

2.4 大停電を起こさないために

一般にシステムの信頼性とは、そのシステムが与えられた条件で規定の期間中、要求された機能を果たす性質（すなわち正常動作）を意味する広義の工学的用語である。また信頼度とは確率的・統計的視点で正常動作の度合いまでを評価する際に用いる用語である。電力システムは電力供給を目的とするシステムであるので、電力システムの信頼性は供給支障（停電）の少なさにより評価される。例えば、日本では2015年度、需要家あたりの停電が年平均で0.13回、21分ほどであり、国際的にも高い信頼性を維持しているといえる⁽¹⁾⁽²⁾。なお、電力システムに特化した議論を行う際には、「供給信頼度」、「信頼度」といった用語が「信頼性」の意味で広く用いられている。

停電には需要家に近い配電線での故障とシステムの基幹部分での故障に起因するものがある。統計的には前者の供給支障事故が9割を占める⁽¹⁾⁽²⁾が、これは広範囲に広がる配電線が自然災害等の影響を受けやすく、加えて事故点の近傍や下流部分がどうしても停電を回避しにくいことによる。一方、基幹部分での事故は大規模な供給支障に波及し得るので、「信頼度基準」に基づく特別な方法での管理が必要とされる。現在、基幹系事故による供給支障の割合が小さいのは、重要な送電線を多回線化するなどの設備対策や、送電電力を安全範囲に保つ運用などの現状の信頼性維持方策が機能しているためである。しかし、今後は特に基幹系での信頼性低下が懸念されるので留意していく必要がある。

図2.4.1に電力システムにおける信頼性の決定要因を示す。システム的环境要因として、需要の増加などの重負荷、事故や落雷などの外乱の増大、運転状態の予測ができない不確定性の増大などに対して信頼度が低下する。一方、電力設備やシステム運用の要因として、設備の増強や設備管理の方法に関連する設備の状態や能力、システム制御の高度化など制御性の向上が信頼性を高める方策である。電力システムの信頼性は、これら両者のバランスで決まる。

現在、再生可能エネルギーの大量導入と電力システム改革が同時に進行している。まず、再生可能エネルギー（以降、再エネ）は、将来の我が国のエネルギーとして非常に重要であるが、賦課金による電気料金の上昇に加え電力システムの信頼性を低下させる要因となっている。これは太陽光や風力など天候依存形の再エネが予測困難な不確定性を伴うシステムの外乱となるためである。システムの信頼性低下は、これまでの経験では長期的視点での対策を怠った際に水面下で徐々に進むことが多く、ある段階で大規模停電といった事態に遭遇して認識される。そして、一度信頼性が低下した状態になると、回復するまで停電を繰り返すような事態にもなり得る。すなわち、現段階で長期的な視点での対策が重要である。

電力システムは、発電所で電気を発生し、送電線で需要家に届けるという単純でわかりやすいシステムであるが、一方で人類の作った最大級の複雑システムといわれ、様々な不安定要因を内在させている。具体的には、複数発電機間での振動に関連した「安定度」と呼ばれるものや、橋などの構造物

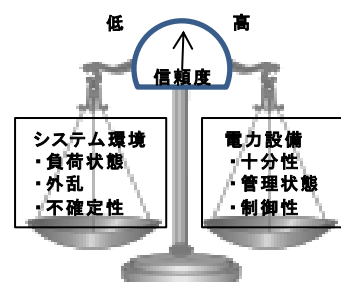


図 2.4.1 電力システム信頼性の決定要因

が崩壊する際のメカニズムに類似した「電圧安定性」と呼ばれるもの、送電線や電力機器に限界を超える電気が流れる「過負荷」、その他にも「周波数変動」などがあり、これらの不安定要因が図2.4.1の信頼性を決定する重要な内部要因となっている。世界の電力システムで経験した大停電は、何らかの外乱によりこのような安定限界に近づき、その後の系統を保護するための自動制御や系統操作により、さらなる状態悪化を招き、系統崩壊に至っている。例えば、2006年の欧州での事故や2003年の北米事故では、初期の事故や外乱に対して過負荷が発生し、その後の状態悪化の連鎖に繋がっている⁽³⁾⁽⁴⁾。また、1987年の東京での停電は、電圧安定性によるものであった⁽⁵⁾。

信頼度基準は、大停電発生メカニズムに対して、事故波及の抑止手段を組み込むために設けられる。信頼度基準は大まかに以下の3段階で確認される。

- ① 設備を計画する段階（設備計画）、
- ② 発電機等の運転計画を作成する段階（運用計画）、
- ③ 運転中で監視をしている段階（リアルタイム運用）

各段階では、外乱を受けた状況を想定して系統解析を行い、不安定要因を安定化する対策、すなわち信頼度基準を満たす対策がとられる。

現在、この信頼度基準を維持する上で、指摘すべき課題として、設備の弱体化、再エネによる不確定性の増大、従来方式や運用技術の限界など、多くの懸念事項がある。特に、再エネの大量導入により、将来の電気の流れの不確定性が増大し、予測の精度が低下し、上記①～③で実施する計算の精度が大幅に悪化する状況となりつつある。これらのことから、今後必然的に②や③の運用段階での対策が重要となると考えられるが、不確定性が増大すると、従来の運用技術では信頼性維持が困難になる可能性がある。このことから、今後の環境を考えると、懸念されるリスクとして以下を指摘できる。

- ・環境変化により危険なシステム運用が検知できない状況に変化し、危険な運用が常態化する状況
- ・電力価格の高騰や乱高下・電力市場の混乱
- ・大災害に対する強度や回復力（レジリエンス）の低下

上記第一の状況は、大事故が発生した際に後の検証においてしばしば指摘される項目である。電気の流れのパターンの変化やコスト削減の結果として電力設備の弱体化が進んだ際に懸念されるリスクである。再エネ導入による不確定性の増大は、この状況を相当に悪化させ得る。これについては第3.4節で後述するが、今後、再エネに起因する詳細な電気の流れ

の監視, および信頼度基準の常時監視は, 技術的な課題を克服して実施されるべきである。

第二の状況は, 再エネによる不確定性の増大が電力市場の混乱を誘発する状況である。特に信頼性の維持に必要となる送電制約などが不定期に発生すると, 混乱を拡大し得る。元来, 不確定性が増大する環境での信頼性維持は, 電力自由化とは相性が悪い。したがって, 適切な制度設計ができないと, 信頼性の維持と電力市場の安定が共に損なわれてしまう懸念がある。

信頼性の維持に際して, 費用は低く抑えたいが, 停電を繰り返すシステムは許容できないというのが共通の認識と思われる。そこで重要となるのが, 最小のコストで信頼性を維持する最適化の概念である。最適化の概念がないと効果の低い投資がなされたり, 弱点箇所が出現したりするなど, 費やした費用に対して達成可能なレベルまで信頼性が向上しない。最適化を行うためには, 電力システム全体を1つのシステムとして捉える必要がある。多くの事業者が混在しているとしても「発電」や「送電」といった部分に分けて扱うのではなく, 工学的視点で全体を最良のバランスで調整する対策を考えることである。

第三のリスクに関して, 現在, 高コストな発電設備の廃棄が進む一方で, 大災害に対する備えが実質的に低下し, 脆弱なシステムとなりつつある。電力システムが災害時におけるライフラインであるという認識が低下し, 大災害への備えに対する責任も曖昧になっていると懸念される。大災害に対しては, 地域を主体とした分散型のシステム構造を維持しながら問題を取り扱う視点が重要である。

工学的な観点でいえば, 信頼性を維持しながら再エネ導入量の最大化をはかり, かつ電力価格も抑制して災害にも対応するという極めて難しい一連の課題には, 地域分散型の垂直統合システムにおいて, システムの最適化の概念に基づいて実施するのが, 最も安全で確実な方法と思える。一方, 再エネ導入環境下での電力自由化は, 研究者の立場としては, これまでに経験がないチャレンジングで魅力的な研究課題を提供するものであるが, 社会インフラを維持していく視点では, 危うさの残る社会実験ともいえる。電力システム改革には, 新規事業者の参入による事業機会の拡大や需要家選択肢の拡大などの目的やメリットがあり, この点は一般に周知されているが, 信頼性や安定供給力の低下, さらに大災害に対する備えが弱体化するなどのリスクやデメリットはあまり認知されていないように感じる。

今後の環境変化は予想できるものであるので, 細心の注意を払って制度設計を行い, 信頼性低下を回避することが重要と考えられる。特に, 将来のエネルギーとして非常に重要な太陽光や風力などの再生可能エネルギーは, 従来の電力システム工学の方法論では取り扱えないほど大きな不確定性を伴う。不確定環境における電力システム運用は, 世界共通の課題であるが, 我が国独自の環境条件を考慮して, 早急に対策を確立すべき課題と考えられる。

参考文献

- (1) 経済産業省 平成 27 年度電気保安統計
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electri

- c/detail/result-2.html
 (2) 電気事業連合会データベース FEPC INFOBASE,
<http://www.fepec.or.jp/library/data/infobase/>
 (3) Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations, U.S.-Canada Power System Outage Task Force, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, U.S. Department of Energy, April 2004
<https://energy.gov/oe/downloads/blackout-2003-final-report-august-14-2003-blackout-united-states-and-canada-causes-and>
 (4) Final Report - System Disturbance on 4 November 2006, Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE), January 2007.
 (5) T. Ohno, S. Imai, "The 1987 Tokyo Blackout," Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. October-November 2006 IEEE PES.

