudero, M.; Emin, Z.; Lietz, G.; Flytkjaer Jensen, C. (2017). Network modelling for harmonic studies – Status report of CIGRE JWG C4/B4.38. *CIGRE Symposium*, June 2017, Dublin

Zhao, H., Wu, Q., Margaris, I., Bech, J., Sørensen, P.E. and Andresen, B. (2015), 'Implementation and Validation of IEC Generic Type 1A Wind Turbine Generator Model' *International Transactions on Electrical Energy System*, vol 25, no. 9, pp. 1804–1813. DOI: 10.1002/etep.1931



## 7 結果の解析と提示

*Hannele Holttinen, Lennart Söder, Michael Milligan, Juha Kiviluoma, Ana Estanqueiro*

電力システムになんらかの変更がある場合、この変更は他の構成要素に影響を及ぼすことになる。これは、新たな負荷、システム内の新たな送電線、他のエリアへの新たな連系、多様な種類の新たな発電所などが関係する。例えば、隣接するエリアに新たな送電線が建設された場合、これは予備力、電圧レベル、他の発電所の経済性等に影響を及ぼすと考えられる。全体像を把握するためには、システムのあらゆる変更について統合検討を実行する必要がある。ここでは、主に風力・太陽光発電の統合の特定のケースについて説明するが、同じ方法でシステム内の異なる変更を調査することもできる。風力・太陽光発電を他の投資と比較する場合、代替手段についても統合検討を行う必要がある。

シミュレーション結果を分析する場合、最初的前提条件を再考することを含め、フローチャートの最初の段階(図 18)に戻ることができる。風力・太陽光発電の影響を管理するのが難しかったりコストがかかることが判明した場合は、運用方法の柔軟性を高める必要がある。これは、風力・太陽光発電統合検討の目的と選択された主な設定が結果に決定的な影響を与えるため、結果の基礎として選択された主な設定とポートフォリオの重要性が強調される。

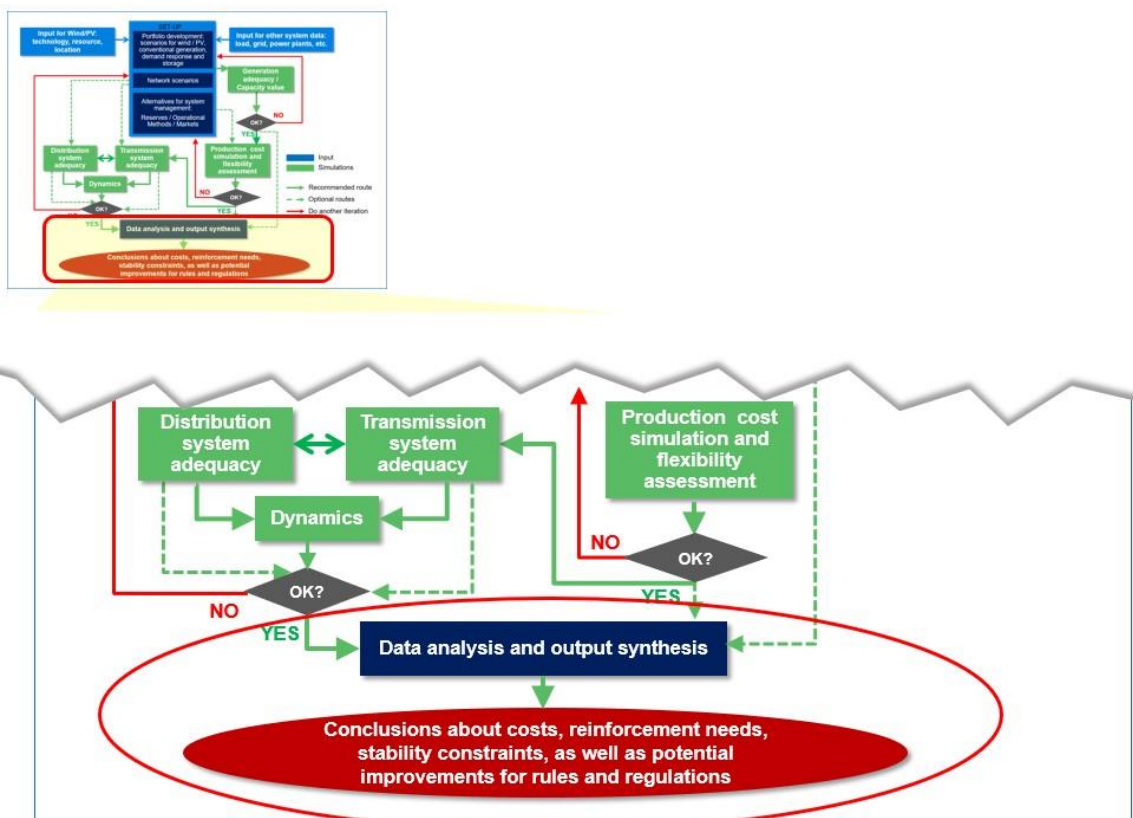


図 18. 風力・太陽光発電統合検討の構成要素：データ解析と出力合成

隣接エリアへの送電、発電、需要設備などの柔軟性を可能にする手段へのアクセス

に関する主な前提条件は、解析結果に影響を与える。発電所やデマンドサイドの技術的柔軟性とシステム運用管理の運用上の柔軟性の両者が、将来のシステムでは変わることがある。より高い導入率では、予備力の割り当て等、計画と運用に利用される方法とツールを適応させる必要がある。風力・太陽光発電の統合を成功させることは、電力システムの運用を従来の方法から変えることを意味する。エネルギーシステムの統合(熱部門と運輸部門からの電力供給や P2G(電力から再生可能エネルギーによるガスへ転換)の選択肢)も、新しい柔軟性の可能性をもたらすと考えられる。

異なる手法の結果を比較することは難しい。他の検討で使用されている指標を使用して結果を提示し、風力・太陽光発電の導入率や電力システムの大きさ、選択した方法論に関連する全ての仮定と制限を提示することが重要である(Holtinen et al. 2009; Holtinen et al. 2013)。統合検討の結果は、作成された前提条件および推定の弱点を念頭に置いて詳細に議論する必要がある。

本節は、統合コストを決定する際の課題に関する一般的な説明から始まる。送配電損失やシステムの混雑状況、システム増強の必要性に対する風力・太陽光発電の影響については、第 7.2 節で説明する。従来型発電所の出力の変動や運用を含め、電力システムの需給調整への影響については、第 7.3 節で説明する。統合検討における風力と太陽光の主な違いは、第 7.4 節で解説する。前提条件における制限の一覧で結果を提示する方法については、第 7.5 節で説明する。

## 7.1 コストと便益の比較

多くの検討は、統合コストを推計することを目的としている。統合コストの概念は広く合意されているが、厳密に定義することはできない。実際には、システムコストをさまざまな電源に正確に割り当てることは不可能ではないにしても難しい。

