



RIETI Discussion Paper Series 26-J-041

再生可能エネルギー導入下の電力システムにおける予備力調達 —送電線混雑を踏まえた技術的・制度的論点—

河辺 賢一
東京科学大学

横山 明彦
経済産業研究所



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<https://www.rieti.go.jp/jp/>

再生可能エネルギー導入下の電力システムにおける予備力調達
—送電線混雑を踏まえた技術的・制度的論点—*

河辺賢一（東京科学大学）

横山明彦（RIETI, 東京大学, 経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会）

要 旨

再生可能エネルギー（以下、再エネ）の導入拡大に伴い、前日段階で確保した予備力（発電・蓄電設備が出力を増減できる余力）が、送電線混雑（送電線潮流が運用容量に抵触する状態）により必要時に十分活用できないリスクが高まると考えられる。再エネ出力の予測値が計画策定後に変化すると、予備力の発動に伴って送電線潮流も変化する。その影響は予測誤差の発生地点や方向、運転中の発電機の組合せによって異なるため、混雑リスクを送電線別・時間別に評価する必要がある。本稿では、再エネ予測誤差に起因する送電線混雑の発生メカニズムを整理し、混雑を引き起こすシナリオの探索手法と、モンテカルロ法および最適潮流計算を用いた過負荷発生確率の評価手法を紹介する。標準的な電力システムモデルを用いた数値シミュレーションにより、再エネ予測値や発電機の運転状態によって混雑リスクが変化すること、また、予備力を適切な地点で確保することでそのリスクを低減できることを示す。さらに、これらの知見を予備力の調達や発電機の起動停止計画の見直しに活用するために必要な制度、データ基盤および計算手法について考察する。

キーワード：再生可能エネルギー，予備力調達，送電線混雑，予測誤差，過負荷リスク評価，予備力の地点性，同時市場

JEL classification: C63, D47, L94, Q42, Q48

RIETI ディスカッション・ペーパーは、専門論文の形式でまとめられた研究成果を公開し、活発な議論を喚起することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、所属する組織及び（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

*本稿は、独立行政法人経済産業研究所（RIETI）におけるプロジェクト「電力市場のシステム・デザインとわが国への示唆」の成果の一部である。

本稿の原案は、経済産業研究所（RIETI）のディスカッション・ペーパー検討会で発表を行ったものである。検討会参加者からの有益なコメントに感謝したい。

1. はじめに

脱炭素社会の実現に向けて、太陽光発電や風力発電をはじめとする再生可能エネルギー電源（以下、再エネ）の主力電源化が進められている。これらの変動性再エネの出力は気象条件に左右されるため、その導入拡大に当たっては、出力予測の精度向上に加え、予測誤差の発生を前提とした需給計画・運用の構築が重要となる。再エネ出力や需要の予測値が計画策定後に変化した場合にも需給バランスを維持するためには、発電設備や蓄電設備などが出力を増減できる余力をあらかじめ確保しておく必要がある（Wu et al. 2008; 益田ほか 2014 ;Brouwer et al. 2014; 相原・横山 2015; 宇田川ほか 2016）。

再エネの導入を考慮した需給計画に関する従来の議論では、発電機の燃料費や起動停止費用、出力変化速度などの特性を踏まえつつ、必要な予備力を確保し、供給信頼度と経済性を両立させることが主な課題とされてきた。しかし、電力システムの運用においては、系統全体で需要と供給を一致させるだけでなく、送電線の熱容量や安定度などによって定まる系統制約を満たす必要がある。このため、予備力についても、その確保量だけでなく、必要なときに送電系統を通じて実際に活用できるかどうかを考慮することが重要である（総合資源エネルギー調査会 2021）。

我が国では、ノンファーム型接続の適用拡大などを背景として、地域間連系線だけでなく、各一般送配電事業者が管轄する地域内の送電系統においても、系統混雑が発生する可能性が高まっている（電力広域的運営推進機関 2022）。需給計画の策定時点では送電線の潮流が運用容量の範囲内に収まっていたとしても、その後に再エネ出力の予測値が変化し、それに応じて予備力を発動すると、電源の出力配分と送電線潮流が計画時から変化する。その結果、特定の送電線の潮流が運用容量を超過する可能性がある。反対に、送電線の運用容量を超過しないように予備力の発動を制限すれば、系統運用者が確保した予備力を十分に活用できず、需給バランスを維持できないリスクが高まる。予備力の発動可能量は、その総量だけでなく、予備力を提供する電源の接続地点、再エネの導入地点、送電系統の構成などに左右されるため、予備力の地点性を踏まえた検討が必要となる。

米国の PJM や CAISO などでは、送電線の潮流制約を考慮した発電機起動停止計画（Security-Constrained Unit Commitment : SCUC）に基づいて電力市場が運営されている（Huang et al. 2004; Lin 2009）。我が国でも、電源の起動停止計画、発電量および予備力等を一体的に決定する同時市場の導入に向けて、SCUC を用いた市場運営の検討が進められている。SCUC では、再エネ出力および需要の予測値を前提として、送電線の潮流制約を満たすように発電機の起動停止計画や出力配分が決定される（経済産業省 2023）。しかし、予測値に基づく計画が系統制約を満たしていても、計画策定後に生じる再エネ出力や需要の予測値の変化と、それに対応する予備力の発動によって、送電線混雑が新たに発生する可能性がある。

再エネ出力などの不確実性を SCUC の中で直接扱う方法としては、複数の予測誤差シナリオを考慮して期待運用費を最小化する確率的 SCUC が提案され、予備力の経済的価値の定量化にも用いられている（Bouffard and Galiana 2008; Morales et al. 2009）。さらに、シナリオツリーなどを用いて時間的に連続する不確実性を考慮する方法（Tuohy et al. 2009）、制約違反確率を一定値以下に抑える機会制約型の方法（Geng and Xie 2019）、予測誤差の確率分布に関する不確実性を考慮する分布的ロバスト最適化（Xiong et al. 2017）、想定される予測誤差や設備事故のうち不利な条件に備えるロバスト最適化（Zhang et al. 2019）などが検討されている。

これらの方法は、再エネ出力の不確実性を需給計画の作成段階から考慮できる点で有力であり、系統運用への適用を志向した検討も進められている（Kneeven et al. 2023; Chen et al. 2023）。一方、多数の再エネ導入地点における予測誤差と詳細な送電制約を同時に考慮すると、最適化問題の規模

が大きくなり、限られた時間内に安定して解を得ることが難しくなる。実用上は、予測誤差シナリオの削減や系統モデルの簡略化が必要となる場合もある。また、複雑な最適化によって得られた計画について、計画変更の理由や費用負担の妥当性を説明することも課題となる。

これとは異なるアプローチとして、まず予測値に基づく確定論的な SCUC によって需給計画を策定し、その計画に対して再エネの予測誤差による送電線の過負荷リスクを評価した上で、必要に応じて予備力の調達内容や発電機の起動停止計画を見直す方法が考えられる。この方法は、再エネの不確実性を SCUC の中で直接扱う方法と比較して、計画全体の最適性では劣る可能性があるものの、既存の計画策定プロセスとの親和性、計算負荷および計画変更に関する説明性の面で利点を持ち得る。ただし、発生可能性が極めて低いものを含め、送電線過負荷を生じさせるすべてのシナリオに備えて計画を変更することは、経済性の観点から合理的ではない。予備力の調達内容や起動停止計画を適切に見直すためには、過負荷が発生する可能性を送電線別・時間別に定量的に評価する必要がある。

本稿では、再エネの予測誤差とそれに対応する予備力の発動によって生じる送電線混雑に着目し、送電線混雑を踏まえた予備力調達に関する技術的・制度的な課題を整理する。具体的には、再エネの予測誤差が送電線混雑を引き起こす仕組みを示した上で、モンテカルロ法と最適潮流計算を用いて送電線の過負荷発生確率を評価する方法と、その適用例を紹介する。さらに、こうした確率的な評価結果を予備力の調達や発電機の起動停止計画の見直しに活用するために必要となる制度、データ基盤および計算手法について考察する。

本稿では、用語を明確にするため、前日段階における日間需給計画の策定後からゲートクローズ（GC、我が国では実需給断面の 1 時間前）までの間に生じる需要および再エネ出力の予測値の変化に対応するための発電設備の余力を「予備力」と呼ぶ。予測値が更新された場合には、この予備力を用いて発電計画を変更し、更新後の予測値に基づく計画上の需給バランスを確保する。一方、GC 後の実需給段階における予測誤差や時間内変動などに対応するための能力を「調整力」と呼び、本稿が主な検討対象とする予備力とは区別する。また、送電線の運用容量は熱容量、同期安定性、電圧安定性などの複数の制約によって決定されるが、本稿では主として熱容量制約を対象とし、送電線潮流がその上限を超過する状態を「送電線過負荷」と呼ぶ。

本稿の構成は以下のとおりである。第 2 章では、再エネの予測誤差と予備力の発動によって送電線混雑が発生する仕組みを、モデル系統を用いた分析に基づいて示す。第 3 章では、再エネの予測誤差に起因する送電線過負荷の発生確率を評価する手法と、その適用例を紹介する。第 4 章では、送電線混雑を踏まえた予備力調達を実現する上での技術的・制度的な論点を整理する。第 5 章では、本稿で得られた知見をまとめる。