3.4 電力システムの信頼性維持の課題

3.4.1 はじめに

東日本大震災とそれに伴う原子力事故以降、エネルギーに関連する環境が激変した。首都圏で2週間に亘る輪番停電を経験するなど需給逼迫が続き、エネルギーの供給や利用に対する従来の枠組みに対して疑問が投げかけられた。そして、問題を解決する手段として、従来のエネルギー政策の抜本的な見直しに伴い、電力システム改革が進行した。この流れの中で、再生可能エネルギーの促進^{(1)~(3)}は重要な位置を占め、固定価格買取制度（FIT）が施行され、特に太陽光発電など天候に依存する自然変動電源の導入が加速した。現在、①広域系統運用の拡大、②小売及び発電の全面自由化、③法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保という3段階の電力システム改革が進行中である。現在は、この第2段階にあり、2015年4月に電力広域的運営推進機関（OCCTO）が設立され、2016年4月に小売全面自由化が実施された。

電力システム改革の背景には、「安定供給の確保」、「電気料金の抑制」、「需要家選択や事業機会の拡大」といった目的があるが、これらは電力システムが健全に機能することが前提になる。電力システムは、発電所で電気を発生し、送電線で需要家に届けるという単純でわかりやすいシステムであるが、一方で人類の作った最大級の複雑システムといわれ、その複雑さのため様々な不安定要因を内在させている。従って、将来にわたって安定に電気を使えるよう、社会インフラとしてのシステムの信頼性をいかに維持しているかを理解し、リスクについても認識しておきたい。

本稿では、現在の電力システム環境の大きな変化として、再生可能エネルギーの大量導入を考え、システムの信頼性を維持するための考え方や手法⁽⁴⁾⁽⁵⁾について解説し、将来に亘って電力システムという社会インフラを維持していくための課題や方策について、最近の我々の研究^{(6)~(23)}なども交えて考えてみたい。

3.4.2 電力システムの信頼性維持

3.4.2.1 電力システムの信頼性

（1）システムの信頼性 一般にシステムの信頼性とは、そのシステムが与えられた条件で規定の期間中、要求された機能を果たす性質（すなわち正常動作）を意味する広義の工学的用語である。また信頼度とは確率的・統計的視点で正常動作の度合いまでを評価する際に用いる用語である。電力システムは電力供給を目的とするシステムであるので、電力システムの信頼性は供給支障（停電）の少なさにより評価される。例えば、日本では2015年度、需要家あたりの停電が年平均で0.13回、21分ほどである⁽²⁷⁾⁽²⁸⁾。これらの指標は、計画停電を除外するなど国や地域により統計方法が異なり直接的な比較は難しい場合があるが、日本は国際的にも高い信頼性を維持しているといえる。ちなみに、震災の2011年度は停電回数0.94回、514分であった。

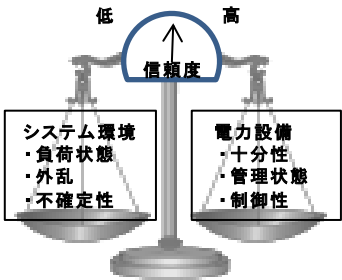


図 3.4.1 電力システム信頼性の決定要因

表 3.4.1 環境に対する設備の相対的レベル

レベル	当該レベルの設備での電力システム運用
高	システム環境に対し全く不安定性が発生しない。
中	適正な運用・制御を実施すると、不安定性を回避できる。
低	適正な運用・制御を実施しても、不安定性を回避できない状況に遭遇し得る。
不適	連続運用ができない。

なお、電力システムに特化した議論を行う際には、信頼性の度合いとは別に、慣例的に「供給信頼度」、「信頼度」といった用語が広く用いられているので、本稿でも同様の趣旨でこれらの用語を用いる。

（2）配電系と基幹系の信頼性 電力システムの信頼性維持の目的は、停電の頻度や時間を低く抑えることである。停電には、需要家に近い配電線での故障とシステムの基幹部分での故障に起因するものがある。システムを木に例えれば前者は枝葉の部分、後者は幹に相当する。2013年度の統計では、配電線事故による供給支障が90.3%、需要設備事故が3%、これ以外が基幹系の事故（送電線2.4%、変電所0.4%、発電所0.4%、系統外部事故3.5%）であった⁽²⁷⁾。

統計的には前者の供給支障事故が9割以上を占めるが、これは広範囲に広がる配電線が自然災害等の影響を受けやすく、加えて確率的に発生する事故に対して、事故点の近傍や下流部分がどうしても停電を回避しにくい事による。

一方、基幹部分での事故は大規模な供給支障に直結するので、後述する手法⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾で信頼性を維持している。現在、基幹系事故による供給支障の割合が小さいのは、後に説明するように現状の信頼性維持方策が機能しているためである。しかし、この基幹系の信頼性は電力システムの環境に影響を受けやすいため、今後の環境変化には特に注意していく必要がある。特に大規模停電が発生すると、社会・経済の混乱を招き、国民の生命が脅かされるなど甚大な社会的損失を伴う。したがって、基幹系における信頼性維持は、想定される事故や外乱に対して、大停電への波及をくい止めるという基本概念に基づいている。以下ではこの点について述べる。

（3）信頼性の決定要因と設備のレベル 一般に、電力システムの信頼性は様々な要因によって変化するが、主に電力設備と周辺環境のバランスによって決まるといって良い（図3.4.1）。すなわち、設備投資や維持費を増やすほど信頼性は高

くなり、同じ設備であっても負荷需要が増し外乱が大きくなるほど低下する。これは後述するシステムの安定限界が、概ねこのバランスに基づいて決まるためである。そして、このバランスに多少なりとも影響するのが、運用・制御技術である。ここでは厳密性には欠けるが、電力システムの基本的な性質を理解するため、電力システム的环境に対する相対的な設備のレベルを表 3.4.1 のように分類してみる。例えば、大きな設備投資により、「高」レベルの設備を維持するなら、多少乱暴なシステム運用をしても不安定な状況には至らないが、「中」レベルに設備の状態が低下すれば、安定性に留意したシステム運用が必要になる。さらに、「低」レベルに下がれば、どのようにうまく運用したとしても、物理的に不安定性を回避できない状況に遭遇し、「不適」レベルでは連続運転すら不可能な状況に至る。通常、先進国のシステムは「中」レベルであり、停電を繰り返す途上国のシステムは「低」レベルといつてよい。

現在わが国では設備維持のためのコストが抑制されている。また、太陽光発電の導入は、天候に依存して発電量が大きく変化するなど外乱を増大させている。そして、安定な既存電源の利用率が下がり、廃棄されることで安定性や制御性を低下させている。これらはいずれも図 3.4.1 のバランスにおいて、信頼性を低下させる要因である。したがって、効果的な対策を講じなければ、環境に対する設備の相対的レベルは必然的に低下する。