統合コストの概念はいくつかの方法で適用されており、風力・太陽光発電の変動性と不確実性に対応するシステムに必要なコストを指すことが多い。このコストは、運転予備力の利用の増加と、システムの需給バランスを維持するために利用される需給調整(市場)で構成される。新たに発電所を設置して既存のシステムに接続するためのコスト(資本コスト)は統合コストには含まれない。風力・太陽光発電を既存の送配電網に接続する以上に、送配電網の拡張または増強が必要になる場合があり、一部の検討では、送配電網の増強コストは統合コストの一部とみなされる。

統合コストの基本的な定義から、以下の結論が得られる。

- 統合コストは、原則として、すべての電力システムへの投資(例えば、発電所あるいは送配電網の拡張)について計算できることが望ましい。新規のベースロード電源やより高い新たな事故レベル等、他の種類の発電所による統合コストの発生例は、Milligan (2011)によって示されている。Stark (2015)では、風力・太陽光発電に加えて、電力システムのさまざまな側面の統合コストのための一貫した枠組みを構築している(Stark 2015)。
- 統合コストは、置き換えられたり残存するシステムの電源構成や運用コストに関わる前提条件によって決まる。設置された風力・太陽光発電の導入率が上昇する間、既存および新規の発電所の両者の構成は、風力・太陽光発電をコスト

効率の高い方法で統合するシステムの能力に重大な影響を与える。同様に、送電網の構成や潜在的な拡張性は、運用手順とともに、結果に重大な影響を与えることがある。

風力・太陽光発電の増加とともに、電力システムの送電容量と需給調整力の供給源の必要性は増加すると考えられる。風力・太陽光発電の統合検討で通常用いられる取り組みは、発電コストを考慮した後、システムコストの増分を定量化することである。風力・太陽光統合による変動性と不確実性のコストを抽出することは難しいが、風力・太陽光がない場合と風力・太陽光がある場合の両者の総運用コストを評価することは比較的単純であり、これらを比較することができる。一度にひとつずつ入力する(PINT)方式、または一度にひとつずつ出力する(TOOT)方式を試みることができる(ENTSO-E 2016)。ここでの課題は、風力・太陽光に起因するコストのみを抽出できるように、風力・太陽光がないケースをどのように選択するかにある。風力・太陽光発電によって引き起こされる送電コストの場合(ラジアル接続の場合を除く)、新規の送電は通常、この電源を接続する便益に加え信頼度の便益をもたらすため、この送電コストを風力・太陽光だけに割り当てるのは正確ではない。送電網開発プロジェクトの費用便益分析のための ENTSO-E ガイドライン(CBA 2.0)は、この課題に対処している(ENTSO-E2015)。

風力・太陽光発電の統合コストは、発電コスト(均等化発電原価(LCOE))や風力・太陽光発電の市場価値、他の電源種の統合コスト等と比較する必要がある。風力・太陽光発電の容量を異なるエリア間で公正に比較するためには、原則として、システム信頼度は同じであることが望ましいが、二酸化炭素排出量も一般的なレベルであるか、少なくとも CO<sub>2</sub> 排出コストを考慮に入れることが望ましい。風力・太陽光発電の容量価値は、必要な総設備容量を計算するときを考慮することができる。

また、年間の風力・太陽光発電の価値は重要な情報である。これを行うひとつの方法は、市場(スポット市場)で支払われる風力または太陽光(代替を除く)の加重平均価格を計算することである。例えば、需要によって支払われる加重平均市場価格と比較して高い場合は、「好ましい統合」の尺度となり、その逆も同様である。

今後の送配電網拡張のためのさまざまな代替案を検討する場合は、経済性や信頼度、セキュリティ、環境の観点からの総合的な性能を検討する必要がある。これら全ての側面からの同じ要件を比較する必要がある。費用便益分析を行ない、風力・太陽光発電の総コストと便益は、資本コストと運用コストを含む他の電源および送電の選択肢と比較することができる。これらの費用便益の比較は、厳密に定義できない風力・太陽光の統合コストの推計よりも望ましいものである。

## 7.2 送配電網への影響：損失、混雑状況、増強の必要性

送配電損失およびシステムの混雑に対する風力・太陽光発電の影響は、場合によっては重大になる場合があり、評価する必要がある。風力・太陽光発電の増加による送配電網の利用の変化は、電力の損失の増減や混雑状況の変化をもたらす。地点によっては、風力・太陽光発電が混雑を減らすのに最適な場合があるが、別の地点では混雑がより頻繁に発生する。

限られた数の時間断面の負荷や電源の状況に対して一般に用いられる詳細計算手法

では、負荷や他の電源に対する風力・太陽光発電所の立地による送配電損失や混雑の状況の増減を示すことができる。完全な推定には、特定の負荷レベルが発生する頻度を評価し、事例の大部分を模擬することが必要とされる。年間を通じた方法の例は Ciupuliga et al. (2012)に見ることができ、1時間ごとの分解能で1年以上調べることで、負荷と電源の多くの組み合わせを検討することができる。

潮流シミュレーションの結果(第 6.2 節、6.4 節参照)によって、送電線増強の必要性が明らかにされる。風力・太陽光発電の統合に関連して送電アダプターの必要性が1年のうちごく一部でしか懸念されない場合、送電容量を増やすために、例えば出力抑制や、再給電、動的送電線定格、接続状態の変更等を用いて送配電網投資を延期できる可能性がある。また、FACTS 設備または VSC-HVDC またはデマンドレスポンスを利用した協調制御を使用できる。これらの解析には、より多くの時間断面のシミュレーションが必要である。

送電コストは、風力・太陽光発電を統合した場合の送電網における追加コストである。全ての追加コストか、追加コストの一部のみが風力・太陽光発電に割り当てられる。送電網増強や新設の送電線は、他の消費者や発電事業者にも便益をもたらすことがよくある。または、信頼度の向上や取引の増加といった多くの目的に利用することができる。(放射接続の場合を除いて)特定の電源に送電コストを割り当てる際の難しさの例としては、新規の送電線は通常、当該電源を接続する便益以上の信頼度の便益をもたらすことが挙げられる。

風力・太陽光発電による送電網増強の必要性に対するコスト(例えば風力・太陽光の容量または発電電力あたりの金額)を評価する際、地点の数の多さや時間固有の条件により、発電所別または国別に直接比較することはできない。送電網増強の必要性とコストは、負荷と送電網インフラに対する風力・太陽光発電所の設置場所によって異なると考えられる。さらに、コストは、電源が接続された際の「システム状況」によって異なる。同じ風力・太陽光発電所を異なる時間に接続すると、異なるシステム増強コストが発生する可能性がある。さらに、システム増強コスト(\$/MW)は継続的ではなく、一回きりの非常に高コストな増強となることもある。送電対策の費用便益分析では、送電損失とシステムの混雑状況に対する風力・太陽光発電の正または負の影響も考慮に入れる必要がある。風力・太陽光を含む送電網の経済計画では、全体像(費用便益分析を伴う 8,760 時間の電力潮流)を把握する必要がある。

### 7.3 火力機と需給調整に対する風力・太陽光発電の影響

需給調整関連の影響は、予備力要件への影響(第 3.3 節「予備力の割当」参照)と発電コストシミュレーション(UCED、第 5.1 節「発電コストのシミュレーション」参照)から得られる運用上の影響である。