2. 再エネ予測誤差による送電線過負荷の発生メカニズム

本章では、再エネ出力の予測誤差に起因する送電線過負荷の発生メカニズムを明らかにすることを目的として、過負荷が生じる送電線と、過負荷を引き起こす再エネ出力の予測誤差シナリオを推定する手法を提案する。さらに、数値シミュレーションを通じて、送電線過負荷の発生要因を分析する。

提案法では、与えられた再エネ出力および負荷の予測値、ならびに発電機群の起動停止状態を前提として、メタヒューリスティクス手法や最適潮流計算を組み合わせることにより、再エネ出力の予測誤差によって生じる送電線過負荷を推定する。過負荷を引き起こす予測誤差シナリオを分析

することで、過負荷リスクの低減に向けた需給計画の見直しに資する知見が得られると期待される (Hibi et al. 2023)。

以下、2.1 節では、提案する送電線過負荷の推定手法について述べる。2.2 節では、提案法を適用した数値シミュレーションにより、送電線過負荷の推定結果の一例を示す。2.3 節では、その推定結果を分析し、再エネ出力の予測誤差に起因する過負荷の発生メカニズムを考察する。

2.1. 送電線過負荷の推定手法

本節では、再エネ出力の予測誤差に起因する送電線過負荷の推定手法について説明する。提案法は、市場取引や相対契約等を踏まえて策定された翌日の各時間断面に対する発電機の起動停止計画、ならびに負荷および再エネ出力の予測値を入力として、再エネ出力の予測誤差によって発生しうる送電線過負荷を推定するものである。

提案法のフローチャートを図 1 に示す。本手法は、系統内の各送電線に対して独立に適用され、Particle Swarm Optimization (PSO) と最適潮流計算によって各送電線が過負荷となるか否かを判定する。また、過負荷の判定対象とする送電線 (対象送電線) が過負荷となる場合には、その過負荷を引き起こす再エネ出力の予測誤差の組合せを併せて算出する。系統内の再エネ連系地点数を n とすると、この組合せは、各地点の予測誤差を要素とする n 次元ベクトル、すなわち「再エネ 1 の予測誤差, 再エネ 2 の予測誤差, ..., 再エネ n の予測誤差」として表される。

実需給断面における再エネ出力は、事前に与えられた予測値と必ずしも一致しない。需給計画の策定時点では再エネ出力の実績値および予測誤差は未知であるため、提案法では、各地点の再エネ出力値を PSO の探索変数とし、予測値との差から予測誤差を算出する。PSO による探索の各段階では、探索された再エネ出力値の組合せに対して、まず直流法に基づく最適潮流計算 (DC-OPF) を実施し、対象送電線に過負荷が生じるか否かを判定する。その後、交流法に基づく最適潮流計算 (AC-OPF) を実施し、過負荷の有無を最終的に判定する。DC-OPF および AC-OPF では、再エネの出力抑制と発電機出力の持ち替えを考慮する。過負荷の判定方法については、2.1.2 節で述べる。

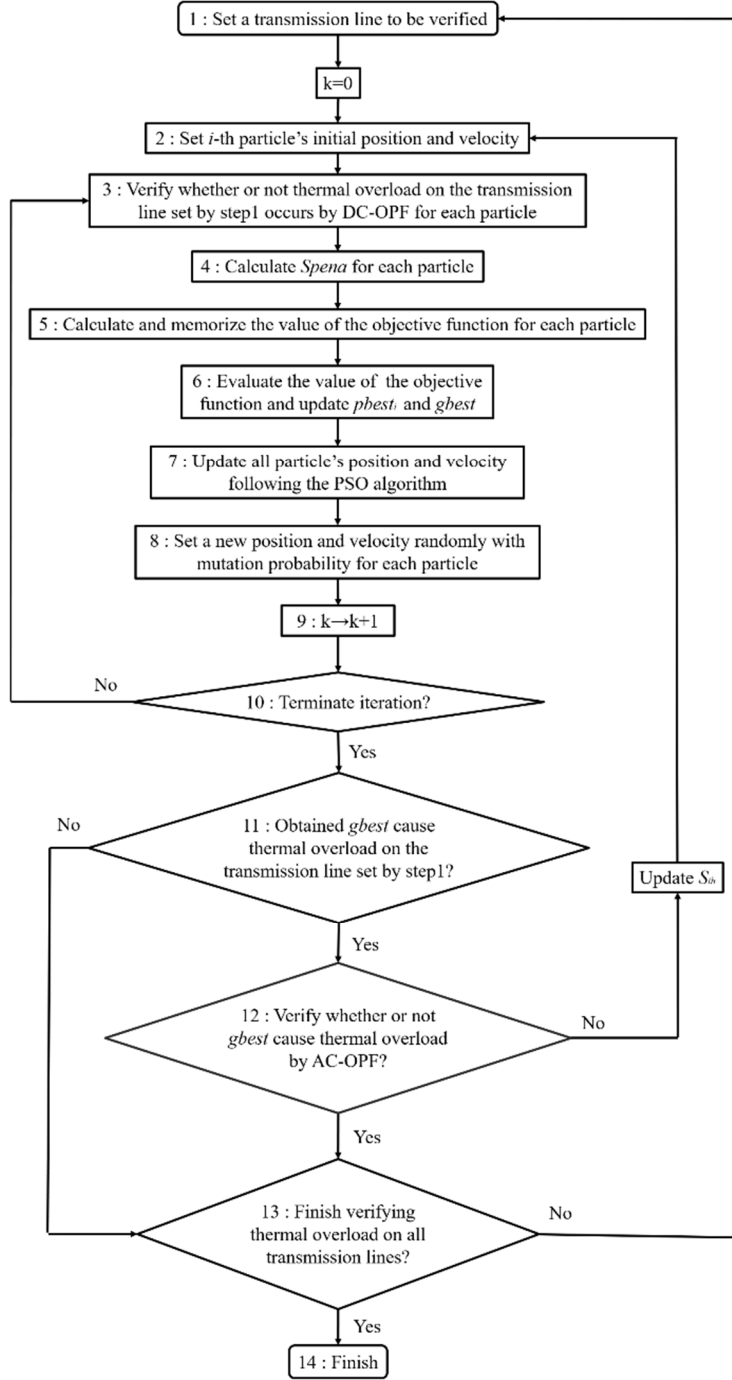


図 1 送電線過負荷の推定手法のフローチャート

2.1.1. PSO の定式化

PSO における目的関数，探索変数および探索範囲を決める制約を以下に示す。

目的関数：

$$\text{minimize } f(u) = \sum_{i \in RE} |P_{RE,i} - P_{fcst,i}| + S_{pena} \dots (1)$$

探索変数：

$$u = [P_{RE}] \dots (2)$$

探索範囲を規定する制約：

- 再エネ出力の予測誤差の合計値に関する制約

$$\sum_{i \in RE} (P_{RE,i} - P_{fcst,i}) + \sum_{j \in G} (P_{G,max,j} - P_{G,j}) \geq 0 \quad \dots\dots (3)$$

- 再エネ出力の上下限に関する制約

$$P_{RE,min,i} \leq P_{RE,i} \leq P_{RE,max,i} \quad (i \in RE) \quad \dots\dots (4)$$

$$P_{RE,min,i} = \max(0, P_{fcst,i} - P_{RE,rated,i} \times \sigma) \quad \dots\dots (5)$$

$$P_{RE,max,i} = \min(P_{RE,rated,i}, P_{fcst,i} + P_{RE,rated,i} \times \sigma) \quad \dots\dots (6)$$

ここで、**RE**および**G**は、それぞれ系統内の再エネおよび発電機の集合を表す。 $P_{RE,i}$ および $P_{fcst,i}$ は、それぞれ母線*i*に連系する再エネ出力値および予測値を表す。 S_{pena} は、対象送電線が過負荷とならない場合に大きな値をとるペナルティ関数を表す。 $P_{G,max,j}$ および $P_{G,j}$ は、それぞれ*j*番発電機の最大出力および有効電力出力を表す。また、 $P_{RE,min,i}$ 、 $P_{RE,max,i}$ は、それぞれ母線*i*に連系する再エネ出力値の下限値および上限値を表し、 $P_{RE,rated,i}$ はその定格出力を表す。 σ は再エネの定格出力に対して考慮する予測誤差の上限を定める正の定数である。

式(1)の目的関数では、対象送電線が過負荷とならない場合に十分に大きな値をとるように S_{pena} を設定する。これにより、対象送電線を過負荷とする**PRE**の組合せを探索する。さらに、各地点における再エネ出力の予測誤差の絶対値の総和を最小化することで、対象送電線の過負荷を引き起こす予測誤差の小さいシナリオを探索する。このとき得られる予測誤差の地点別の分布を分析することにより、出力変化が対象送電線の潮流に及ぼす影響の大きい再エネ連系地点を把握できる。