3.4.2.2 信頼性に関わる要因と信頼性維持の方法論

(1) 電気の品質 ここでは、電気の品質について、簡単に述べておきたい。一般に、電気の品質は主に以下の 3 つの要素で決まる。

- (a) 電圧
- (b) 周波数
- (c) 停電時間、停電頻度

上記の(a)と(b)は、電気製品が正常に動作しなくなる、照明がちらつく、寿命が短くなるなど、電気を使用する際に問題となる品質である。実生活においてこのような電気の品質を気にすることはあまりなさそうであるが、近年は太陽光発電の増加などに伴い、これらが改めて重要視されつつある。また、上記(c)に関して、必要時に電気を使えることは品質の重要な要件であり、これは本文の主題である。

(2) 電力システムの安定限界 例えば航空機において積載量を増加させていくと最終的には飛行できなくなるように、電力システムにおいても物理的な安定限界がある。そして、システムの信頼性は物理的な安定限界と密接に関係している。電力システムには、重要な 5 つの不安定要因（周波数変動、安定度、電圧安定性、過負荷、電圧変動、表 3.4.2 参照）があり、全ての要因が安定でなければシステムを運用できない。安定な運用状態において電力需要や発電機の出力などを増加させていくと、最終的にはいずれかの安定限界に到達する。

一般に想定するシステム環境で、安定性を維持できるかど

表 3.4.2 電力システムの不安定要因

不安定要因	説 明
周波数変動	需要と供給のバランスが崩れた際に周波数（発電機の回転速度）が維持できなくなる不安定性。
安 定 度	発電機間の振動の安定性。定常状態における安定性（定態安定度）や脱調と呼ばれる不安定現象に関する安定性（過渡安定度）がある。
電圧安定性	電力潮流の最大電力点（静的分岐点）に対応する安定限界。安定限界付近で急激に状態が変化（電圧が低下）する。
過 負 荷	電力機器や送電線の運用限界を超える負荷（電流）状態。
電圧変動	系統運用上、許容される電圧の上下限。

表 3.4.3 電力システムの外乱の例

外 乱 要 因 (事故・事象)	対応手段 (事象それ自体は回避不能)
落雷・自然災害	自動遮断, など
機 器 故 障	定期検査（停電作業等の維持管理）
ヒューマンファクタ	訓練, 教育, 組織, 安全システム, 他

うかを調べるためには、電力システム解析（数値計算およびシミュレーション）を実施して、それぞれの不安定要因に対して個別に安定条件を評価する必要がある。特に重要なものについては後の節で説明する。

(3) 外乱 電力システムは落雷や突発的な設備故障などの外乱に常にさらされており（表 3.4.3）、外乱を受けた際の安定限界が特に重要である。機器故障やヒューマンファクタによるものなど、対応可能なものについては発生頻度を低下させる設備の維持管理や訓練など様々な対策が施される。しかし、電力システムの外乱は確率的に発生し、完全に回避することはできない。例えば、2003 年の北米での事故や 2006 年の欧州での事故では、初期の事故や外乱に対してオペレータの対応が必ずしも適切ではなく、系統内で過負荷が発生し、その後の状態悪化の連鎖に繋がっている⁽²⁹⁾⁽³⁰⁾。また、1987 年の東京での停電は、想定外の需要の増加により、電圧安定性の限界付近に到達してしまったことによるものであった⁽³¹⁾。

(4) 信頼度基準 これまで世界で経験している大停電は、最初に切掛けとなる事象があり、その結果、上記の安定限界に近づき、系統保護リレー動作などの自動的な遮断機動作、系統操作や制御でさらなる状態悪化を招き、系統崩壊に至っている。すなわち大停電には、最初の事象が次の事象を引き起こす形でカスケード的に進展するという共通のパターンがある。そこで、大停電を回避する手法として、予め外乱を想定して、それに耐えられるよう信頼度基準を設定する。世界的に広く採用されているのが、N-1 信頼度基準である。

N-1 信頼度基準とは、電力系統内の重要な N 個の要素（発電機、送電線、変圧器など）のいずれか 1 つに故障が発生することを予め想定し、必要な準備をしておくことである。想

表 3.4.4 信頼度維持の手続き

手順 A) 需要等の予測に基づき運用状態を推定。
手順 B) 信頼度基準に基づく想定故障を仮定し、指定した運用状態に対し安定性を解析。(想定故障解析)
手順 C) 安定 ⇒ 信頼度基準を達成 不安定 ⇒ 対策を検討・実施

表 3.4.5 システム運用における信頼度基準の維持

信頼度制御	想定事象に対し事故波及を防止する対策
予防制御	事象発生に備えた事前の制御
補正制御	予め準備した事象発生直後の制御
復旧制御	想定外事故時に発生する供給支障の復旧計画の事前準備

定故障の設定は非常に重要であるので、N-1 基準をベースに、重大な故障は想定故障に組み入れ、想定故障の発生を前提として安定性を確保する。これは、大停電に至るカスケード的な連鎖において、最初の第一歩で連鎖を断ち切る手法である。

一般論として、電力システムの供給信頼度は、表 3.4.4 の手続きによって維持される。ここで特筆すべきは、手順 A) B) において実際には発生するかどうか分からないが確率的には発生し得る影響の大きい外乱に対して、手順 C) で常に準備しておくことが信頼性維持の手法である点である。これは一見無駄に思える対策であるが、運転期間中に一定の頻度で故障発生や外乱を受けるため、長時間の正常動作を維持するには避けて通れない方策である。このとき、不確実性が增大すると、以下の課題を生ずる。

課題： 不確実性が增大すると、手順 A) で多数のシナリオが生じ、それに相乗して手順 B) と C) の解析計算の負荷が増大する。なお、従来の計算ツール（入力が確定値で計算結果も確定値である確定論的解析法）で真面目に対応する場合の計算量の増大は、不確定変数が k 個あり変動の上下限を計算するとして単純に見積もれば 2^k 倍となり、爆発的な増大である。

(5) 信頼度基準のチェックポイント 信頼度基準は、実際の日々の電力システム運用において、常時満たされていることが重要である。しかし、事前の準備がなければ信頼度基準を維持することはできない。このため一般論として信頼性維持のために、以下の 3 段階でのチェックがある。

- ① 設備を計画する段階（設備計画）
- ② 発電機等の運転計画を作成する段階（運用計画）
- ③ 運転中で監視をしている段階（リアルタイム運用）

ここで最も重要な事は、実際の運転③において信頼度基準が満たされることである。しかし、これを確実にするためには運用計画②が必要であり、さらに設備面での準備として設備計画①が必要になる。すなわち、上記の①～③の各段階で表 3.4.4 の手順 A)～C) を実施することが基本である。

設備計画①においては、上記手順 A)～C) で不安定性が検出される場合、対策として設備の増強が検討される。運用計画

②においては使用する発電所、発電機の運転台数、各発電機の出力配分の計画修正などが検討される。リアルタイム運用においては、発電機出力のリアルタイムの調整や再エネの抑制、負荷しゃ断などが検討対象になる。

ここで 3.4.2.1 節での議論を思い起こしたい。すなわち①の設備計画が万全であれば、②や③の手続きは軽減され、場合によっては不要になることである。少なくとも現時点で、②や③の段階で表 3.4.2 に示す全ての安定限界を対象として、手順 A)～C) の解析が実施されている訳ではない。従来は、それ以前に構築された電力設備の恩恵により、安定性が保証され、運用において必ずしも全ての検討が必要ではなかった。しかし、現在は再エネの導入により運用環境が変化しつつあり、系統内での状態を把握しにくくなっている。

課題： 将来の予想される環境に対して不確実性が大きい場合、手順通りの A)～C) の解析が必要である。また、設備のレベルが低下する状況で信頼性を維持するためには、必然的に②や③のシステム運用での対応がより重要となると予想できる。

(6) 運用における信頼性維持 信頼度基準の逸脱を回避する目的で、システム運用時に実施される制御を表 3.4.5 に示した。まず、予防制御とは予め計算を行い、危ないと分かった所に近づかないというシステム運用である。万全な運用計画の策定が基本となる。予防制御の範疇には、前日計画では対応が難しい状況に対して、当日リアルタイムで発電機出力を再調整し、送電線の電力潮流を制限するなど様々なパターンがある。これに対して補正制御は、外乱や故障が発生した後に実施する制御である。故障発生時に実施する高速な制御として、不安定性を回避する系統脱調防止リレーなども広い意味でこれに該当する。