- 燃料の使用低減によるシステム運用コストと排出量の削減による正の影響
- 従来型発電機の運転時間短縮
- 効率低下による火力発電所のコスト(\$/MWh)増加
- サイクリングコスト(起動コストや損耗や信頼度の低下を伴う出力増減コストを含む)
- 出力変化機能(第 5.2 節「柔軟性評価」参照)

電力システムにおいて風力・太陽光の導入率が上昇すると、原子力や石炭、ガス、石油、水力発電所等、他の種類の発電所に重大な影響を与え、この影響は、市場の影響と物理的影響の2つのカテゴリーに分類できる。市場の影響は、風力・太陽光発電のほぼゼロの限界コストにより、またはメリット・オーダーで他の電源を置き換えて「優先的に」給電される効果により電力価格の押し下げが発生する。この「メリット・オーダー効果」は文献に詳しく記載されており、産業界に大きな議論を引き起こしている。その理由は、その結果のひとつが電力市場からの収益の減少であり、風力・太陽光発電を含む全ての電源の収益が減少するためである(Munksgaard and Morthorst 2008 ; Göransson and Jonsson 2011)。この影響は、他の電源の運転時間の短縮という物理的な影響と相まって、起動や出力変化が増えるとともに収益を悪化させる(Troy et al. 2010)。

中程度から高程度の風力・太陽光発電導入率では、従来型電源群にサイクリングの影響を引き起こすことがある。これらの影響には、起動停止、およびより頻繁で急な出力変化が含まれる。これは、最適な条件以下での運転だけでなく、損耗の増加や保守を増やす必要性を引き起こす可能性がある。結果として、サイクリングコストの増加につながる可能性がある。サイクリングコストの推計は非常に難しく、多くの議論と解析の対象となっており(Lefton 2004)、システム全体のコストへの影響が推計され、軽減戦略が提案されている(Troy et al. 2012; Lew et al. 2012a and 2012b)。利用可能なデータがある場合、統合検討ではこれを考慮に入れる必要がある。

発電コストシミュレーションの出力が風力・太陽光発電統合に関連するコストを表現できるように、ポートフォリオ開発段階で前提条件を設定することは、簡単ではない(第3.1節「電源ポートフォリオと送電シナリオ」参照)。基本的に、コストを差し引き、風力・太陽光統合コストの置き換えられるようにするために、2つのシミュレーションを実行することになる。

風力・太陽光発電により電力システムの総コストが増加する可能性がある。しかし風力・太陽光発電の利用により電力システムの運用コストが削減されることになる。これは、運用コストの大部分が燃料コストによるもので、化石燃料の利用が風力・太陽光発電によって置き換えられるためである。同時に、排出によるコストも削減される。その場合、統合コストは、実際には、風力・太陽光発電によってもたらされる変動性の増加に伴うシステム運用コストに対する運用コスト削減が持つ完全なクレジットの差になる。

変動性のコストを把握するには、ひとつには平坦な風力・太陽光出力でのシミュレーションと変化する風力・太陽光出力と比較することが挙げられる(EnerNex 2006; Meibom and Weber 2009)。ただし、模擬された2つのケースによって、変動コストだけでなく他のコストにも変化が生じると考えられるため、この方法にはいくつかの注意点がある(Milligan and Kirby 2009)。また、相対契約の存在によって、発電コストの計算が必ずしも適切な電力システムの受益者を示すとは限らず、相対契約の情報を入手するのは難しい場合がある。

別の方法としては、風力・太陽光発電の統合コストではなく、さまざまなポートフォリオの総コストと便益を把握する評価が挙げられる(風力発電の例は AIGS 2008 で参照可能)。風力・太陽光発電の容量が異なる電源構成のさまざまなポートフォリオ

は、発電計画モデルと実態調査を用いて構築する必要がある。

運用コストの増加を見積もる場合、市場コストが見積もられているのか、結果が電力システムの技術コストを参照しているのかを確認することが重要である。技術コストは発電所が実際に目にするコストの増加である一方、市場コストには、さらなる柔軟性をもたらず発電事業者への利益が含まれることがある。これはつまり、市場コストにはある主体から別の主体への金の移動が含まれるが、技術コストはシステム全体のコストを意味する。これまでのほとんどの検討は、風力・太陽光発電を電力システムに統合するための統合コストに集中してきており、費用便益分析の検討も出始めている。風力・太陽光発電を電力システムに追加する場合の便益は、化石燃料が風力・太陽光発電に置き換えられて、総運用コストと排出量を削減できることである。

諸検討は、単純な影響とコストの推計から始まり、価値およびコストや柔軟性などを可能にする多様な要素を含むように進化している。電力貯蔵は、風力・太陽光発電のより高い導入率を可能にする柔軟性供給源として浮上しており、そのため、これが分析に含まれる。全体として、検討の時間スケールにおいて重要な柔軟性の形態を考える必要があり、そこでは柔軟性のコストを考慮する必要がある。電力貯蔵によって、シミュレーションに不確実性と複雑さの更なるレイヤーがもたらされることになる。

予備力への風力・太陽光発電の影響について：

- 一部の検討では、新たな予備力を得ることによる運用コストの増加の算定が目標となる。これは通常、追加された予備力を含む、あるいは含まない 2 つの発電シミュレーションを実施し両者の発電コストの差から計算できる。
- 風力・太陽光発電に起因する予備力の必要性の増加は、従来型発電機によって賄われる。従来型発電機は、風力・太陽光がない場合には電力を供給するために利用され、風力・太陽光がある場合には出力は減るがより多くの予備力を供給する。これは重要な違いであり、この基本原則を理解しないと、誤った主張につながる可能性がある。風力・太陽光発電の出力が増加するときは、他の発電ユニットの出力を落とし、必要に応じて予備力を上げる必要がある。
- 風力・太陽光発電の統合検討によって、予備力を供給するための複数の代替手段を調べることができる。予備力は通常、既存の柔軟性のある電源が提供する。さらに、増加した予備力必要量の一部は、並列していない供給源や市場プロダクトが生み出す場合があり、デマンドレスポンスや電力貯蔵の選択肢も含まれる。これらの可能性は、市場の時間幅や、市場閉場時間、入札の大きさ、利用可能性における変化など、制度的枠組みの将来の変化を含めて調査する必要がある。
- 風力・太陽光発電所は通常、出力の下げ調整を行うことができるため、風力・太陽光発電所が予備力を供給する能力も考慮に入れる必要がある。風力・太陽光発電の導入率が大きくなると、出力抑制が行われる場合がある。部分出力モードでの運転では上げと下げの両方の調整を供給することができ、風力・太陽光発電所からの予備力を供給する可能性が開かれる。

最大需要時のシステムアデカシーを反映して、より長い時間スケールでの需給調整

に関しては、風力・太陽光発電の容量価値が重要な計算の対象となる。風力発電の容量価値は、従来型発電所よりも低くなる。これは通常、最大負荷状況のときに出力される平均電力に近く、風力発電の導入率が高くなると減少することになる(Holtinen et al. 2009)。太陽光発電の場合、1日の電力量は5～19時のみに分布している(季節や地点によって異なる)。発電がより少ない時間に集中すると、総容量が増加しても、ほとんどの地点で風力発電の容量価値の増分よりも速いスピードで太陽光発電の容量価値の増分が減少する。特に低い導入率の時に風力発電の容量が増加すると、総じて風力発電が全体的に平滑される傾向がある。一次的には、これは太陽光発電の容量の増分よりも、ピーク容量の時刻での容量比率が大きくなる傾向がある(Madaeni et al. 2012)。