式(3)は、再エネ出力の下振れ量の合計が、系統内の発電機が有する上げ予備力の合計を超えないようにする制約である。これにより、再エネの下振れを発電機の出力増加によって補うことができず、需給バランスを維持できない領域を探索範囲から除外する。これは、本手法が、需給インバランスではなく、送電線過負荷の発生可能性を推定することを主目的としていることから設定している。

式(4)は、各再エネ出力値に上下限を課す制約であり、その下限値および上限値をそれぞれ式(5)、式(6)により設定する。本検討では、式(5)、式(6)では $\sigma=0.4$ とする。これにより、予測値からの偏差が定格出力の40%を超える再エネ出力は、探索範囲から除外される（青木ほか 2013）。

以上の条件のもとで、PSOにより多数の候補を反復的に比較し、対象送電線の過負荷を引き起こす再エネ出力の組合せを探索する。PSOのアルゴリズムの詳細については、Hibi et al. (2023)を参照されたい。

2.1.2. DC-OPFによる過負荷の判定方法

PSOによる探索の過程（図1の手順3）では、各Particleが表す再エネ出力の予測誤差シナリオに対してDC-OPFを実行し、送電線過負荷が生じるか否かを判定する。

DC-OPFでは、各送電線について、有効電力潮流が運用容量を超過する量を表す非負の変数 $S_{DC,pena}$ を導入し、その総和を最小化する。これにより、再エネ出力の抑制および発電機出力の持ち替えによって送電線過負荷を可能な限り解消する。その上で、 $S_{DC,pena}$ が正の値となる場合、その値を、これらの運用対策を考慮しても解消できない送電線過負荷量として算出する。

DC-OPF では、需給バランスや発電機・再エネ出力の上下限などの制約を考慮する。DC-OPF は交流系統を近似した計算であるため、探索されたシナリオについては AC-OPF により最終確認する。計算方法の詳細は Hibi et al. (2023) を参照されたい。

2.2. 数値シミュレーションによる送電線過負荷の推定結果

本節では、提案する送電線過負荷の推定手法を数値解析用の例題系統に適用し、再エネ出力の予測誤差に起因する送電線過負荷の推定結果を示すとともに、提案法の有効性を検証する。

2.2.1. シミュレーション条件

IEEE 24 母線信頼度系統を改変した系統モデル (Reliability Test System Task Force 1979; Ordoudis et al. 2016) を用いてシミュレーションを行う。系統基準容量は 100 [MVA] とする。本系統モデルでは、表 1 に示す 6 地点に、それぞれ定格出力 4.00 [p.u.] の再エネを導入し、予測値を同表の通り設定する。

表 1 再エネ出力の予測値

P_{test} (p.u.)					
母線 3	母線 5	母線 7	母線 16	母線 21	母線 23
1.55	1.30	0.75	3.20	3.50	2.30

提案法を適用する需給計画（発電機の起動停止状態および計画出力）を図 2 に示す。この需給計画は、負荷 (28.0 [p.u.]) および再エネ出力の予測値に対して、優先順位法により作成した。また、送電線過負荷の発生に主眼を置いた検討を行うため、送電線の定格容量を元の IEEE RTS データ (Reliability Test System Task Force 1979) の 70% に設定した。さらに、電圧制約を満たすため、各母線に十分な容量を有する調相設備を設置した。

2.2.2. 送電線過負荷の推定結果

図 2 の需給計画に対して提案法を適用した結果を表 2 に示す。表 2 の第 1 列には、提案法により、過負荷が生じると推定された送電線を示す。また、第 2 列から第 7 列には、各送電線に過負荷を生じさせる再エネ出力の予測誤差 ($\Delta P_{RE} = P_{RE} - P_{test}$) の地点別の値を示す。さらに、第 8 列には予測誤差の総和 ($\sum(\Delta P_{RE})$)、第 9 列には予測誤差の絶対値の総和 ($\sum|\Delta P_{RE}|$) を示す。各行に示す予測誤差シナリオは、式 (1) の目的関数を最小化することで得られたものである。なお、送電線 $m - n$ は母線 m と母線 n の間の送電線を表す。

表 2 過負荷が発生した送電線、再エネ出力の予測誤差 ΔP_{RE} 、その総和 $\sum(\Delta P_{RE})$ 、および絶対値の総和 $\sum|\Delta P_{RE}|$

送電線	$\Delta P_{RE,i}$ (p.u.) ($P_{test,i}$ (p.u.))						$\sum(\Delta P_{RE,i})$ (p.u.)	$\sum \Delta P_{RE,i} $ (p.u.)
	母線 3 (1.55)	母線 5 (1.30)	母線 7 (0.75)	母線 16 (3.20)	母線 21 (3.50)	母線 23 (2.30)		
14-16	-0.09	-1.06	± 0	± 0	± 0	-0.14	-1.29	1.29
7-8	-0.27	-0.45	± 0	-0.06	-0.11	-1.16	-2.05	2.05
5-10	-0.03	+1.02	-0.01	-0.89	-0.93	-1.16	-2.00	4.04

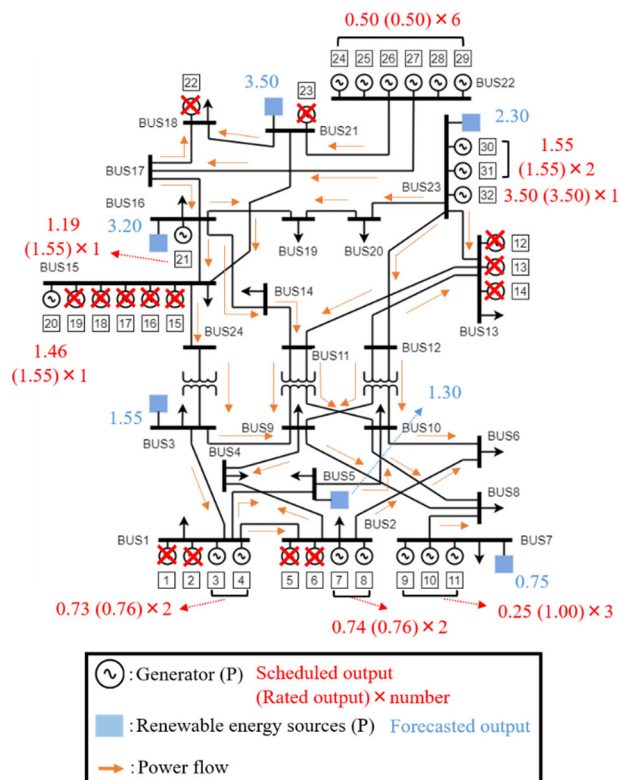


図 2 送電線過負荷の推定手法を適用する需給計画

2.2.3. 送電線過負荷の発生要因の考察

再エネ出力の予測誤差によって過負荷が生じる可能性があるとして推定された送電線 14-16, 送電線 7-8 および送電線 5-10 を対象として、それぞれの過負荷発生要因を考察する。

考察には、各対象送電線に対する各母線の潮流分流係数 (GGDF, Generalized Generation Distribution Factor) を用いる (Ng 1981)。GGDF は、ある母線への有効電力注入量の変化に対する、対象送電線の有効電力潮流の変化を表す感度係数である。本稿では、対象送電線の潮流方向を基準として、GGDF が正となる母線を対象送電線の「上流側」、負となる母線を「下流側」に位置するものと定義する。

表 3 に、各対象送電線に対する、再エネ電源および予備力を有する発電機（以下、調整電源）が連系する母線の GGDF を示す。例えば、表 3 の第 2 行第 2 列に示す -0.10 は、母線 1 への有効電力注入量が 1 p.u. 増加した場合に、送電線 14-16 の有効電力潮流が 0.10 p.u. 減少することを意味する。以下では、表 3 に示す GGDF の符号に基づき、各母線が対象送電線の上流側または下流側のいずれに位置するかを区別する。

表 3 過負荷送電線に対する再エネおよび発電機の連系母線の GGDF

	送電線 14-16 に対する GGDF	送電線 7-8 に対する GGDF	送電線 5-10 に対する GGDF
母線 1	-0.10	-0.04	+0.25
母線 2	-0.11	-0.04	+0.22
母線 3	+0.02	-0.04	+0.03
母線 5	-0.13	-0.04	+0.55

母線 7	-0.14	+0.96	-0.08
母線 13	-0.13	-0.04	-0.07
母線 15	+0.26	-0.04	-0.04
母線 16	+0.28	-0.04	-0.05
母線 21	+0.26	-0.04	-0.04
母線 23	+0.07	-0.04	-0.06

また、表 4 および表 5 に、それぞれ再エネおよび調整電源について、AC-OPF 実行後の出力と需給計画時の出力との差を示す。ここで、AC-OPF 実行後の出力は、再エネ出力の予測値に予測誤差を加えた出力値を所与として、再エネ出力の抑制および発電機出力の持ち替えを行った後の値である。表 4 には、AC-OPF 実行後の再エネ出力から、表 1 に示した出力予測値を差し引いた値を示す。表 2 に示した予測誤差と表 4 の値との差を求めることで、各再エネ電源の出力抑制量を確認できる。また、表 5 には、AC-OPF 実行後の発電機出力から、図 2 に示した需給計画時の出力を差し引いた値を示す。したがって、表 5 の値が正の場合は出力の増加、負の場合は出力の減少を表す。なお、表 5 の各母線番号の下に括弧書きで示した値は、需給計画時における各発電機群の上げ予備力である。