このような運用段階での信頼性維持対策は、いわば最後の砦である。このとき以下の課題がある。

課題： 運用段階での信頼性維持には、技術的にも高度な計算手法や計測・制御システムが必要となる。設備を有効利用しながら、信頼性を維持するための、将来環境を見据えた手法やツールの開発が必要である。

3.4.3 再生可能エネルギーに関連する課題

3.4.3.1 概要

太陽光や風力のように自然環境により発電量が変動する電源を自然変動電源という。この自然変動電源の大量導入に対して、関連する種々の課題が各所で議論されている。表 3.4.6 に重要と考えられる課題を示しておく。まず、これらの課題は配電線の末端で個別に発生するようなローカルな問題と、基幹システムの安定性に影響するようなグローバルな問題を含んでいる。

配電系統の電圧問題、逆潮流問題とは、元来電源がなかった配電線に太陽光発電などが設置されることで、下流から上流に向かう逆向きの電力潮流が流れ、日射条件で電圧が大きく変動するなどの問題をいう。電圧は、3.4.2.2(1)節で説明したように電気の品質に関わるので、配電線・配電設備の増強

表 3.4.6 再生可能エネルギーに関連する課題

配電系統の電圧問題、逆潮流問題
周波数問題、需給調整問題、外乱時の分散電源一斉解列
事故時の分散電源単独運転、その他
供給信頼度の維持（本稿で取り扱っている課題）

や電圧制御法を含めて現在対策が進められている。これは、さらに抜本的な対策が必要となる重要な課題である。

以下では、基幹系統全体に関わるグローバルな問題として、まず周波数問題・需給調整問題を取り上げ、次に信頼性維持の問題を考えたい。これらは、基幹システムの安定性や信頼性に深く関係し、システム全域にわたる調整や制御を必要とする広域的な問題である。前者の周波数問題・需給調整問題も広い意味では後者の信頼性維持の問題の一部であるが、両者とも大きな問題であるため、それぞれ切り分けて扱う。前者の周波数問題・需給調整問題については「調整力」、「デマンドレスポンス」、「ネガワット取引」、「リアルタイム市場」など様々なキーワードで議論されているが、後者の信頼性に関わるリスクについては、あまり議論されていないようにも感じる。以下ではこの両者がともに重要な課題であることを改めて指摘したい。

3.4.3.2 周波数問題・需給調整問題

（1）周波数維持のメカニズム まず、周波数とは1秒間あたりの発電機の回転数である。周波数問題とは、自然変動電源の大量導入により、周波数が変動する問題である。ここでは図 3.4.2 の火力発電機を例に電力システムにおける周波数維持のメカニズムについて説明したい。タービンへの蒸気エネルギー（発電）は、発電機で電気に変換され負荷で消費されるが、発電、負荷、回転数の間には以下のエネルギー保存則が成り立っている。

$$(\text{発電}) - (\text{消費}) = (\text{回転エネルギーとして蓄積})$$

ここで、発電と消費が等しければ回転エネルギーの蓄積はゼロであり、回転数は一定に保たれる。発電と消費の不均衡を需給不均衡と呼ぶが、需給不均衡の発生により回転エネルギーの蓄積や放出が起こり、回転数が変化する。これは自動車に例えればアクセルを一定に踏み続けていても（エンジン出力一定）、上り坂になると消費（自動車のエネルギー消費）が増し、エンジン回転数が下がるのと同じ原理である。電力系統では全ての発電機が同期して、あたかも1つの発電機のように回転するので、需給不均衡が生じるとシステム全体の周波数が同時に変動する。そこで、常に周波数を計測して発電量を調整している。

このとき調整できる制御能力を調整力と呼ぶが、自然変動電源の大量導入に対して、変動を吸収する調整力が不足することが課題となっている。再エネ電源の増加により既存の火力発電機などの調整力が減少し、従来型のダム式水力、揚水式水力などの調整力にも限界があるので、今後は蓄電池の活

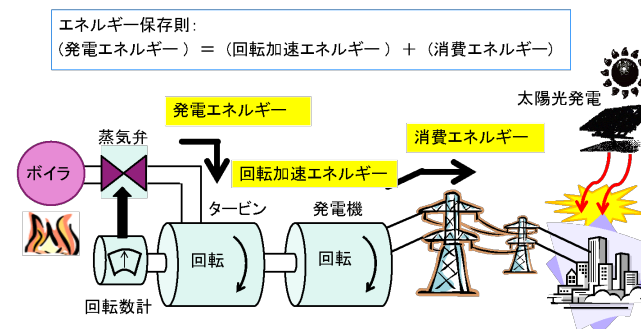


図 3.4.2 周波数維持のメカニズム

用を含めてデマンドレスポンス（負荷の制御）など需要側からの調整力の調達が期待されている。再エネ導入に伴う周波数問題・需給調整問題は、将来に亘って継続的に対応が必要な大きな課題である。

（2）需給調整シミュレーションに基づく考察 ここではシミュレーションにより、自然変動電源が大量導入された際の系統運用の状況を考察する。図 3.4.3 は離島を想定した例題系統で、24 時間の発電機運用をシミュレーションしたものである。小規模系統のためディーゼル発電機 3 台が主な供給力であり、太陽光発電と風力発電は合計で総需要の 30%程度である。ここでは不確定性の影響を極限まで考慮した開発法を用い、設備能力に対して再エネ電源を最大導入した際の発電機制御がどのようなものになるかを検討する⁽¹⁸⁾⁽²³⁾。

使用した EMS ツールの概要を表 3.4.7 に示すが、これは不確定環境下での最大性能を追求した需給制御法として開発したもので、マイクログリッドの制御や将来系統の評価のためシミュレーションツールとして用いている。この手法では、予測の不確定性を予め想定して1時間先までの運転計画を作成し、万全な準備（需給不均衡の可能性がある場合の対応）をしたのち、5分先の値だけを発電機に指令する。これを5分毎に繰り返して需給制御を実施し、周波数を評価しながらシステムを運用する。この手法では実際に再エネ出力の実測と予測を実施し⁽¹⁵⁾⁽¹⁶⁾、リアルタイム環境を想定したシミュレーションに組み込んでいるため、需給不均衡の発生や発生限界までの極限的な状況を解析できる⁽¹⁸⁾⁽²³⁾。なお、制御間隔を5分としているのは、これ以上長くすると実効性を判定する上で意味のない解析結果となってしまうためであるが、この値は変更できる。

図 3.4.3 左は上から、総需要および発電機 1～3 の一日の運転実績を示している。図 3.4.3 右の各図は、変動の激しい時刻 14:10 に表 3.4.7④の手法を用いて、リアルタイム環境で算出した1時間先までの計画値である。2本の点線で囲まれた領域が上記 A)の実行可能領域であり、実線は C)の発電計画値である。この例では以下が観測できる。

- 14:10 付近は再エネ出力変動が激しく、3本の点線と実線が重なり1本の線のようにになっている。
- 全ての発電機が指令通りに1本の線上を追従しないと、需給バランスを保てない。

再生可能エネルギーの大量導入環境では、この例に示されるように、設備の調整力を効果的に利用する特別な手法と制

表 3.4.7 再エネ導入限界の検討のための計算機能
需給運用 EMS・シミュレーションモデル^{(12)~(18)}

- ① 再エネ出力と負荷の予測 (5 分毎に 60 分先まで)
- ② 実行可能領域の厳密計算 (5 分毎に 60 分先まで)
- ③ 需給不均衡の検出と最小限予備力の算出 (同上)
- ④ 運転計画の作成 (60 分先までの計画を 5 分毎に更新)

以上を 5 分ごとに算出し、④での 5 分先の計画値を各発電機に指令する。各発電機は指令を受けて出力を変更する。

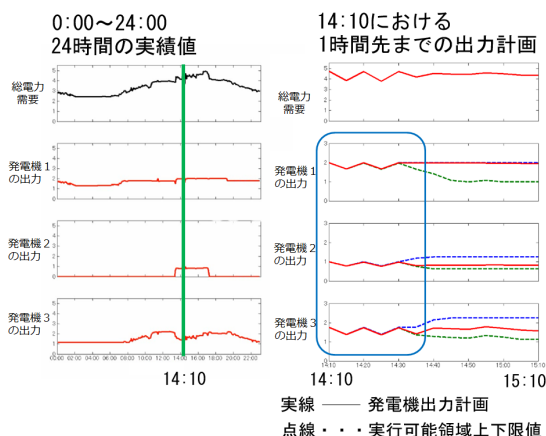


図 3.4.3 発電機出力の実績値

御の緻密性が重要となる。この例では、各発電機が軌道から外れてしまうと需給不均衡が発生し、周波数変動に至ってしまう。このとき各発電機は、最大出力に達している訳ではないが、出力を増減できる自由度はない。実系統で調整力が不足し、これに近い状況が発生すると、総動員される全ての発電機がシステムの安定性の維持に不可欠な存在となる。