一部の検討では、統合コストとして風力発電の容量コストを扱っている。これは論議を呼ぶ考え方であり、広くは受け入れられていない。風力発電の容量価値は、他の多くの種類の電源(定格容量の最大90%以上の範囲)と比較すると、比較的低い(定格容量の5～40%の範囲)。この考え方の支持者は、風力発電の低い容量価値を補うために新たな発電もシステムに追加しなくてはならないため、風力発電を追加するとシステムコストがかかると主張している。

例えば、風力発電所の容量価値が20%で、ベンチマークユニットが90%の場合、容量価値を実現できる燃焼タービン等の容量資源によって、この70%の差を供給する必要がある。ただし、この解析では、2つの選択肢を電力量が等価の電源で比較する必要がある。もうひとつ重要なことは、このバックアップ容量のコストであり、これは、風が吹かない限り、重要で欠かせない最大負荷時間にのみ利用される。Söder and Amelin (2008)では、この方式を採用した場合、オープンサイクルガスタービンまたは同様のピーク用容量が最も適切なベンチマークとなるとされている。さらに、風力発電は、容量資源ではなく、電力源として、システムに追加される場合がある。そのため、風力発電および一緒に組み合わせる発電機の効果的な貢献を最大90%の容量価値にするために、追加的な容量は不要となる場合がある。

この見解に対する反対者は、電源がこれまでに持ち合わせていない特性を提供する責任を負うことは、たとえあったとしても、めったにないと主張する。例えば、ベースロード運転用に設計されたほとんどの発電所は、電力システムを確実に運用するために必要な出力調整とサイクル運転をできないか、しようとならない。一部のユニットは、もうひとつの必要なサービスである自動発電制御(AGC)を提供できない。これらのユニットはまだ、電力システムにAGCを提供する責任を負っていない(Milligan et al. 2012)。電力システムにはアンシラリーサービスが必要だが、全ての発電所が全てのサービスを提供する必要があるわけではない。

容量への投資と運用コストの両者を含む、さまざまな将来の電力システムの総コストを比較することで、コストの全体像がわかり、比較が容易になる。

#### 7.4 統合検討における風力発電と太陽光発電の主な違い

データの分解能：データの空間的および時間的分解能は、検討の意図された目標やシステムシミュレーションで用いる分解能に一致させる必要がある。比較的小さな地域でも風力の出力はより異なるため、風力データセットの空間的分解能は太陽光の分解能より高くする必要がある。ただし、太陽光資源の時間分解能は、関連する

物理的プロセス(雲等)の速度によっては、風力よりも高くする必要がある。とはいえ、これらはエリアの大きさによってさまざまであると考えられる(風の乱流は、より小さなエリアでは速くなる可能性がある)。

必要なデータの年数(年による差異)：稀ではあるが重要な資源に起因する事象(つまり、広いエリアにおける動きの速い前線)は、太陽光よりも風の方が予測しにくい。統合検討では、この事象の影響を適切に把握するために、より長い期間を含める必要があることがある。

測定データとシミュレーションデータ：太陽光では、衛星データと NWP データの利用がより容易である。太陽光予測データのシミュレーションには、太陽光発電出力の「晴天」パターンが使用されることが多い。これは、統合検討における短期(1時間先)予測に影響を与えることがある。風力の検討はしばしば持続モデルが使われるが、先験的に知られている毎日のパターンとしては、修正された「曇りの持続モデル」を太陽光発電に採用する必要がある。

風力・太陽光発電所の可制御性：太陽電池は、より小さな容量で設置されることが多く、風力発電よりも低い電圧階級でより分散して接続される傾向にある。このため、通常、リアルタイムの測定データ取得が複雑になり(出力の変化の可観測性が低い)、必要に応じてシステム運用者が出力制御をする可能性も高い。これにより、正味の負荷形状のみを変更する分散型太陽光発電とシステム運用者が出力抑制または予備力の目的で制御できる事業用規模の太陽光発電の2つのカテゴリーの太陽光発電の検討が行われる。これは、小規模な風力発電プロジェクトにも当てはまる。ただし、新たな風力発電所は通常、配電網または送電網でより高い電圧階級に接続され、システム運用者が監視制御できることが多い。

太陽光発電の毎日のパターンによって、システム内で新たな柔軟性が必要性が明確に定められる時間が発生する。太陽光発電が増加するにつれて午前中に下げ調整の容量の必要性が増え、太陽光発電が低下するにつれて夕方に上げ調整の容量の必要性が増える。これらのパターンは予測できるため、動的な柔軟性予備力の必要性などの優れた運用方法によって、経済性および信頼度への影響を軽減できる。

風力発電は1日中どの時間帯でも発電できる可能性があるが、太陽光発電の出力は明確な毎日の傾向に従って、発電は日中のみ発生する。これによって、午前中と夕方の出力増減の必要性、システム慣性予測の必要性の把握、システム内の発電所の位置、容量価値の計算、予想される出力抑制のタイミングと量など、多くの側面が影響される。

同じ気象プロセスが風力、太陽光発電、および負荷を変動させるため、相互作用と時間的相関を確実に捉えるには、このデータの等時性が重要である。計測データが現在存在しない将来のサイトのデータを模擬する場合、これらのデータセットは、同じ数値天気予報(NWP)モデルを実行して生成するのが最善である。これによって大気物理現象が両電源種で等時性を持つようになり、等時性のない時系列作成方法によるデータで生じる可能性のある誤った出力変化を避けることができる。

## 7.5 結果の提示方法



特定の検討の結果を評価するためには、シミュレーション手法だけでなく検討設定も考えることが重要である。さまざまな検討から結果を比較する場合、その結果をもたらした方法とデータを理解することが不可欠である。異なるシステムには変動性電源を統合するための異なる出発点や能力があるため、異なるシステムとの比較も注意して行うことが望ましい。統合検討の結果を従来の検討と比較することは、検討に関するいくつかの基本的な事項が報告されている場合、より容易となる。

結果だけではなく、以下も報告することを推奨する。

- **検討された風力・太陽光発電の導入率**：風力・太陽光発電の導入率は、さまざまな方法で表すことができる。総需要(電力)の比率としての風力・太陽光発電、あるいは最大負荷(容量)の比率としての風力・太陽光発電容量のいずれかの電力量または容量の指標がよく使用される。しかし、国際連系が効率的なシステム運用の鍵となることが多いため、これらの方法は近隣諸国との連系容量の存在を無視している。特に、風力・太陽光発電の出力が高く負荷が低い場合、越境送電容量を使って(過剰な)発電の輸出することで送電レベルの運用上の制約を軽減できる可能性がある。そのため、風力・太陽光容量の観点から、最低負荷と連系線容量の合計の比率で風力・太陽光導入率を表すことが適切である。
- **電力システムの規模と一般的な特性**：ピーク負荷によるシステムの規模と、火力・水力が支配的、柔軟性があるユニットまたは柔軟性のないユニットの量などの一般的な特性。
- **風力・太陽光発電の追加方法**：風力・太陽光がある場合とない場合のシナリオの違いは何か。
- **柔軟性、連系、運用方法に関する基本的な前提条件**：風力・太陽光の出力抑制に関する結果は、電力システムに柔軟性がないことを示している。検討に入力する全ての柔軟性に関連する情報は、この結果に影響を与えることになる。
- **手法およびシミュレーションツールの制約**：この報告書の推奨事項のチェックリストは、検討で利用された手法のベンチマークに利用できる。