表 4 再エネ出力の変化量

送電線	再エネ出力の変化量 (p.u.)					
	母線 3	母線 5	母線 7	母線 16	母線 21	母線 23
14-16	-0.09	-1.06	±0	±0	±0	-0.14
7-8	-0.27	-0.45	±0	-0.06	-0.11	-1.16
5-10	-0.03	+1.02	-0.01	-0.89	-0.93	-1.16

表 5 発電機出力の変化量

送電線	発電機出力の変化量 (p.u.)				
	(上げ予備力の総量 (p.u.))				
	母線 1 (0.06)	母線 2 (0.04)	母線 7 (2.25)	母線 15 (0.09)	母線 16 (0.36)
14-16	+0.06	+0.04	+0.96	+0.09	+0.14
7-8	+0.06	+0.04	+1.37	+0.09	+0.36
5-10	+0.06	+0.04	+1.30	+0.09	+0.36

(1) 送電線 14-16 および送電線 7-8 の過負荷

まず、送電線 14-16 の過負荷発生要因について考察する。表 2 に示すように、当該送電線が過負荷となるシナリオでは、母線 5 の再エネ出力が比較的大きく下振れしている。表 3 に示すように、母線 5 は送電線 14-16 の下流側に位置する。そのため、母線 5 における再エネ出力の下振れは、当該送電線の潮流を増加させ、過負荷を引き起こす一因となっている。

さらに、表 2 に示す系統全体の再エネ出力の減少を補い、需給バランスを維持するため、表 5 に示すように、下流側の母線 1、母線 2 および母線 7 ならびに上流側の母線 15 および母線 16 に連系する調整電源の上げ予備力が発動している。表 3 に示すように、母線 15 および母線 16 は送電線 14-

16の上流側に位置し、そのGGDFの絶対値も他の調整電源が連系する母線と比較して大きい。このため、母線15および母線16における上げ予備力の発動も、当該送電線の潮流を増加させ、過負荷を引き起こす一因となっている。

上流側の調整電源の上げ予備力が発動したのは、下流側の調整電源のみでは、再エネ出力の減少分を補うことができなかったためである。表5に示すように、母線1および母線2の調整電源では上げ予備力が上限まで発動している。一方、母線7の調整電源は、送電線7-8の熱容量制約により出力の増加が制限されている。その結果、不足する出力を補うために、母線15および母線16の調整電源の上げ予備力を発動する必要が生じた。

以上より、下流側における再エネ出力の下振れと、それに伴う上流側の調整電源の上げ予備力の発動が、送電線14-16の過負荷を引き起こす主な要因であることが分かる。送電線7-8についても同様の考察を行った結果、送電線14-16と同様のメカニズムによって過負荷が生じることが確認されたため、詳細な説明は省略する。

(2) 送電線5-10の過負荷

次に、送電線5-10の過負荷発生要因について考察する。表2に示すように、当該送電線が過負荷となるシナリオでは、上流側の母線5における再エネ出力の上振れと、下流側の母線16、母線21および母線23における再エネ出力の下振れが、比較的大きな予測誤差として生じている。上流側における再エネ出力の増加と下流側における再エネ出力の減少は、いずれも当該送電線の潮流を増加させるため、過負荷を引き起こす要因となっている。

上流側の母線5における再エネ出力の上振れについては、出力を抑制することにより、送電線5-10の潮流への影響を緩和できると考えられる。しかし、表2に示す母線5の再エネ出力の予測誤差と、表4に示すAC-OPF実行後の出力と予測値との差が等しいことから、当該再エネ電源では出力抑制が行われていないことが分かる。これは、需給バランスを維持する上で、母線5の再エネ出力を抑制する余地がなかったためである。表2に示すように、このシナリオでは、系統全体の再エネ出力の合計値が予測値を下回っている。この出力不足を補うため、表5に示すように、母線7を除く各母線の調整電源では、上げ予備力が上限まで発動している。一方、母線7の調整電源では、送電線7-8の熱容量制約により出力の増加が制限されている。

2.3. 再エネ予測誤差による送電線過負荷の典型的な発生メカニズム

以上の結果に基づくと、再エネ出力の予測誤差に起因する送電線過負荷の典型的な発生メカニズムは、図3のように表すことができる。ここで、上流側および下流側は、対象送電線における過負荷時の潮流方向を基準として定義する。

まず、対象送電線の下流側に位置する再エネの出力が全体として予測値を下回ると、下流側で需給の不足が生じる。この不足を補うため、下流側に位置する発電機の上げ方向の予備力が発動する。しかし、これらの予備力をすべて発動しても需給制約を満たせない場合には、上流側の発電機の予備力も発動し、増加した電力が対象送電線を通じて下流側へ送電される。また、需給バランスを維持するため、上流側の再エネ出力を抑制して送電電力を低減することもできない。その結果、上流側から下流側への潮流が増加し、送電線過負荷が発生する。

以上より、再エネ出力の予測誤差に起因する送電線過負荷の発生は、系統全体における予測誤差の大きさだけでなく、予測誤差の地理的な分布、ならびに対象送電線の上流側および下流側における予備力の配分に左右されることが分かる。したがって、過負荷リスクを低減するための運用上の対策としては、下流側に十分な上げ予備力を確保できるよう、発電機の起動停止計画や予備力の配

分を見直すことが挙げられる。

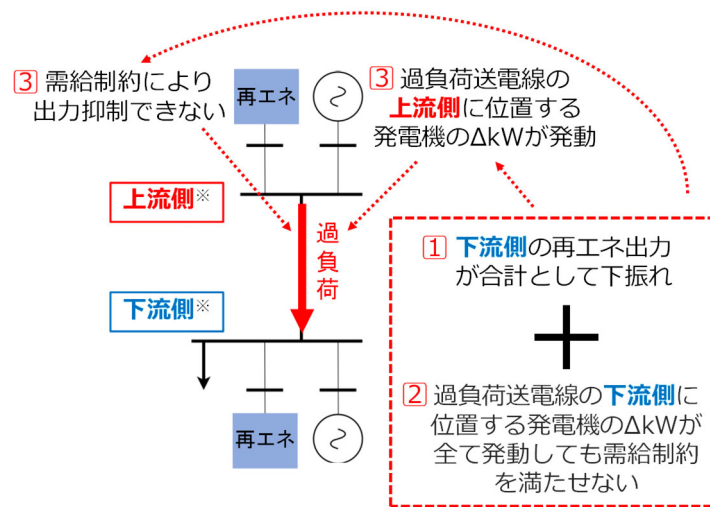


図3 再エネの予測誤差による送電線過負荷の典型例

3. 確率論的な送電線過負荷の予測手法の検討

前章では、再エネ出力の予測誤差によって送電線過負荷が生じるメカニズムを、数値シミュレーションを通じて考察した。その結果、送電線過負荷の発生は、系統全体における予測誤差の大きさだけでなく、予測誤差の地理的な分布や、送電線の上流側および下流側における予備力の配分にも左右されることを示した。しかし、前章で用いた手法は、過負荷を引き起こし得る予測誤差シナリオを探索するものであり、その発生確率を評価するものではない。発電機の起動停止計画や予備力の配分を見直す必要性を判断するためには、送電線別・時間断面別に過負荷発生確率を定量的に把握することが重要となる。

そこで本章では、第1章で述べた確定論的なSCUCを補完するアプローチとして、確定論的に作成された日間需給計画を所与とし、地理的に分布する再エネ出力の予測誤差と、それに伴う予備力の発動を考慮して、各送電線・各時間断面の過負荷発生確率を算出手法を提案する。さらに、数値シミュレーションにより過負荷リスクの高い送電線と時間帯を示すとともに、並列発電機の組合せの変更が過負荷発生確率に及ぼす影響を分析する。

3.1. 確率論的予測手法の提案

3.1.1. 提案法の概要

提案法では、日間需給計画の各時間断面について、与えられた再エネ出力予測値、需要予測値および発電機の起動停止計画をもとに、再エネ出力の予測誤差に起因する送電線過負荷の発生確率をモンテカルロ法により算出する。

図4のフローチャートに示すように、提案法は、再エネ出力の予測誤差シナリオの生成、DC-OPFを用いた各シナリオにおける過負荷の判定、判定結果に基づく過負荷発生確率の算出の三つの処理から構成される。以下では、各処理の詳細について説明する。