(3) 需給計画と需給運用における課題 一般に需給計画は電力市場取引を介して実運用の一日前に決定される。このとき、周波数の維持に関しては、外乱に対して供給信頼度を維持するため、発電機脱落なども想定し、追加的に発電できる予備力を準備している。予備力には、

- A) 瞬動予備力：即時に使用できる予備力
- B) 運転予備力：10 分程度で調達可能な予備力
- C) 待機予備力：数時間程度で調達できる予備力

があり、必要となった時点での調達可能時間により分類し、システム運用時には常に必要量を確保している⁽⁴⁾。また、欧米の自由化系統では、調整用の電源を上記に相当する 3 段階の枠組みで事前に確保し、リアルタイムの制御や事故等に対処する予備力として用いている。我が国でも海外の方式にならって、調整力の公募制度が開始された。

周波数維持は、負荷の変動が大きくなるほど難しくなり、さらに予測の精度が悪化すると難しさに拍車がかかる。したがって、自然変動電源の大量導入に際しても、調整力・予備力を適正に確保していくことが重要である。近年、自然変動電源の予測精度は向上してきているが、当然限界がある。また、例えば年一回だけ大きく外れるようなケースがあると、

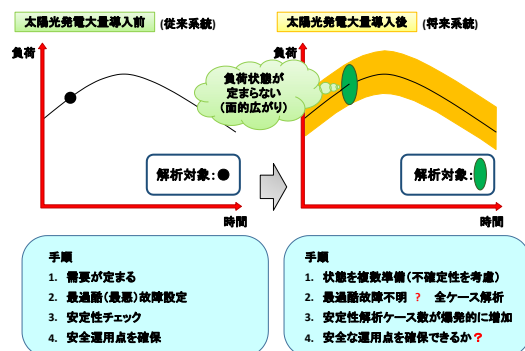


図 3.4.4 再生可能エネルギー電源による系統解析の課題

むしろ対応が難しくなる。このような急激かつ大きな変動をランプ変動と呼び、各所で予測精度の向上に取り組んでいるが、希にしか発生しない特殊な状況を予測することはかなり難しい。これに対して現状の運用では、

- ・ 30 分単位での各発電機の出力計画 (市場取引を含む)
- ・ 各時刻の予備力と調整力の確保 (同上、事前の調達)

を前日までに決定し、この調整力をリアルタイム環境で駆使して周波数を維持するが、この枠組み自体が不確実性の増大により、非効率になる懸念がある。すなわち、前日の 30 分間隔の計画は、不確定環境下ではシステム運用の視点で、実際に運用できる保証がない。そのため、予備力や調整力に関して過大な余裕を見積もる必要が生じ、不必要に不経済かつ非効率な運用となる可能性がある。

今後、自然変動電源の増加に伴い、必要となる調整力も増加すると考えられる。蓄電を含めて需要側からの調達を最大限に実施し、従来型電源も調整力としてこれまで以上に確保する必要があると予想される。この場合に制度設計がうまくできないと利用率の低い電源ばかりが増え、全体のコストが必要以上に増加する懸念もある。

3.4.3.3 供給信頼度の維持に関する課題

(1) 不確実性の増大 電力システムの計画および運用において、従来は電力需要の変動は概ねパターン化されており、危険度の高い運用状態を特定し、これに対して供給信頼度を維持しておけば十分であった (図 3.4.4 左)。これに対して自然変動電源が大量に導入されると、発電量が天候に左右されて急変するなど、予測外れが大きくなる (図 3.4.4 右)。すなわち、事前の解析では信頼度基準を維持したつもりでも、実際には予測外れによって維持できなかったなどの事態が起こり得る。このような不確定環境では、系統運用や制御の先行時間に応じて予測誤差の限界を考慮した解析が必要となる。このような不確定環境においては、

- ・ 確率論
- ・ 確定論

のどちらを用いるかは非常に重要である。

例えば天候により商品の売れ筋や利益が変化するような場合、確率論を用いると効果的である。すなわち、確率論によ

り利益の期待値を最大化する戦略を採用すれば、その時々で予測外れがあっても、長期的には利益を最大化することができる。これに対して、確定論は、例え低い確率でも、それが発生すると破局を招くような場合に採用する。電力システムの信頼性維持は、従来から大停電を回避するという目的で、確定論に基づいて管理されてきた。しかし、不確定性の増大により、これまでの方法論を維持すること自体が難しくなりつつある。

(2) ロバスト信頼度^{(6)~(8)(17)} ロバスト信頼度という用語は特別な概念ではなく、不確定環境においても確定論に基づく信頼度基準を維持するという考え方である。例えば、前節の表 3.4.7 に示した手法は、太陽光発電予測値が最大に外れる上下限值（すなわち信頼区間）を指定して、その範囲内なら予測が外れても確実にシステムの信頼性を保証する。このようなロバスト信頼度の考え方は、最悪の可能性に対して常時準備をしていくため万全であるが、一方でより厳密なリスク管理とコスト評価が必要になる。例えば予測の最大外れを小さく見積もって運用計画を策定すれば、システム運用のコストは低下するが、これは代償としてリスクを受け入れることに相当する。

不確定環境下においては、従来のシステム管理法が限界に達してしまう可能性があるため、新しい方法論の検討が必要になる。次節では、不確定性が信頼性維持に影響する具体例を考える。

(3) 停電作業計画における信頼性の低下⁽²⁰⁾ これは送配電線の過負荷に着目した信頼性の解析例である。停電作業は、需要家への電力供給は維持したまま送配電線の一部分を停電させて行う作業であり、電力設備の維持管理に不可欠であるので、常にシステムのどこかで実施されている。前述の N-1 信頼度基準を遵守する系統構成となるよう、スイッチの入切手順を決め、作業員の配置も含めた年間計画の下で実施されている。この停電作業中においても電力系統は運用されており、想定故障時に過負荷発生の有無が問題となる。すなわち、太陽光発電の変動に対しても、従来と同等の安全性を担保した年間作業計画が望まれる。

図 3.4.5 はある実系統を例にとり、年間の正確な天候は予想できないという条件で、太陽光発電の導入量に対して、作業条件を満たすパターン（状態）の数を調べたものである。太陽光発電（PV）の導入前は 125 の作業可能パターンの選択肢が存在したが、PV 導入の増加に伴ってパターン数が減り、10%の導入で天候に依存しない選択肢ができない状況となった。

この結果は、停電作業計画が年間計画であることから、計画時において、作業当日の天候予測が難しいために生じている。この研究では、天候に応じて発電機出力の再配分を行うようにすれば、さしあたり問題が解決できることも確認している。しかし、ここでは、現在の環境において、従来の手法がそのままでは使用できなくなりつつある事実が重要である。逆にいえば、この解析結果は従来と全く同条件のシステムにおいて、太陽光発電が導入されるだけで信頼性が低下す