風力・太陽光発電統合検討の多くは、必要な予備力(MW)の増加や送配電網増強の必要性の増加(さまざまな電圧階級での線路長)、統合コスト(\$/MWh, €/MWh)として推定される影響が示されている。検討の多くは、他の発電所や輸出のスケジュールへの影響や送電網の安定度への影響、電力のアデカシーへの影響など、より比較が難しい方法で結果が示されている。検討では、結果をさまざまな指標で表す。風力・太陽光発電の電力量あたり、または総消費電力量あたりの金銭的価値(消費者物価の上昇を反映)などである。追加損失をカバーするために必要な風力・太陽光出力の比率で示される場合もある。

必要予備力に関しては、動的で変化する予備力の必要性の結果を提示する単純な方法はない。ひとつの方式としては、持続曲線または平均予備力レベルを超える範囲として提示することであるが、このためには1年間以上のデータが利用可能であることが望ましい。

最終結果では、風力・太陽光発電の出力抑制について明確に言及することが役に立つ。風力・太陽光発電の正味の発電電力量が重要である。出力抑制の量は、例えば

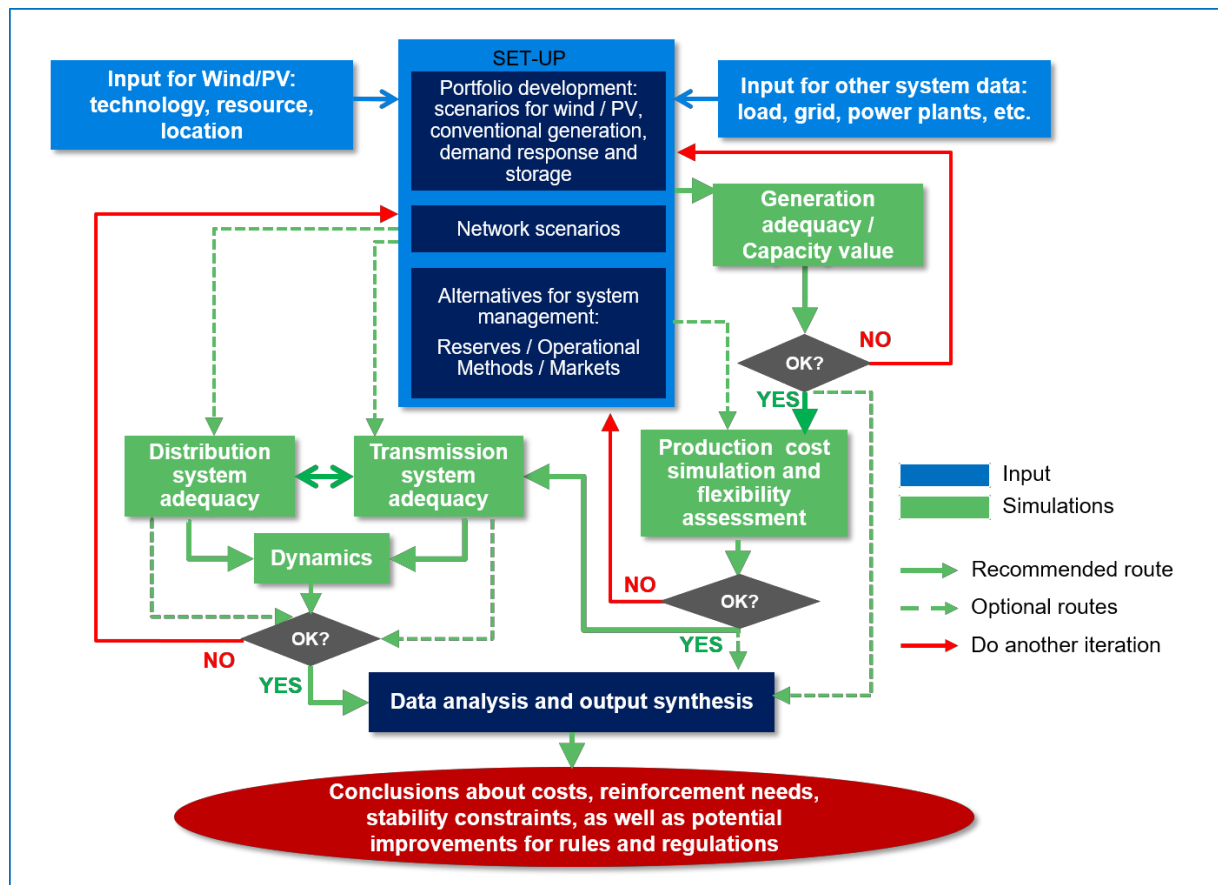
送電投資の意思決定に利用できる。

大規模な検討の結果を提示するための今までにない新しい方法は、大量の風力・太陽光による電力取引と負荷配分状況の変化を説明するのに非常に役立つ (Bloom et al. 2016)、[www.youtube.com/watch?v=jx9\\_4GNkblQ](http://www.youtube.com/watch?v=jx9_4GNkblQ) で視聴可能である。

## 7.6 前提条件による検討の限界

検討の結果は、入力データとともに、前提条件とモデル化の枠組みに依存する。シミュレーションの理想的な方法論は、考えられる全ての市場とシステムの動的な側面を考慮に入れ、小さな時間幅(1秒未満)で数年をカバーすることを意味する。シミュレーションツールはこの方向に発展しているが、これは実際には不可能である。その限界は、シミュレーションの手法や、システム運用を模擬する際に作成する前提条件から生じる。重要な課題は、より大量の風力・太陽光発電が導入される場合の将来のシステムにおけるユニットと負荷および価格に関する基本シナリオに不確実性があることである。結論を出すときは、選択した前提条件の結果を考慮することが重要である。全ての風力・太陽光発電の統合検討に同じ目的があるわけではないため、目的に基づく前提条件に違いがある場合がある。

検討の設定によって限界が生じる場合もある。例えば、風力・太陽光発電があるシステムとないシステムを同じ状態で比較すると、(限界コストで設定した)価格は風力・太陽光発電があるシステムのほうが低くなることになる。これは、風力・太陽光発電の導入率が高い場合には、限界費用が最も高いユニットが置き換えられるからである。これは主に検討の設定の結果であり、通常は、この方法を使った特定のシステムでのあらゆる種類の発電投資に有効である。