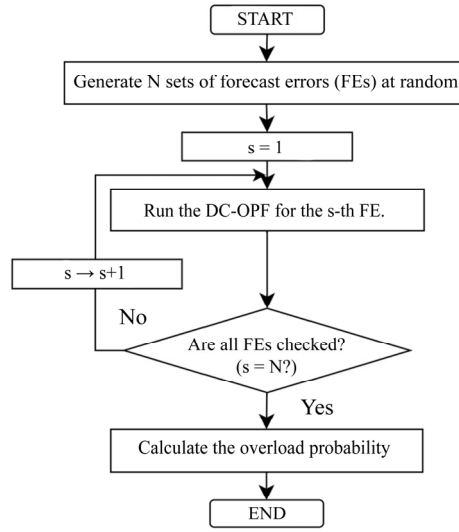


図4 過負荷発生確率の算出手法のフローチャート

3.1.2. 再エネの予測誤差の生成

系統内の M 地点に連系された再エネの出力予測誤差の組合せ $\mathbf{x}$ を、式(7)に示す予測誤差ベクトルとして定義する。

$$\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_M) \quad (7)$$

ここで、地点 i における再エネ出力の予測誤差 x_i は、想定実績値 $p_{actual,i}$ と予測値 $p_{forecast,i}$ を用いて、式(8)により定義する。

$$x_i = p_{actual,i} - p_{forecast,i} \quad (8)$$

ここで、想定実績値とは、実際の再エネ出力が予測値と異なる可能性を考慮して、ランダムに生成される出力値である。提案法では、地点ごとの想定実績値の組合せを N 組生成することにより、 N 組の予測誤差ベクトルを作成する。

各地点の想定実績値は、最低出力から定格出力までの範囲にあり、かつ、予測値からの偏差が定格出力の一定割合以内となる範囲で、一様に発生すると仮定する。これにより、現実には取り得ない出力や、あらかじめ設定した範囲を超える予測誤差を除外する。

3.1.3. DC-OPF による過負荷の判定

前節の方法で生成される予測誤差の組合せをサンプルと呼ぶ。各サンプルについて、需給バランス、発電機と再エネの出力範囲、送電線の熱容量などの制約を考慮した DC-OPF を実行する。この計算では、再エネ出力の抑制および発電機出力の再配分（予備力の発動）により過負荷の解消を試みる。これらの対策を行っても供給支障を生じさせずに過負荷を解消できないサンプルを、過負荷を回避できないサンプルとして判定する。

3.1.4. 送電線過負荷の発生確率の計算

再エネ出力の予測誤差ベクトルの確率密度関数を $PDF(\mathbf{x})$ とすると、送電線の過負荷発生確率は式(9)で表される。

$$prob = \int_C PDF(x_1, x_2, \dots, x_M) d^M \mathbf{x} \quad (9)$$

ここで、 C は、 M 次元の予測誤差空間のうち、送電線過負荷を引き起こす予測誤差の組合せからなる領域を表す。各地点における再エネ出力の予測誤差が互いに独立であると仮定すると、確率

密度関数は各地点の確率密度関数の積として表されるため、式(9)は式(10)のように変形できる。

$$prob = \int_C (\prod_{i=1}^M PDF(x_i)) d^M x \dots \dots \dots (10)$$

式(10)は、多数の乱数を用いて積分計算を行うモンテカルロ積分の考え方を適用することで、式(11)のように近似できる。

$$prob \approx V_C \frac{1}{E} \sum_{m=1}^E (\prod_{i=1}^M PDF(x_i)) \dots \dots \dots (11)$$

ここで、 E は、生成した N 個のサンプルのうち、 C に含まれるサンプルの数であり、DC-OPF によって送電線過負荷を回避できないと判定されたサンプル数に相当する。また、 V_C は、送電線過負荷を引き起こす領域 C の体積を表す。予測誤差を一樣に生成する全領域の体積は、各地点における予測誤差の下限值および上限値を用いて、式(12)により表される。

$$V_C = \frac{E}{N} \prod_{i=1}^M (b_i - a_i) \dots \dots \dots (12)$$

式(12)を式(11)に代入して整理すると、式(13)が得られる。提案法では、式(13)を用いて、各送電線の過負荷発生確率を算出する。

$$prob \approx \frac{1}{N} (\prod_{i=1}^M (b_i - a_i)) (\sum_{m=1}^E (\prod_{i=1}^M PDF(x_i))) \quad (13)$$

3.2. 数値シミュレーションによる送電線の過負荷発生確率の予測結果

3.2.1. シミュレーション条件

IEEE RTS モデル（基準容量 100 MVA）に 7 台の PV を連系した系統をシミュレーションに用いる (Reliability Test System Task Force 1979)。ピーク需要は RTS 系統のピーク需要である 28.0 [p.u.]とし、一日における需要の変化および各時刻における PV 予測値の合計は、九州電力送配電が公表する 2022 年 8 月 8 日の実績値を基に設定した（九州電力送配電 2022）。需要の分布は IEEE RTS モデルのものを扱い、過負荷が生じやすい条件とするため、送電線の熱容量定格は元の値の 7 割に設定する。

需要と再エネの予測値に対して、Kamei et al. (2024) が提案した確定論的な SCUC により、日間需給計画を作成する。SCUC の目的関数は燃料費の最小化とし、運転予備力は負荷の 3%を火力発電で確保する。水力発電、原子力発電の出力は一定とする。LFC 調整容量は火力発電、水力発電の定格出力の 5%を確保する。

提案法における i 番目の再エネの想定実績値の生成に際して、上下限值である a_i と b_i を決める K_i は 0.4 とする。また、サンプル数 N は 5000 とする。

過負荷発生確率の算出において用いる i 番目の再エネの予測誤差の確率密度関数は、式(14)で表す切断正規分布であることを仮定する。

$$PDF(x_i) = \frac{1}{\sigma} \frac{\varphi\left(\frac{x_i - \mu}{\sigma}\right)}{\Phi\left(\frac{b_i - \mu}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{a_i - \mu}{\sigma}\right)} \dots \dots \dots (14)$$

ここで、 φ は正規分布、 Φ は正規分布の累積分布関数である。標準偏差 σ 、平均 μ は、それぞれ 0.7、0 とする。

3.2.2. 提案法による過負荷発生確率の予測結果

提案法により、各時間断面における送電線の過負荷発生確率を算出し、結果を表 6 に示す。ここで、送電線 m-n とは、母線 m と母線 n の間の送電線を表す。表 6 に示されていない送電線では、すべての時間断面で過負荷発生確率は 0 となった。

表 6 送電線過負荷発生確率の算出結果

時刻	過負荷発生確率 [%]	
	送電線 14-16	送電線 7-8
6:00	0	0
6:30	4.5	0
7:00	2.7	0
7:30	64.8	0
8:00	90.5	0
8:30	67.3	0
9:00	82.7	0
9:30	84.2	0
10:00	52.6	0
10:30	16.2	0
11:00	25.2	0
11:30	21.1	0
12:00	16.1	0
12:30	42.1	0.2
13:00	61.9	0.7
13:30	40.1	0
14:00	48.0	0
14:30	34.0	26.7
15:00	0	0.2
15:30	0	1.3
16:00	0	0
16:30	0	0
17:00	0	0
17:30	0	0

表 6 のように過負荷の発生リスクを確率として示すことは、経済合理性を考慮した需給計画の修正に寄与しうる。Hibi et al. (2023) は、送電線過負荷の生じやすさが系統内のどの母線で予備力を確保しているかに影響を受けることを明らかにしており、このことから、発電機の起動停止計画の変更が送電線過負荷への対策として考えられる。提案法では、送電線過負荷の発生リスクの有無を示すだけでなく、表 6 のように過負荷の発生リスクを定量的に示すことによって、例えば、確率の値が需給計画の策定主体が設定した閾値よりも小さい場合には需給計画を修正しないといった、経済合理的な判断が可能になると考えられる。

3.2.3. 発電機の追加並列が過負荷発生確率に及ぼす影響分析

次に、提案法による過負荷発生確率の算出結果の妥当性を確認するため、表 6 に示す 9 時の時間断面において、並列発電機の組合せを変更することによる 14-16 送電線の過負荷発生確率の変化を分析する。

14-16 送電線に対する GGDF が正の母線に連系されている 11 番～15 番発電機、もしくは 14-16 送電線に対する GGDF が負の母線に連系されている 1 番発電機を追加で並列する計画に変更し、各ケースにおける過負荷発生確率を提案法により算出した結果を表 7 に示す。14-16 送電線に対するある母線の GGDF の符号が正の場合は、当該母線が 14-16 送電線の上流側にあるとみなし、負の場合は下流側にあるとみなす。

表 7 並列発電機の組合せによる送電線 14-16 の過負荷発生確率の比較

追加並列発電機	9:00 における送電線 14-16 の過負荷発生確率 [%]
なし	82.7
母線 15 の 11-15 番発電機	84.7
母線 13 の 1 番発電機	29.6

表 7 に示す過負荷発生確率の比較から分かるように、14-16 送電線の上流側に連系された 11 番～15 番発電機を追加並列すると過負荷発生確率はわずかに上がるのに対して、下流側の 1 番発電機を追加並列すると過負荷発生確率は大きく低減する。

この変化について考察するため、元の並列発電機の組合せの下では 14-16 送電線が過負荷となる表 8 の予測誤差のサンプルに対して、上記で設定したそれぞれの並列発電機の組合せの下での潮流状態について分析する。表 8 では、各 PV が連系された母線の 14-16 送電線に対する GGDF と、予測値に予測誤差を加えた想定実績値も併せて示す。