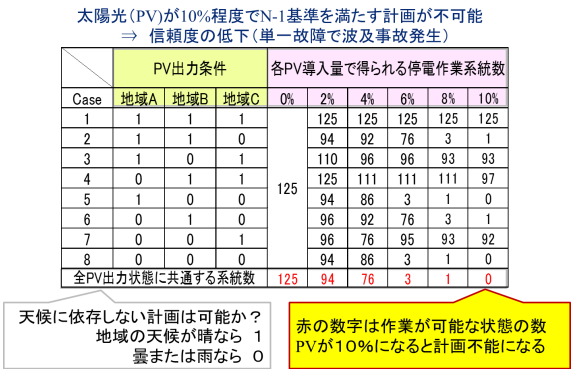


図 3.4.5 停電作業計画の困難化

ることを示すエビデンスともいえる。すなわち、将来環境において、従来と同程度の信頼性を維持しようとするなら、従来以上の対策が必要になることを意味している。

(4) 信頼領域について 不確定環境下で信頼度基準を満たす発電機の運転とはどのようなものかを、図 3.4.6 を用いて考えたい。まず、将来の時点 t1 において不確定性があっても、その点で運用を行えば信頼度基準が満たされるような運転点の領域がある。これを、ロバスト信頼領域（以降、信頼領域）と呼ぶこととすれば、全ての時刻において信頼領域の内部で運転計画を行えばよいことになる。しかし、時間の推移を考えると、実際にはシステムの制御性に限界があり、例えば火力発電機では毎分 3~5%程度しか出力を変化させることができない。すなわち、時点 t1 では、将来の時点 t2 の信頼領域に到達できる領域（到達可能領域）がある。したがって、時刻 t1 での実質的な信頼領域は、次の時刻の信頼領域への到達可能性を考えると実際の信頼領域より狭くなり、これ

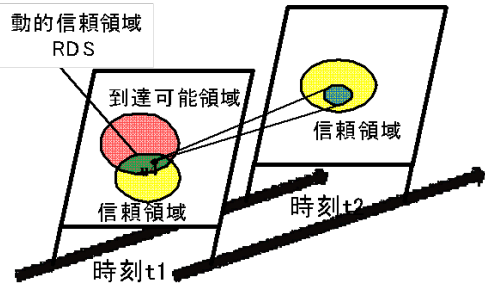
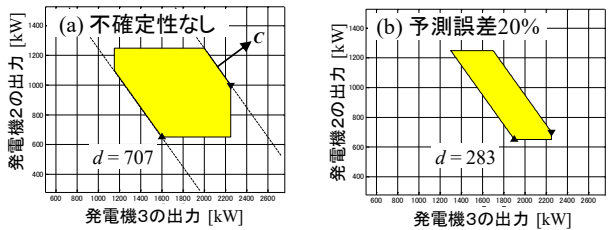


図 3.4.6 信頼領域



(3機6母線系統で、再エネ電源3箇所総需要の30%を出力)

図 3.4.7 信頼領域の例

をロバスト動的信頼領域 RDS と呼んでいる。信頼領域 RDS は、不確実性が增大するほど、また、システムの制御性が悪くなるほど狭くなり、信頼性を維持するシステム運用が困難になる。

図 3.4.7 は、不確定環境下で信頼領域を解析した例である。ここで留意すべきことは、元来十分な信頼領域が存在している系統（左）であっても、不確実性が 20%（すなわち、再エネ出力は予測値に対して 80～120%の範囲）に増大すると（右）、信頼領域がかなり縮小することである。さらに不確実性が増大すると領域が消滅し、信頼度基準を満たすこと自体が困難になる⁽⁸⁾⁻⁽¹¹⁾。この状況を回避するためには、系統内の必要箇所に蓄電池などの調整力を適正に配置し、システムの制御性を確保する必要がある。

（5）過渡安定度に対する信頼性維持 過渡安定度は、送電線への落雷などにより、複数の発電機が秒オーダーで振動する現象であり、我が国では、特に西日本系統において重要な不安定要因である。このため、西日本地域ではシステムの常時監視に基づき、高速に発電機等の遮断を行う高度なシステム⁽²⁴⁾を導入するなどの対策を行っている。

図 3.4.8 は、西日本系統を発電機 30 機で模擬した電気学会の標準系統である。文献⁽²⁰⁾⁽²²⁾の結果に基づき様々な故障点での故障に対して過渡安定度を評価する。ここでは

- ・東向き幹線電力潮流 (λ_1 : 1GW 変化)
- ・偏在潮流が発生する太陽光発電量 (λ_2 : 1.4GW 変化)

を変化させて故障の影響を調べる。図 3.4.9 の縦軸は、様々な故障に対する臨界故障除去時間 (CCT) すなわち各故障で系統が不安定になるまでの時間を示している。この CCT が変電所のしゃ断器の動作時間 0.07 秒 (図中の安定限界線) より小さくなると、系統が不安定になる。まず、左図から、幹線潮流の増加に対して CCT が小さくなる。これが西日本系統での安定度の低下を示しており、このことは以前から知られている。また右図は、幹線潮流 λ_1 の限界付近で、太陽光発電による偏在潮流 λ_2 が発生した場合に、さらに安定度が低下するケースを示している。 λ_2 が大きくなるほど太陽光発電量が増加し、既存の発電機群にとっては軽負荷になるが、このように安定度が低下する偏在潮流が存在する。太陽光発電の出力状態を正確に監視することは現状では課題であり、運用において太陽光発電の影響に対して最大限の配慮が必要である。

3.4.4 課題と将来展望

3.4.4.1 課題

（1）再生可能エネルギーの大量導入、電力自由化、信頼性維持の 3 者は、基本的に相矛盾する課題を内在させている。すなわちいずれかに力点を置けば、いずれかが犠牲にならざるを得ない。再生可能エネルギーは、資源に乏しい我が国にとって非常に重要であり、今後も最大限の導入を図っていくことについて、既に国民的な合意に至っていると考えられる。また、震災に伴う輪番停電等で社会の混乱を経験した我が国は、今後も供給信頼度の低下を許容しないであろう。このこ

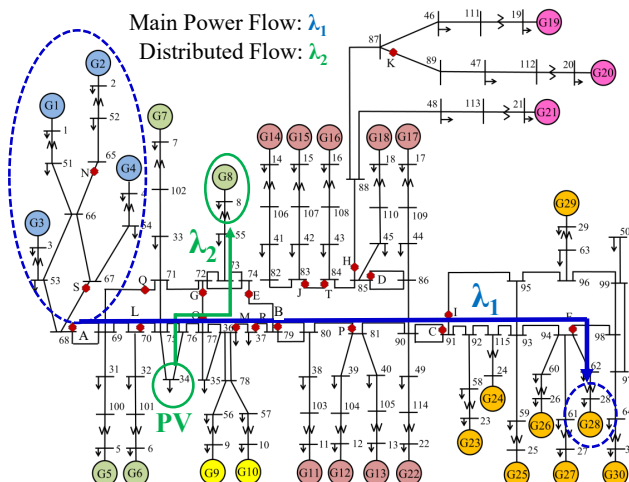
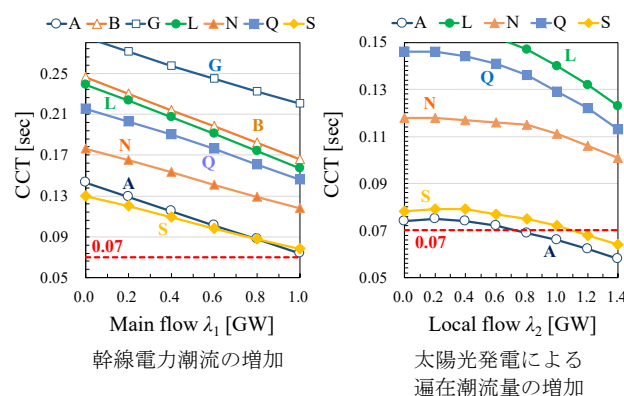


図 3.4.8 電気学会 WEST30 機モデル



(縦軸の CCT は臨界故障除去時間。0.07 以下で不安定。)

図 3.4.9 電気学会 WEST30 機モデルでの過渡安定度評価

とから、自由化環境下での制度設計は、矛盾を抱えながらも将来へ向けての長期的かつ挑戦的な課題となると考えられる。

（2）現在わが国では設備形成や維持のためのコストが抑制されている。設備の維持には適正なメンテナンスが必要であるので、競争環境下で過度のコスト削減が進むことは、社会インフラを維持するという視点で好ましくない。十分な注意の下で使用できる設備を延命化する、あるいは再利用することは推奨されるが、一方で過度のコスト削減による設備故障率の増加も懸念される。

（3）信頼性低下の構造的な課題 電力設備の弱体化に加えて、太陽光発電など再エネ電源の大量導入により外乱や不確実性が增大している。また一方で、安定な既存電源の減少により、システム全体の安定性や制御性が低下している。これらの事実はいずれも図 3.4.1 のバランスにおいて信頼性を低下させる要因であるので、効果的な対策を講じなければ、供給信頼度は必然的に低下していく。これらの要因は、急激に悪化することもなければ、早急に改善できるものでもない。暫くは変化のない状況が継続し得るが、逆にいえばこれが大きなリスクとなり得る。