フローチャートの反復ループを利用しない場合に発生する限界のもうひとつの例がある(図2参照)。風力・太陽光発電の統合検討の前に、その結果に基づいて再計画して検討を繰り返す時間がなく発電拡張計画を作成すると、風力・太陽光発電のシステム統合ができないという結果が示される可能性がある。別の例として、大量の風力・太陽光発電によって価格の変動が大きくなり(高負荷で風力・太陽光の出力が低い時には高価格となり、風力・太陽光の出力が高く低負荷の時は低価格となる)、結果として、実際には消費や柔軟性のある発電所および隣接システムへの送電への投資行動が変わることになる。送電アデカシーまたは容量アデカシー、あるいは予備力マージンによる信頼度の制約によって、残りの発電所の設置容量、送電網、運用方法や予備力を変更するための反復が必要になると考えられる。

重要な前提条件一覧の例：

- 風力・太陽光発電をエネルギー源として追加するのみかどうか、または風力・太陽光発電が新たな負荷の増加をもたらし、あるいは既存・新規の発電容量を置き換えるかどうか
- 時間幅、予備力の方針、運用方法全般を含む、シミュレーションモデルに関する詳細レベル
- 風力・太陽光発電データの情報源：風力・太陽光発電の予測を模擬するために利用する情報源と手法
  - 複数の予測時間スケールを使用するかどうか
  - モデル化された予測技術と現在の最先端技術との比較

- 起動停止計画の時間幅と、新しい情報がよりリアルタイムに近い時点で利用可能になったときに起動停止計画が繰り返されるかどうか
- 排出価格を含む環境制限に関する前提条件
- 柔軟性予備力の計算方法
- 送電網を表す詳細レベル
  - ノード制
  - ゾーン制
  - 隣接システムとの連系のモデル化
- 複合発電の複数のモード、流れ込み式と貯水池式の水力発電など、電源モデル化の詳細レベル。
- 運用や市場のルールが現在の実施方法または将来の実施方法に基づいているかどうか
- 従来電源と送電への投資レベル
  - 電源構成
  - 電源構成の柔軟性特性
- 電力市場で完全競争が仮定されるかどうか
- 風力・太陽光発電の制御がアンシラリーサービスを提供することを許可されるか、また統合に影響を与えるかどうか

風力・太陽光発電のコスト効率性の高いシステム統合を可能にする手段には、柔軟な当日市場や、継続的に更新される風力・太陽光出力予測の利用、隣接システムとの柔軟な取引、風力・太陽光の総出力の大きな地理的広がりを扱う制限効果の効率的な処理、需要における価格弾力性の考慮、送電網の拡張の考慮、およびシステム全体の需給調整供給源のコスト効率性の高い利用の考慮が挙げられる。重要な課題には、より大きなフットプリントがどのように考慮されるか(連系線の利用)、および需給調整が単独のエリアで実施されるのか、あるいはより大きなエリア内で実施されるのかが含まれる。より小規模な同期システムは通常、信頼度の高い目標を用いないため、この点は信頼度の観点からも重要である。

Söder and Holttinen (2008)で提案されたマトリックスは、取り組み方法が保守的であるかどうか、またはいくつかの重要な側面が省略されていないかどうかを確認するためのチェックリストとして利用でき、影響の推定値が高いか低いかがわかる(表 5)。考慮すべきさまざまな課題の以下の要約は、Task 25の成果報告書から得ることができる(Holttinen et al. 2009)。

表 5. 統合検討における課題あるいは起こり得る制約の要約

設定		
A	検討のねらい	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 何 GWh(または何 GW)の風力・太陽光で何が起こるか</li> <li>2 どれくらいの風力・太陽光が可能か</li> <li>3 その他 :</li> </ol>
M	検討の方法	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 風力・太陽光発電を加える</li> <li>2 風力・太陽光発電は容量も置き換える</li> <li>3 負荷は風力・太陽光と同じ GWh の量で増加する</li> <li>4 最適システム設計</li> <li>5 その他 :</li> </ol> 容量価値には以下も含まれる。a)時系列、風力・太陽光発電および負荷プロファイルを利用 (b)確率論的
S	運用のシミュレーションモデル	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 決定論的シミュレーション、ひとつのケース</li> <li>2 決定論的シミュレーション、いくつかのケース</li> <li>3 決定論的シミュレーション、いくつかのケース</li> <li>4 確率的風力・太陽光予測誤差での決定論的計画</li> <li>5 その他 :</li> </ol>
シミュレーションの詳細		
R	時間分解能	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 日/週</li> <li>2 時</li> <li>3 分/秒</li> </ol> シミュレーション期間の長さ :
P	価格設定方法	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 燃料コスト等</li> <li>2 隣接の国・地域との取引価格、過去の市場価格</li> <li>3 完全市場シミュレーション(各当事者は、物理的および法的制約を考慮した定義に従って、その便益を最大化する)</li> <li>4 含まれる市場の動特性(市場のさまざまな当事者が投資を行うか、市場価格に応じて行動を変更するか)</li> <li>5 その他 :</li> </ol>
D	残りの電力システムの設計	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 一定で変化しない</li> <li>2 容量の最適化</li> <li>3 送電網の最適化</li> <li>4 風力・太陽光発電による運用変更</li> <li>5 完璧な取引ルール</li> <li>6 その他 :</li> </ol>
不確実性と需給調整		
I	需給インバランス	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 風力・太陽光だけが、インバランスを引き起こす</li> <li>2 風力・太陽光+負荷予測誤差がインバランスを引き起こす</li> <li>3 風力・太陽光+負荷+電源の停止がインバランスを引き起こす</li> <li>4 その他 :</li> </ol>

B	需給調整地点	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 専用資源</li> <li>2 同じ地域内から</li> <li>3 他の地域も</li> <li>4 その他：</li> </ol>
U	不確実性の処理	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 送電マージン：</li> <li>2 水力発電の流量の不確実性：</li> <li>3 風力・太陽光予測： <ol style="list-style-type: none"> <li>(a) 風力・太陽光の知見がなく、マージンが大きいと仮定 0...全容量</li> <li>(b) 風力・太陽光の完全予測を仮定</li> <li>(c) 風力・太陽光の持続予測</li> <li>(d) 利用可能な最良の予測、想定される予測誤差のレベルを指定</li> </ol> </li> <li>5 検討される負荷予測：</li> <li>6 検討される火力の停止：</li> <li>7 その他</li> </ol> <p>シミュレーションで仮定する予測期間(1~2時間...1日先)</p>
<b>電力システムの詳細</b>		
G	送電に対する送電網の制約	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 無制約</li> <li>2 一定の MW 制約</li> <li>3 電圧を考慮</li> <li>4 N-1 基準</li> <li>5 動的シミュレーション</li> <li>6 その他</li> </ol> <p>多エリアシミュレーション：エリア全体の内側での制約と模擬されたエリアの外側の別々の制約</p>
H	水力発電モデル化	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 考慮されるヘッドの高さ</li> <li>2 含まれる水文学的カップリング(貯水池容量を含む)</li> <li>3 含まれる水文学的制限(貯水池レベル、流量)</li> <li>4 水の利用可能性、設備利用率、渇水年・豊水年</li> <li>5 考慮される水力最適化</li> <li>6 限定的で決定論的な流入</li> <li>7 水力資源の間の相互作用は重要ではない</li> <li>8 その他：</li> </ol>
T	火力発電のモデル化	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 考慮される出力変化速度</li> <li>2 考慮される起動停止コスト</li> <li>3 考慮される効率の変化</li> <li>4 考慮される熱の発生</li> <li>5 その他：</li> </ol>