表 8 PV 出力予測誤差および送電線 14-16 に対する GGDF

PV	x_i [p.u.]	GGDF	$p_{actual,i}$ [p.u.]
1	-0.10	-0.134	1.026
2	-0.10	-0.136	0.480
3	-0.080	-0.152	1.634
4	0.050	-0.144	0.784
5	0.030	0.046	0.520
6	0.150	0.058	1.619
7	0.050	-0.047	0.784

まず、元の並列状態のもとで、表 8 の想定実績値に対して DC-OPF を適用することで得られた潮流状態を図 5 に示す。ここで、図中の発電機の傍の数値は出力を表し、カッコ内の数値は定格出力までの余力を表す。また、図中の PV の傍の数値は出力を表し、カッコ内の数値は出力抑制量を表す。表 8 の予測誤差のサンプルの下では、GGDF が負である下流側の母線に連系された PV が合計として下振れし、上流側の PV が合計として上振れするため、14-16 送電線の潮流を増加させる。それに対して、上流側の母線に連系された発電機および PV で出力を抑制することが過負荷の解消に寄与しうるが、需給バランスの制約によりその発動が制限され、過負荷を解消することができない結果となる。なお、このとき、下流側の母線に連系された発電機では出力を定格まで増加することで、できるだけ上流側の下げ予備力が発動しやすい状況を作り出している。

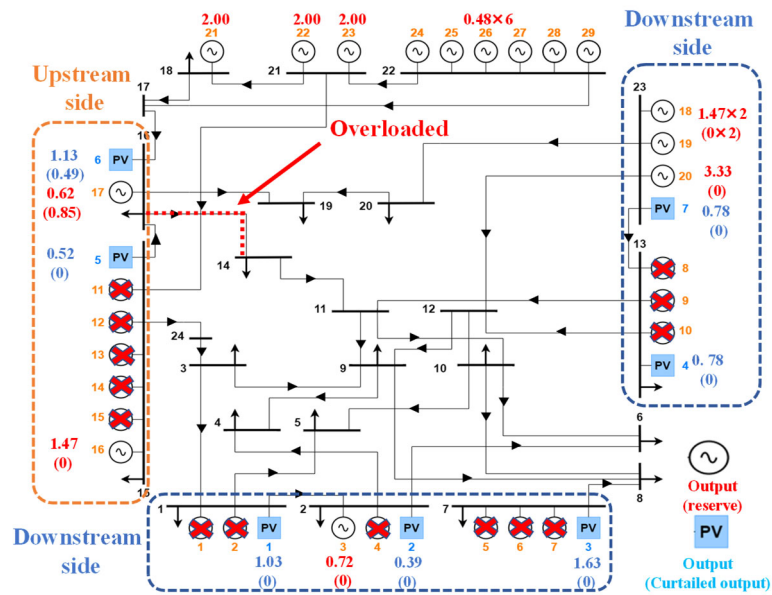


図5 初期条件における送電線潮流

次に、元の並列発電機の組合せに加えて11番～15番発電機を並列した場合の潮流状態を図6に示す。11番～15番発電機は、14-16送電線の上流側の母線に連系されていることから、このケースにおいても、先のケースと同様の理由で過負荷が避けられない結果となる。また、11番～15番発電機の追加並列により、上流側の母線に連系された発電機群の最低出力の合計は増加することになるため、上流側のPVの出力抑制は増加する結果になることも注目し値する。送電線を通る潮流は、図5と比べて大きな違いは見られなかった。

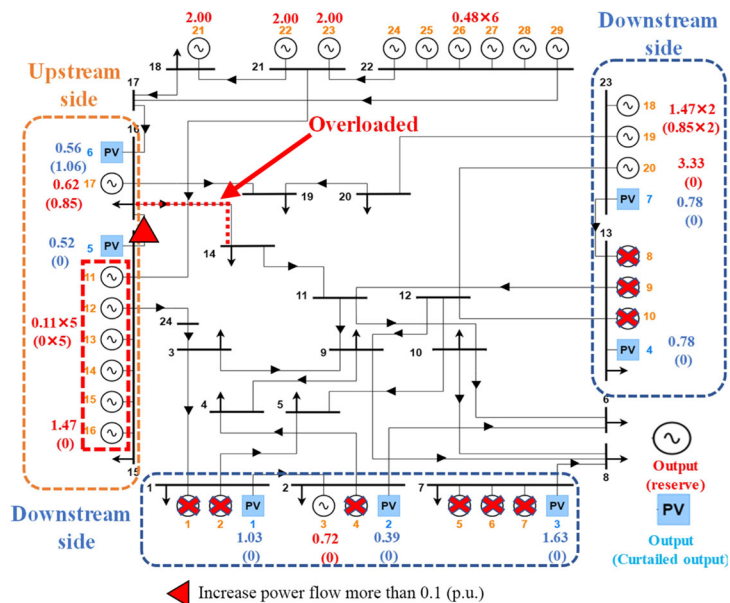


図6 発電機11～15を起動した場合の送電線潮流

最後に、1番発電機を追加並列した場合の潮流状態を図7に示す。図7では、図5と比べて送電線潮流に大きな違いがあったため、それらについて図中の色付きの矢印で示している。このケースで

は、14-16 送電線の下流側に位置する 1 番発電機による出力の分だけ、上流側で下げ ΔkW が発動可能になるため、それによって 14-16 送電線の潮流を減少させる効果が得られる。また、1 番発電機が連系された母線の GGDF が負であることから分かるように、1 番発電機による出力自体も、14-16 送電線の潮流を減少させる効果を生む。これらの効果により、このケースでは 14-16 送電線の過負荷が解消される。

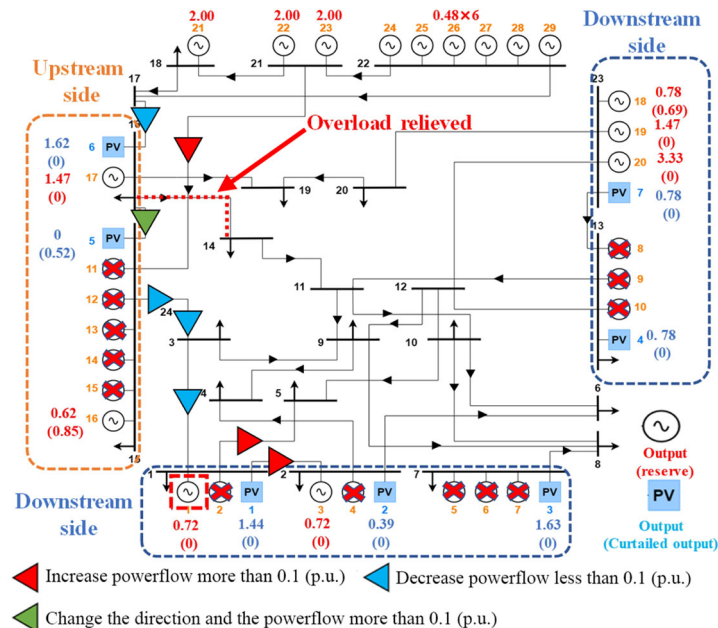


図 7 発電機 1 を起動した場合の送電線潮流

このように、並列発電機の組合せが変わると再エネの予測誤差による送電線過負荷の発生しやすさが変化することを、GGDF に基づく潮流状態の分析によって確認した。また、提案法による過負荷発生確率の算出結果は、潮流状態の分析結果と整合することを確認した。

4. 送電線過負荷を踏まえた予備力の調達に関する技術的・制度的論点

4.1. 地点性を考慮した予備力の調達

第 2 章で示したように、再エネ出力の予測誤差に起因する送電線過負荷の発生は、系統全体における予測誤差の大きさだけでなく、予測誤差の地理的な分布、ならびに対象送電線の上流側および下流側における予備力の配分に左右される。例えば、基準となる潮流方向に対して、ある送電線の下流側に連系された再エネの出力予測値が前日段階から下方修正された場合を考える。同じ下流側に位置する電源から調達した上げ予備力を用いて、発電出力を増加させるよう発電計画を変更できれば、当該送電線を通る潮流の増加を抑えながら、計画上の供給力不足を補うことができる。一方、下流側で調達した予備力が不足し、上流側に位置する電源の発電出力を増加させるよう発電計画を変更する場合には、当該送電線の潮流が増加し、過負荷が生じる可能性がある。このように、同じ容量の予備力であっても、その調達地点によって、熱容量制約に抵触することなく需給計画の見直しに利用できるかどうかは異なる。

第 3 章のシミュレーションでは、前日段階の予測値に基づく確定論的な SCUC によって熱容量制約を満足する日間需給計画が策定されている場合でも、その後の再エネ出力予測値の変化と、

それに対応する発電計画の変更によって、送電線過負荷が生じ得ることを示した。この結果は、系統全体として必要量の予備力を確保していても、その調達地点によっては、予備力を用いた発電計画の変更が熱容量制約によって制限され、更新後の予測値の下で計画上の需給バランスを維持できない可能性があることを示している。したがって、予備力の充足性を評価する際には、調達量だけでなく、予測値が変化した場合に、調達した予備力を用いた発電計画の変更が熱容量制約の下で可能であるかという地点性も考慮する必要がある。