（4）供給信頼度の維持に対して、電力設備の状態は最も

大きな決定要因である（表 3.4.1）。設備の状態のレベルが低下した状態になると、高度な運用が必要になる。一般に、設備状態のレベルが高いほどシステム運用は容易になり、運用コストも低下するが、その逆は運用者にとっても運用システムにとっても困難な状況となり、加えて追加的なコストも発生する。例えば今後、自然変動電源の増加に対して、信頼度基準を満たす信頼領域が縮小していくと、制約的なシステム運用が必要になる頻度が増すことになる。

（5）技術面では、供給信頼度が低下傾向にある状況下では、電力システムの運用において、表 3.4.3 の不安定要因がこれまで以上に重要になる。すなわち、リアルタイム環境における不安定要因のモニタリングとコントロールである。しかし、不確定環境下においては、解析ケースの増大、解析自体の精度悪化などに直面する。したがって、高度な計算技術と運用技術の開発が必要になる。

（6）我が国では「過渡安定度」がボトルネック（臨界制約）となっている。自由化で先進している欧米系統では、上記の信頼度解析を含む最適潮流計算により約定処理を行っているが、過渡安定度は高速に計算処理を行う事が難しく、また欧米では臨界制約ではないこともあり、約定処理計算において考慮できていない。不確定環境下での過渡安定度問題への対応は、世界的にも、また特に我が国では重要な課題である。

3.4.4.2 将来に向けての方向性に関する考察

（1）電力設備計画における最適化 電力システム改革において、設備形成に対する課題は様々に指摘されている。ここでは、電力設備が社会インフラであるとの視点で、設備計画の意義を考えてみる。工学の問題として、論点は以下の2点である。

- ・安定供給の確保（供給信頼度の維持）
- ・電気料金の抑制（非効率性の排除）

電力システムの設備状態がどのように供給信頼度と電気料金に影響するかは、以下に示す因果関係から解析することができる。まず、設備状態が決まると、選択可能な運用状態が決まり、そこで特定の故障の発生を想定して解析すると、停電に至るかどうか分かる。したがって、各故障の年間発生頻度を考慮して、年間の運用状態について調べれば、年間の運用費や停電発生確率が計算できる。さらに、これに停電コストを乗ずれば、特定の設備状態に対して年間の平均停電コストも計算できる。停電コストの算定や取り扱い方法には様々な議論があるが、例えば 2003 年の北米大停電の被害額は、概算でも 60～80 億ドルで、1 兆円に迫るとされている。加えて、犠牲者も出るなど、2 次 3 次の被害を考えると莫大な社会損失である。また、電力システムの設備状態が一旦悪化すると早急な改善ができないため、停電を繰り返すことで被害が蓄積されるケースも多い。

供給信頼度を考慮したシステム設計は、設備計画から運用までの一貫した最適化を行うことが、工学的には正当なアプローチである。例えば、信頼度基準を満たすシステム運用を

制約条件として、インフラとしての年間あたりの総コストを最小化するなどの設備計画手法がある。このような計画法で算出される最適解は、最適な設備計画と同時に最適な運用計画を示しており、この解から電気料金の下限値も算出できる。この問題は極めて数学的であり、設備計画の最適性が損なわれると、その設備で最適運用を行っても電気料金の下限値が上昇する。このような下限値は電力システムを使用する限り超えることができない、物理的な下限値である。このように電力設備は、電気料金の下限値とも密接な因果関係を持つ。

（2）運用における最適化 将来を予測して最適な設備を構築していくことは別に、現実的には現在の電力システムを使用して電力供給が行われる。費用は低く抑えたいが、頻繁に停電を繰り返すことは許容できないというのが共通の認識と思われる。この場合にも重要となるのが、最小のコストで信頼性を維持する最適化の概念である。最適化の概念がないと費やす費用に対して達成可能なレベルまで信頼性が向上しない。最適化を行うためには、電力システム全体を1つのシステムとして捉える必要がある。「発電」や「送電」といった部分に分けて扱うのではなく、工学的視点で全体を最良のバランスで運用状態を調整する対策を考えることである。現在の環境においては、様々な個別の難しい課題が出現しているが、最適化は全ての課題に共通する重要な概念である。

（3）電気料金の安定 再エネ導入は世界的に進んでおり、我が国としても重要であろう。今後、太陽光発電など自然変動電源に影響を受けにくいシステム構築や運用形態を確立する必要がある。特に大量の再エネ導入下では、信頼性維持に必要な送電制約（すなわちシステム運用のボトルネック）が時間帯や時々の条件で発生し得る。送電制約が発生すると発電所の立地点により発電量や送電量が制限されるなど、事実上の市場参加者の不公平性や市場支配の問題が発生し得る。競争環境においては、これをうまく管理できないと市場が混乱し、電気料金の高騰や乱高下を招く可能性がある。再エネ導入は当初からの前提であり、一方で自由化に起因する電気料金の高騰は、本来あってはならない事である。電力システムの安定性や信頼性に関する特性を十分に加味した制度設計とシステム構築が不可欠と考えられる。

（4）システムの全体管理 図 3.4.10 は従来の電力会社が実施していた計画・運用に関する全体手続きの概要である⁽¹⁰⁾。これまで発電、送電、配電といった全体システムを一括して管理する垂直統合システムにおいて、必要なコストを電気料金に上乗せする総括原価方式の下で維持されてきたシステム管理・運用方法である。従来の制度に対して様々な批判があったが、システム管理に関しては大停電や供給信頼度に関する責任所在も明確であり、長期的な視点でシステム運用に負担をかけない設備計画、メンテナンス計画が行われてきたといえる。電力システム改革により、このようなシステムの管理体制はもはや過去のものとなるが、社会インフラを持続的に維持していくという視点で、図 3.4.10 のような全体手続きは、どうしても必要である。

（5）災害時システムの頑強さと回復力 競争環境で高コ

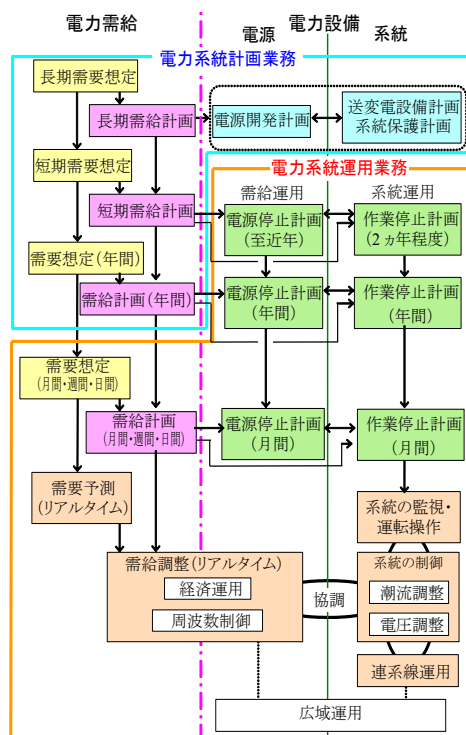


図 3.4.10 設備形成・維持管理・運用に関する全体業務

ストな設備の廃棄が進んでいるが、2011年の震災時の経験に基づけば、これらは非常時や大災害時には威力を発揮する設備である。現在、電力自由化により非効率なものが排除されていく環境において、大災害に対しては明らかに脆弱なシステム構造となりつつあるように思われる。一般に平常時に効率的なシステムほど災害時には脆弱になるので、災害に強いシステム構造をどのように組み込んでいくかは非常に大きな課題である。後の3.7節で考察しているように、大災害時の電力システムは平常時とは別の議論が必要であろう。

大災害に対しては、ボトルネックが存在しない分散型のシステムが強い性能を発揮するといわれている。極論すれば各家庭で独立した電源を持つ自給自足のシステムや地域を主体とした分散型のシステム（マイクログリッド）である。我々も高性能インバータを開発し、太陽光発電と蓄電池を組み合わせたマイクログリッドを大学内で構築するなどの実験を行っている⁽²⁵⁾⁽²⁶⁾。現在、世界中でこの種の技術開発が行われているが、コストと信頼性の両者を勘案しながら、現実的な問題の解決を行うこと、そして将来に向けた研究開発を継続して行うことが重要であろう。