W	風力・太陽光発電のモデル化	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 時系列： <ol style="list-style-type: none"> <li>(a) 計測された風速+出力曲線(サイト数)／計測された日射量+太陽光発電システムの方角と傾き、</li> <li>(b) 風力発電所からの風力発電出力(サイト数)／太陽光発電所からの太陽光発電出力、</li> <li>(c) 再解析された風速+出力曲線(サイト数)／衛星から得られた日射量+太陽光発電システムの方角と傾斜、</li> <li>(d) 考慮される時系列の平滑化(方法)</li> </ol> </li> <li>2 風力・太陽光発電プロフィール： <ol style="list-style-type: none"> <li>(a) 気候、例えば最低・最高気温、</li> <li>(b) 時間帯、</li> <li>(c) 季節、例えば冬のみ、</li> <li>(d) 負荷パーセンタイル</li> </ol> </li> <li>3 風力・太陽光データの負荷との等時性</li> <li>4 将来の風力・太陽光発電配電の設置シナリオ(協会や政府の計画で予測される地域の設備利用率に応じてシナリオをまとめる...)、風力・太陽光の地理的分布を指定</li> <li>5 その他：</li> </ol>
---	---------------	---

「動的」という用語は、ここでは電力システムの動特性(ミリ秒から分、時間)と投資の動特性(価格の変化や価格の変動性→投資の変化)の両者を意味する。

## 7.7 チェックリスト：結果の解析と提示

### 重要な課題のチェックリスト：結果の解析と提示

- 風力・太陽光発電のシステムへの影響が予想外に高く、コストがかかる結果となる場合は、反復ループを検討する。運用の実施方法の変更はコスト効率性が高いことが証明されたり、発電あるいは送電シナリオが十分余裕があるものである可能性がある。
- 影響の結果を抽出するときは比較するケースを慎重に選択し、検討結果では方法論と起こり得る注意事項を報告する。統合コストの評価は特に難しい。
- 風力・太陽光発電の導入率と電力システムの規模と種類、また、主要な前提条件とそれらから生じる制約をのべて、結果を提示する。

## 参考文献

AIGS. (2008). All Island Grid Study. Available at: <http://www.dcenr.gov.ie/Energy/North-South+Co-operation+in+the+Energy+Sector/All+Island+Electricity+Grid+Study.htm>, 2008.

Bloom, A.; Townsend, A.; Palchak, D.; Novacheck, J.; King, J.; Barrows, C.; ... Gruchalla, K. (2016). "Eastern Renewable Generation Integration Study," NREL/TP-6A20-64472. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Video available at: [https://www.youtube.com/watch?v=jx9\\_4GNkBIQ](https://www.youtube.com/watch?v=jx9_4GNkBIQ)

Ciupuliga, A.R.; Gibescu, M.; Pelgrum, E.; Jacobs, P.G.H.; Jansen, C.P.J.; Kling, W.L. (2012). "Round-the-Year Security Analysis with Large-Scale Wind Power Integration." *IEEE*

*Transactions on Sustainable Energy* (3:1); pp. 85–93.

EnerNex/WindLogics. (2006). Minnesota Wind Integration Study Final Report. Vol I, prepared for Minnesota Public Utilities Commission. Available at:

[http://www.puc.state.mn.us/portal/groups/public/documents/pdf\\_files/000664.pdf](http://www.puc.state.mn.us/portal/groups/public/documents/pdf_files/000664.pdf)

ENTSO-E (2015). Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects (CBA 2.0) Available at <https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). (2016). “Ten-Year Network Development Plan 2016 – How did we improve (TYNDP 2016 Package).” Available at: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>

Göransson, L.; Johnsson, F. (2011). “Large Scale Integration of Wind Power: Moderating Thermal Power Plant Cycling.” *Wind Energy* (14:1); pp. 91–105.

Holttinen, H.; Meibom, P.; Orths, A.; van Hulle, F.; Lange, B.; O’Malley, M.; ... Ela, E. (2009). “*Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power.*” Final report, Phase one 2006–2008, IEA Wind Task 25, VTT Research Notes 2493. Espoo, VTT. 201 p. + app. 38 p. Available at <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf>.

Holttinen, H.; Kiviluoma, J.; Robitaille, A.; Cutululis, N.A.; Orths, A.; van Hulle, F.; ... Lew, D. (2012). Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final summary report, IEA Wind Task 25, Phase two 2009–2011. Espoo, VTT. 81 p. + app. 13 p. VTT Technology; 75. Available at: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2012/T75.pdf>

Lefton, S. (2004). “Profitable Operation Requires Knowing How Much It Costs to Cycle Your Unit.” *Combined Cycle Journal* (2Q); pp. 49–52.

Lew, D.; G. Brinkman; N. Kumar; P. Besuner; D. Agan; S. Lefton. (2012). “Impacts of Wind and Solar on Fossil-Fueled Generators”. IEEE PES Power and Energy Society General Meeting, July 22–26, San Diego, California, USA. Available at <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53504.pdf>.

Lew, D.; G. Brinkman; E. Ibanez; B.-M. Hodge; J. King. (2012). “The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2”. 11th *Ann. Int. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants Conf.*, November 13-15, Lisbon, Portugal.

Madaeni, S.H.; Sioshansi, R.; Denholm, P. (2012). “Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States.” NREL Technical Report *TP-6A20-54704*. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54704.pdf>.

Meibom, P.; Weber, C.; Barth, R.; Brand, H. (2009). “Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia”. *IET Renewable Energy Generation*, (3:1); pp. 75–83.

Milligan, M.; Ela, E.; Hodge, B. M.; Kirby, B.; Lew, D.; Clark, C.; ... Lynn, K. (2011).



“Cost- Causation and Integration Cost Analysis for Variable Generation”. NREL Report No. TP-5500- 51860, 37 pp.

Milligan, M.; Hodge, B.; Kirby, B.; Clark, C. (2012). “Integration Costs: Are They Unique to Wind and Solar Energy?” NREL Report No. CP-5500-54905. Preprint, 12 pp. Available at: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51860.pdf>

Milligan, M.; Kirby, B. (2009). “Calculating Wind Integration Costs: Separating Wind Energy Value from Integration Cost Impacts.” NREL Technical report TP-550-46275. Available at <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46275.pdf>.

Munksgaard, J.; Morthorst, P.E. (2008). “Wind Power in the Danish Liberalised Power Market—Policy Measures, Price Impact and Investor Incentives.” *Energy Policy* (36:10); pp. 3940–3947.

Söder, L.; Amelin M. (2008). “A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit.” Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. July 20–24, Pittsburgh, PA, USA, pp. 1–5.

Söder L.; Holttinen H. (2008). “On methodology for modeling power system impact on power systems. *International Journal of Global Energy Issues*, (29:1–2); pp. 181–198.