第3章で紹介した確率論的な評価手法を用いることで、GCまでに想定される再エネ出力予測値の変化に対して、どの送電線で、どの時間帯に過負荷が生じやすいかを評価できる。さらに、過負荷が生じた個々のシナリオを分析することにより、どの地点における予測値の変化と発電計画の変更が過負荷に寄与しているかを把握できる。これらの情報は、過負荷が生じやすい送電線によって区分される部分系統のうち、どの地域で、どの程度の予備力を調達する必要があるかを検討するための技術的根拠となり得る。すなわち、送電線別・時間帯別の過負荷確率は、系統運用上のリスクを把握するだけでなく、地点性を考慮した予備力の調達地点、調達量および調達対象時間帯を検討するためにも活用できる。

具体的には、過負荷確率が高い送電線を特定し、当該送電線によって区分される下流側の部分系統において、予備力を追加的に調達する方法が考えられる。その際には、候補となる調達地点と調達量の組合せごとに過負荷リスクを評価し、あらかじめ定めたリスク基準を満足する調達案の中から、費用が最も小さいものを選択する枠組みが考えられる。また、地点性を考慮した調達はすべての時間帯に一律に適用するのではなく、過負荷リスクが一定の水準を超える時間帯を対象を限定することも考えられる。

4.2. 再エネ出力予測の変化に対応した予備力調達の見直し

再エネ出力の予測値は、前日段階からGCまでの間に順次更新され、一般に実需給に近づくほど予測精度が向上する。一方、予測値の更新に伴って、予測誤差の大きさや地点別の分布に関する想定も変化するため、残存する予測誤差に対応するために必要な予備力の量や地点も変化し得る。また、予測値および予測誤差分布の想定が更新されれば、並列発電機の組合せが同じであっても、算出される過負荷確率は変化し得る。このため、前日段階で予備力を一度調達するだけでなく、その後の予測の更新に応じて過負荷リスクを再評価し、必要に応じて予備力の調達内容を見直すことが重要となる。

第3章のシミュレーションでは、過負荷が生じやすい送電線に対して適切な側に位置する発電機を追加的に並列し、当該発電機を予備力として活用可能とすることにより、過負荷確率が低減することを確認した。この結果は、予備力の調達内容の見直しを通じて過負荷リスクを低減する上で、予備力の調達地点や調達量だけでなく、並列発電機の組合せの変更が有効な場合があることを示している。

ただし、火力発電機の起動には数時間を要する場合がある。実需給に近づくほど再エネ出力の予測精度は向上する一方、起動指令から計画対象時間までの時間は短くなるため、新たに並列可能な発電機は次第に限られる。このため、予測精度が十分に向上してから予備力の必要地点を判断しても、当該地点の発電機を計画対象時間までに並列できない可能性がある。したがって、予備力が必要となる可能性の高い地点では、発電機の起動に要する時間を考慮し、予測精度が十分に向上する前の段階で追加起動の可否を判断する必要がある。

この判断に、第3章で紹介した確率論的な評価手法を活用することが一つの方策となる。具体的

には、各発電機の起動判断期限より前の計画策定断面において、確定論的な手法によって得られた起動停止計画を対象に、送電線別・時間帯別の過負荷リスクを算出する。その結果に基づいて、追加的に並列する発電機、予備力の調達地点および調達量を検討することが考えられる。その後も、予測の更新に応じて過負荷リスクを再評価し、計画対象時間までに新たに並列可能な発電機の範囲内で、追加起動の要否および予備力の調達内容を再検討することが考えられる。

一方、予測の更新に応じて起動停止計画や予備力の調達内容を頻繁に変更すると、追加的な起動費や燃料費が発生する。また、発電事業者にとって、発電機の起動停止や予備力の提供に関する計画を事前に見通すことが難しくなり、運用上および経済上の負担が増加する可能性がある。さらに、追加起動や予備力の追加調達に要する費用は、その回収方法によっては、料金等を通じて需要家の負担となる。このため、過負荷リスクを再評価する計画策定断面や、起動停止計画および予備力の調達内容を見直す条件をあらかじめ定める必要がある。また、追加起動に伴う起動費や最低出力での運転に要する燃料費等について、その算定・精算方法、費用の負担主体および回収方法を整理する必要がある。再エネ出力の予測精度が向上する時点と、各発電機の起動を判断できる最終時点との関係を踏まえ、過負荷リスクの低減による安定供給上の効果と、発電事業者の運用上・経済上の負担および需要家の費用負担とのバランスを考慮しながら、予備力調達を見直す時点および条件を検討することが重要である。

4.3. 送電線混雑リスクを踏まえた予備力調達の判断指標と役割分担

過負荷確率は、発電機の出力再配分や再エネの出力抑制を行っても解消できない送電線過負荷が発生する可能性を示す指標であるが、個々のシナリオにおける過負荷量や、熱容量制約を満足するために必要となる供給支障の規模までは直接表さない。一般に、過負荷量の大きい送電線では過負荷確率も高くなる傾向があるものの、過負荷確率が同じであっても、想定される過負荷量や供給支障量は異なり得る。このため、予備力の調達量および調達地点の判断に当たっては、過負荷確率だけでなく、熱容量制約を満足するために必要となり得る供給支障電力量の期待値や、供給支障による社会的影響を金銭換算した停電コストの期待値を併せて用いることも考えられる。これらの指標を用いることで、過負荷の発生可能性だけでなく、その影響の大きさも考慮して、地点別の予備力調達によるリスク低減効果と調達費用を比較できる。

送電線混雑リスクに基づいて予備力の調達量および調達地点を決定するためには、許容するリスク水準をあらかじめ定める必要がある。例えば、過負荷確率に上限を設定する方法のほか、供給支障電力量や停電コストの期待値が一定の水準以下となるように調達する方法が考えられる。また、リスク指標に明示的な上限を設けるのではなく、予備力の追加調達費用と停電コストの期待値の合計を最小化する方法も考えられる。

どの指標を用い、どの程度のリスクを許容するかは、安定供給の水準と需要家の費用負担の双方に関わる政策的な判断である。このため、個々の系統運用者の判断のみに委ねるのではなく、国または制度設計を担う主体が基本的な考え方と判断基準を定める必要がある。一方、個々の計画策定断面における過負荷リスクの評価や、その結果に基づく予備力の追加調達および調達地点の変更は、系統状態や発電機の運用条件を把握する系統運用者が担うことが適切と考えられる。したがって、リスク指標と許容水準を制度として定める主体、それらを個々の計画策定断面に適用して調達内容を判断する主体、および判断結果の妥当性を検証する主体の役割分担を明確にすることが重要である。

4.4. 過負荷リスク評価に必要なデータ基盤の構築

過負荷確率の評価を実用的なものとするためには、再エネ出力および需要について、予測値と実績値をノード単位で対応付けたデータを継続的に蓄積し、予測誤差の統計的性質を把握する必要がある。その際には、予測作成時刻と予測対象時刻を記録し、予測時点から実需給までの時間ごとに予測誤差を分析できるようにする必要がある。また、再エネの実績出力は、出力抑制や設備停止の影響を受ける場合があるため、これらの影響を予測誤差と区別できるよう、出力抑制量や設備の運転状態に関する情報も併せて整備することが望ましい。予測誤差は、季節、時間帯、天候、予測時点から実需給までの時間などによって変化するため、これらの条件を区別して分析できる形式でデータを整備することが重要である。

さらに、複数のノードにおける予測誤差は、共通する気象条件などの影響を受けるため、相互に独立とは限らない。各ノードの予測誤差分布を個別に推定してシナリオを作成すると、複数地点で同時に生じる予測誤差を適切に再現できず、過負荷確率を過大または過小に評価する可能性がある。また、ある時間帯に生じた予測誤差がその前後の時間帯の予測誤差と相関する場合もある。このため、地点別の予測誤差を同一時刻について対応付けるとともに、時間的な連続性も保持したデータを蓄積し、予測誤差の空間的・時間的な相関を考慮したシナリオを作成できるようにする必要がある。

これらのデータは、発電事業者、小売電気事業者、アグリゲータ、一般送配電事業者など、複数の主体が保有しうる。そのため、データの時間粒度、地点区分および記録項目を統一するとともに、データを収集・管理する主体、利用範囲ならびに機密情報の取扱いを明確にする必要がある。また、再エネの導入量や予測手法の変化に伴って予測誤差の傾向も変化するため、予測値と実績値に関するデータを継続的に蓄積・更新することが重要である。

4.5. 計算負荷削減に向けた過負荷リスク評価手法の改善

4.2 節で述べたように、再エネ出力予測の更新に応じて予備力の調達内容や起動停止計画を見直すためには、複数の計画策定断面において過負荷リスクを再評価する必要がある。また、計画変更の判断に当たっては、並列発電機の組合せが異なる複数の候補について、評価結果を比較することが想定される。評価に長時間を要すると、最新の予測値を計画変更へ適時に反映できず、発電機の起動判断期限までに必要な判断を行えない可能性がある。このため、過負荷リスク評価を実運用に活用する上では、評価に要する時間の短縮が重要となる。