最後に、災害時のシステムの回復力は、いわゆるマンパワーによるところが大きいことも強調しておきたい。これまで災害時には全国の電力会社の間で、人の力を最大に発揮できる万全な協力体制がとられてきた。しかし、このような体制が今後も機能するかについては、少なからず危機感がある。3.8節では技術継承や人材育成の問題を多面的に考察し、その中で「技術者魂」や「企業魂」の喪失についても指摘しているが、とりわけ災害時には最終的な拠り所は人間力と

考えられる。電力システムが社会活動を支える重要なインフラであることを考えると、人間力や設備の価値を多面的な視点で正当に評価することが重要と感じる。

3.4.5 おわりに

太陽光発電など自然変動電源の大量導入は、電力システムの信頼性を相当に低下させる側面があるが、殆どのエネルギーを海外に依存する我が国にとって、再生可能エネルギーは将来の重要な国産エネルギーである。したがって、再生可能エネルギーの恩恵を最大化できるよう、工学的視点で最適なシステム像を描き、無理のない形で次世代に向けて維持・再構築していくことが、最良の選択肢と考えられる。最適なシステムとは、想定する環境条件に対して全コストを最小化し、長期的視点で安価で安定した電気料金と高い信頼性とを両立しながら、さらに災害時においても強いシステムでなければならない。今後、自然災害も心配される中で、社会の安全・安心は何よりも大切に思える。

これまでの電力システムは、適度に地域主体の分散構造となっており、人間力も含めて災害時の頑強さと平常時における効率性を微妙なバランスでうまく維持してきた。しかし、ここで解析例を紹介したように、物理的な環境変化に対しては確実に余力がなくなっている。システムの信頼性の低下は、うまく管理できないと水面下で進行し、ある時点で大停電の発生という形で認識される。また一度低下した信頼性は回復が難しく、長期にわたり停電の頻発に遭遇することも知られている。電力システムは重要な社会インフラであるので、工学的視点で課題を認識し、長期的に持続可能な対策を講ずることが重要である。

参考文献

- (1) 経済産業省資源エネルギー庁：「低炭素電力供給システムの構築に向けて」、低炭素電力供給システムに関する研究会報告書（2009）
<http://www.meti.go.jp/report/data/g90727ej.html>
- (2) スマートグリッド実現に向けた電力系統技術調査専門委員会：「スマートグリッドを支える電力システム技術」、電気学会(2014)
- (3) Renewable Electricity Futures Study, National Renewable Energy Laboratory
http://www.nrel.gov/analysis/re_futures/
- (4) 電気学会技術報告：「電力系統の利用を支える解析・運用技術」、第1100号（2007）
- (5) NERC Planning Standards, “NERC Planning Standards and Guides,” North American Electric Reliability Council (1997)
- (6) 餘利野, 奥本, 他：「自然エネルギー電源大量導入に対する系統解析・計画・運用技術の課題」, 電学論B, Vol.131, No.8, pp.670-676 (2011)
- (7) Y. Okumoto, N. Yorino, Y. Sasaki, Y. Zoka, S. Fujita, “Power System Operation under large amount of Renewable Energy Sources Penetration,” CIGRE-AORC Technical Meeting (2011)
- (8) Y. Okumoto, N. Yorino, et al, “A Concept of Robust Power System Security and its Application under Renewable Energy Sources Penetration,” IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, No. 2012ISGT0312 (2012)
- (9) 奥本, 餘利野, 他：「将来断面における太陽光発電の大量導入に伴う信頼度面の諸課題」, 電学論B, Vol.132, No.2, pp.171-180 (2012)
- (10) 奥本, 餘利野, 他：「不確定性環境下におけるロバスト信頼度の適用」, 電学論B, Vol.133, No.1, pp.56-63 (2013)
- (11) 奥本, 餘利野, 他：「将来の不確定環境下における供給信頼度に関する検討」, 電学論B, Vol.134, No.12, pp.949-956 (2014)
- (12) N. Yorino, et al, “High-Speed Real-Time Dynamic Economic Load Dispatch,”

- IEEE Trans. on Power Sys, Vol.27, No. 2, pp.621-630 (2012)
- (13) H. M. Hafiz, N. Yorino, et al. "Feasible operation region for dynamic economic dispatch and reserve monitoring," European Trans on Electrical Power, Vol. 22, No. 7, pp.924-936 (2011.8)
 - (14) Y. Sasaki, N. Yorino, et al, "A Robust Supply and Demand Controller Against Uncertainties of Renewable Energy Sources," 18th PSCC, No. ID352 (2014.9)
 - (15) L. Ma, N. Yorino, and K. Khorasani, "Solar radiation (insolation) forecasting using constructive neural networks," Proc. of the International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN) 2016, pp.1-6, Vancouver, BC, Canada, 24-29 (Jul. 2016).
 - (16) 佐々木, 餘利野, I. W. Fardi, 清木場, 朝田, 馬, 造賀, "ローカル電力需給制御に適した太陽光発電量の予測手法," 電気学会論文誌 B, Vol.137, No.7, pp.538-545, (July 2017).
 - (17) N. Yorino, M. Abdillahi, Y. Sasaki, Y. Zoka, "Robust Power System Security Assessment under Uncertainties Using Bi-Level Optimization," IEEE Transactions on Power Systems, Vol.32, No.99, pp.1-11, (April 2017).
 - (18) Y. Sasaki, N. Yorino, Y. Zoka, I. Farid, "Robust Stochastic Dynamic Load Dispatch against Uncertainties," IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. PP, No.99, pp.1-8, (March 2017).
 - (19) 伊藤, 川原, 造賀, 餘利野, 佐々木, 小林, "太陽光発電の出力変動を考慮した作業系統決定法の提案," 電気学会論文誌 B, Vol.137, No.2, pp.117-123, (February 2017)
 - (20) N. Yorino and Y. Sasaki, "Power System Reliability Monitoring and Control for Transient Stability," 14th International Workshop on Electroc Power Control Centers (EPCC14), Session2-2, May 14-17, Wiesloch, Germany, (2017).
http://www.epcc-workshop.net/Presentations/2017/Yorino_Sasaki.pdf
 - (21) Y. Sasaki, S. Sekizaki, and N. Yorino, "Development of a Plug-in Type Synchronous Inverter for Grid Stability Enhancement," 14th International Workshop on Electroc Power Control Centers (EPCC14), Session2-6, May 14-17, Wiesloch, Germany, (2017).
 - (22) N. Yorino, Y. Nakamura, M. Abdillahi, Y. Sasaki, Y. Okumoto, "A Method for Evaluating Power System Security Region under Uncertainties and Its Application to Transient Stability Problem," IREP Symposium, Porto, Portugal, (August 2017).
 - (23) Y. Sasaki, N. Yorino, Y. Zoka, I. W. Farid, S. Sekizaki, "Robust Dynamic Load Dispatch under Uncertainties," IREP Symposium, Porto, Portugal, (August 2017).
 - (24) 吉田, 舘, 高藤, 今枝, 武石, 田口, 草場, 「次世代グリッドに適応した基幹系統合型オンライン系統安定化システム (ISC) の開発」, 電学論 B, Vol.137, No.6, pp.434-445 (2017).
 - (25) 餘利野, 関崎, 特許「単相同期化カインバータおよびそのコントローラ」, 特願 2017-031555 (2017).8
 - (26) S. Sekizaki, Y. Nakamura, Y. Sasaki, N. Yorino, Y. Zoka, I. Nishizaki, "A Development of Pseudo-Synchronizing Power VSCs Controller for Grid Stabilization," Proc. Of the 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy, (2016).
 - (27) 経済産業省 平成 27 年度電気保安統計
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/result-2.html
 - (28) 電気事業連合会データベース FEPC INFOBASE,
<http://www.fepec.or.jp/library/data/infobase/>
 - (29) Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations, U.S.-Canada Power System Outage Task Force, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, U.S. Department of Energy, April 2004
<https://energy.gov/oe/downloads/blackout-2003-final-report-august-14-2003-blackout-united-states-and-canada-causes-and>
 - (30) Final Report - System Disturbance on 4 November 2006, Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE), January 2007.
 - (31) T. Ohno, S. Imai, "The 1987 Tokyo Blackout," Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. October-November 2006 IEEE PES.