Stark, G.B. (2015). A Systematic Approach to Better Understanding Integration Costs.” *NREL/TP-5D00-64502*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64502.pdf>

Troy, N.; Denny, E.; O’Malley, M.J. (2010). “Base-Load Cycling on a System with Significant Wind Penetration.” *IEEE Transactions on Power Systems* (25:2); pp. 1088–1097.

Troy, N.; Flynn, D.; Milligan, M.; O’Malley, M.J. (2012). “Unit Commitment with Dynamic Cycling Costs.” *IEEE Transactions on Power Systems* (27:4); pp. 2196–2205.

## 8 結論と今後の作業

風力・太陽光発電統合検討は、最先端の進歩とともに継続的に成熟しており、各検討は一般的にそれまでの検討に基づいている。推奨事項は現在の知識に基づいており、その分野の新しい知識が得られるにつれて推奨事項も進化することになる。変更は全てシステムの他の部分に技術的・経済的影響を与えることが多いため、統合検討は電力システムのいかなる変更に対しても実行され得る。

包括的な風力・太陽光発電統合検討には多くの入力があって多くの前提条件に基づいて構築されており、これらは検討では明記する必要がある。これらには、以下を含む場合がある。

- **検討の目的**：何を含み、何を除外するか
- **既存のシステムデータ**：電源ポートフォリオ、発電所データ、負荷データ、送電網、運用実績、電力市場構造、風力・太陽光発電所の大きさと地点
- **風力・太陽光発電関連データ**：風力・太陽光と負荷の不確実性(予測誤差)に関するデータに加え、負荷データと等時性があり、発電所の性能と地理的広がりを正しく特徴付ける詳細な風力・太陽光発電データ。システムシミュレーション用の風力・太陽光発電所地点。
- **結果に重要な役割を果たすその他の前提条件**：燃料価格や税金、CO<sub>2</sub>許容量、排出制限に加え、従来型発電およびシステム特性の将来的なシナリオや、熱需要とのカップリング(コジェネレーションプラントの場合)、デマンドレスポンスの可能性。

検討を構成する主な作業は次のとおりである。

- データ収集と品質チェック
- ポートフォリオ開発：検討対象となるシナリオと比較対象となるベースケースの決定
- 統計データ解析としての短期予備力に対する風力・太陽光発電の影響
- 風力・太陽光発電の容量価値を評価するための発電容量アデカシー解析(資源アデカシー)の実行
- 風力・太陽光発電による従来型発電のスケジューリングと給電およびシステム運用コストへの影響を確認するための発電コストシミュレーションの実行
- システムアデカシーの維持を確認するためのシステムシミュレーションの実行
- 発電ポートフォリオまたは運用実績を変更する必要がある場合、初期結果に基づく反復の実行
- データの解析と結果の提示

検討対象の導入率によっては、検討の一部の構成要素を省略できる。低い導入率がどのように定義されるかは、電力システムの特性によって異なることになる。一部のシステムでは5%は低い、他のシステムでは(年間総消費電力量に対して)10%が適切な場合がある。例えば、負荷や風・太陽光資源によっては、一部のシステムでは、年間導入率の10%に至る前に、困難な高導入率の状況がすでに発生することがある。まず、より低い導入率では、ポートフォリオ開発は現在運用されているシステムを含み、主要なシミュレーションの構成要素は、システム増強する必要性とともに他の発電所への風力・太陽光発電の影響を確認するための発電コストのシミュ

レーションと電力潮流である。予備力の必要性に対する影響にも対処する場合がある。導入率が高い場合は、容量価値と動的安定度を評価し、より詳細な柔軟性評価を行うことがより適切になることになる。風力・太陽光発電の容量価値は通常、低い導入率では重要で欠かせないものにならないとしても、検討に含まれていることが多い。これまでの多くの検討では送電網が検討されておらず、発電コストのシミュレーションのみについて簡略化した方法が採用されている。完全な検討は、特に考えられる全ての反復ループを考慮すると、複雑なプロセスとなる。

シミュレーションの各パーツからポートフォリオの設定およびシステム信頼度を確保し、よりコスト効率性の高いシステム統合を可能にする運用方法まで、重要な反復サイクルがある。主な前提条件は、結果に極めて重大な影響を及ぼすことになる。シミュレーションの各パーツに関する推奨事項には、風力・太陽光発電の影響を把握するためのシステムをモデル化する方法だけでなく、風力・太陽光発電の出力を考慮する方法も含まれる。統合検討の結果は、作成された前提条件および推定の弱点を念頭に置いて詳細に議論する必要がある。

一部の検討では、1個以上の風力・太陽光発電のシナリオを代替案と比較している。差異が風力・太陽光を加えたことのみによるものであるなど、風力・太陽光がないケースの選択には課題があるため、各シナリオに関するこれらの比較と前提条件の詳細を明確にする必要がある。

統合検討の方法論は進化し続けており、実際の風力・太陽光統合の新しい理解が現れると予想される。主な手順や方法論に関する推奨事項は、IEA Wind TCP Task 25 および IEA PVPS TCP Task 14 の継続的な国際協力の一環として増強されることとなる。今後のシステム運用の方法に関する推奨事項は、政策と市場の発展に関連する。今後の推奨事項に影響を与える可能性のある今後の作業分野には、次のものがある。

- 電力システムの柔軟性の必要性を評価するために利用できる柔軟性の指標とツールの開発、およびその柔軟性を実現する方法
- さまざまな時間スケールでの風力・太陽光発電の不確実性を考慮し、システムの制約と起動停止計画および給電制約の組み合わせを可能にするシミュレーションツールの開発
- 影響とシステムコストを抽出できるようにシミュレーションケースを設定する方法。潜在的な相対契約の存在によっては、発電コストの計算が必ずしも適切なシステムの受益者を示すとは限らず、その情報を得ることが難しい場合がある。
- 新たな100%再生可能エネルギー検討の方法論に加え、脆弱なシステムでの非常に高い風力・太陽光の導入率のケースに関する安定度の課題に関する知識。より多くの直流送電を備えた将来のシステム。
- 風力・太陽光統合のための市場設計や規制プロセスの影響。風力・太陽光の導入率が高いシステムで柔軟性や発電資源アデカシーにインセンティブをつけるために市場をどのように設計すべきかは、現在よく知られていない。投資コストを回収するための規制プロセスは、成功させるためには重要で欠かせない。市場統合戦略または代替市場設計を推奨できるように、大量の風力・太陽光発電の影響がさまざまな市場要素にどのように影響するかについての検討も必要である。電力システムを支援するために、風力・太陽光発電の機能を市場で効

果的に利用できるようにする必要がある(例えば、出力抑制モードが実施されている場合)。規制当局が再生可能ポートフォリオの市場設計または要件の改訂を検討している場合、認可された投資のコスト回収に対する影響を考慮に入れなければならない。

エネルギーが再生可能エネルギーに移行し続け、風力と太陽光が主流になるにつれて、統合検討は、非常に高い風力・太陽光導入率における一般的な電力システム設計検討になる。ある時点で、統合検討は標準的なシステム設計検討になると予想される。