現時点の提案法では、モンテカルロ法により生成した予測誤差シナリオのそれぞれについて最適化計算を実行し、送電線過負荷の有無を判定する必要がある。このため、シナリオ数や系統規模の増加に伴って計算時間が増加する。計算時間を短縮する方法の一案として、最適化計算による過負荷判定の結果を学習データとして機械学習モデルを構築し、各シナリオにおける過負荷の有無を高速に判定する方法が考えられる。学習後の機械学習モデルによって最適化計算の一部または全部を代替し、必要な判定精度を確保できれば、モンテカルロ法による評価を大幅に高速化できる可能性がある。ただし、系統構成や起動停止計画が変化した場合についても判定精度を検証する必要がある。特に、過負荷を見落とす誤判定は、過負荷確率の過小評価につながるため、その発生を抑えることが重要である。

また、各シナリオに対する最適化計算は相互に独立して実行できるため、複数の計算機を用いた並列計算によって、評価に要する時間を短縮することも可能である。機械学習による判定手法の高速化と並列計算を組み合わせることにより、発電機の起動判断期限までに過負荷リスクを評

価し、その結果を予備力の調達や起動停止計画の見直しに反映できる可能性が高まる。

5. おわりに

本稿では、再エネ出力の予測誤差と、それに伴う予備力の発動によって生じる送電線過負荷を対象として、その発生メカニズムと確率論的な評価手法を示した。第2章では、過負荷を引き起こす予測誤差シナリオを探索し、送電線過負荷の発生が、系統全体における予測誤差の大きさだけでなく、予測誤差の地理的な分布、ならびに対象送電線の上流側および下流側における予備力の配分に左右されることを示した。第3章では、モンテカルロ法とDC-OPFを用いて、送電線別・時間帯別の過負荷発生確率を算出する手法を紹介した。

数値シミュレーションの結果、確定論的なSCUCによって熱容量制約を満足する日間需給計画が策定されている場合でも、再エネ出力の予測誤差と予備力の発動によって送電線過負荷が生じ得ることを確認した。また、並列発電機の組合せを変更した分析により、過負荷が生じやすい送電線の下流側に位置する発電機を追加的に並列することで、過負荷発生確率を低減できる場合があることを示した。これらの結果から、予備力の充足性を評価する際には、調達量だけでなく、熱容量制約の下で予備力を利用できるかという地点性を考慮する必要がある。

第3章で紹介した確率論的な評価手法は、例えば、現在検討が進められている同時市場において、確定論的なSCUCにより得られた起動停止計画について、予測誤差に起因する送電線過負荷リスクを評価するためのセキュリティチェックとして活用できる可能性がある。その際、時間前同時市場の実施時点および頻度については、再エネ出力の予測精度が向上する時点と、各発電機の起動判断期限との関係を踏まえて検討する必要がある。また、実績データに基づいて予測誤差の空間的・時間的な相関を考慮するとともに、過負荷リスクの判断指標と許容水準、予備力調達の見直しに関する役割分担および評価に要する時間の短縮について検討する必要がある。

なお、本稿で扱った課題には、蓄電池の導入や火力発電機の起動時間の短縮といったハード面からの対応も考えられる。予測値の更新後に短時間で起動または出力調整が可能なリソースが十分に確保されていれば、その時点で必要な予備力を追加的に調達できるため、前日段階から送電線過負荷の発生確率を評価して起動停止計画に反映する必要性は相対的に低下する。ただし、こうしたリソースについても、その連系地点や送電線の熱容量制約によっては必要時に十分活用できない可能性がある。本稿では、設備形成による対応ではなく、既存の設備構成を前提として、予測値の更新、起動停止計画および予備力調達を適切に組み合わせるソフト面からの対応を主な対象とした。将来的には、ハード面とソフト面の対策について、費用および供給信頼度の両面から適切な組合せを検討する必要がある。

参考文献

日本語文献

- 青木 功・谷川亮一・早崎宜之・松本光裕・榎本重朗（2013）「風力発電出力予測システムの開発と運用状況」『電気学会論文誌 B』133 巻 4 号，366–372 頁．<https://doi.org/10.1541/ieejpes.133.366>
- 相原良太・横山明彦（2015）「太陽光発電大量導入時における時間断面毎の最適な運転予備力を考慮した揚水発電所最適週間運用計画」『電気学会論文誌 B』135 巻 3 号，141–152 頁．<https://doi.org/10.1541/ieejpes.135.141>
- 宇田川佑介・荻本和彦・大関 崇・大竹秀明・池上貴志・福留 潔（2016）「太陽光発電出力予測に基づく起動停止計画モデルの開発と実規模系統の解析」『電気学会論文誌 B』136 巻 5 号，484–496

頁. <https://doi.org/10.1541/ieejpes.136.484>

九州電力送配電（2022）「エリア需給実績データ（2022年8月8日）」
https://www.kyuden.co.jp/td_area_jukyu/jukyu.html（2026年8月17日閲覧）.

経済産業省（2023）「系統運用制約付き電源起動停止計画に基づく電力需給・潮流最適化プログラム」
 第2回同時市場の在り方等に関する検討会，参考資料2.
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/002.html

総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2021）「電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ（案）」27–34頁.

電力広域的運営推進機関（2022）「系統混雑を考慮した調整力確保の考え方について＜課題整理と海外事例＞」第42回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会，資料4.

益田泰輔・大関 崇・Joao Gari da Silva Fonseca Junior・村田晃伸（2014）「太陽光発電予測誤差が原因となる供給支障電力と余剰電力の評価」『電気学会論文誌 B』134 巻 4 号，286–295 頁.
<https://doi.org/10.1541/ieejpes.134.286>

英語文献

- Bouffard, F., and F. D. Galiana (2008), “Stochastic Security for Operations Planning with Significant Wind Power Generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 306–316.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.919318>
- Brouwer, A. S., M. van den Broek, A. Seebregts, and A. Faaij (2014), “Impacts of Large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on Electricity Systems, and How These Can Be Modeled,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 443–466.
- Chen, Y., et al. (2023), “Security-Constrained Unit Commitment for Electricity Market: Modeling, Solution Methods, and Future Challenges,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 38(5), 4668–4681.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2022.3213001>
- Geng, X., and L. Xie (2019), “Chance-constrained Unit Commitment via the Scenario Approach,” *Proceedings of the North American Power Symposium*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/NAPS46351.2019.9000192>
- Hibi, S., K. Kawabe, and T. Masuta (2023), “Estimation Method for Transmission Line Overloads Due to Renewable Energy Source (RES) Output Forecast Errors in Daily Supply and Demand Planning,” *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 18(6), 1033–1041.
<https://doi.org/10.1002/tee.23809>
- Huang, J., P. Yalla, and T. Yong (2004), “New Real Time Market Applications at the California Independent System Operator (CAISO),” *Proceedings of the IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397599>
- Kamei, Y., T. Okada, T. Masuta, Y. Manabe, and N. Yamaguchi (2024), “Value Evaluation and Price Calculation of Regulating Power for Grid Constraints in Simultaneous Market,” *Proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863753>
- Knueven, B., M. N. Faqiry, M. Garcia, Y. Chen, R. Treinen, T. Werho, J. Zhang, V. Vittal, L. Zhao, A. Thatte, and S. Yin (2023), “Stochastic Look-Ahead Commitment: A Case Study in MISO,” *Proceedings of the IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–5.
<https://doi.org/10.1109/PESGM52003.2023.10253199>
- Lin, J. (2009), “Market-based Transmission Planning Model in PJM Electricity Market,” *Proceedings of the*

- European Energy Market Conference, 1–6. <https://doi.org/10.1109/EEM.2009.5207217>
- Morales, J. M., A. J. Conejo, and J. Perez-Ruiz (2009), “Economic Valuation of Reserves in Power Systems with High Penetration of Wind Power,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2), 900–910. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016598>
- Ng, W. Y. (1981), “Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100(3), 1001–1005. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1981.316635>
- Ordoudis, C., P. Pinson, J. M. Morales, and M. Zugno (2016), “An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies,” Technical University of Denmark.
- Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee (1979), “IEEE Reliability Test System,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(6), 2047–2054. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319398>
- Tuohy, A., P. Meibom, E. Denny, and M. O’Malley (2009), “Unit Commitment for Systems with Significant Wind Penetration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2), 592–601. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016470>
- Wu, L., M. Shahidehpour, and T. Li (2008), “Cost of Reliability Analysis Based on Stochastic Unit Commitment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), 1364–1374.
- Xiong, P., P. Jirutitijaroen, and C. Singh (2017), “A Distributionally Robust Optimization Model for Unit Commitment Considering Uncertain Wind Power Generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1), 39–49. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2544795>
- Zhang, Z., Y. Chen, X. Liu, and W. Wang (2019), “Two-stage Robust Security-constrained Unit Commitment Model Considering Time Autocorrelation of Wind/load Prediction Error and Outage Contingency Probability of Units,” *IEEE Access*, 7, 25398–25408. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2900254>