
2030年日本における変動型 自然エネルギーの大量導入と 電力システムの安定性分析

日本語版

研究レポート



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

Agora
Energiewende



2030年日本における変動型 自然エネルギーの大量導入 と電力システムの安定性分析

研究レポート

2030年日本における変動型自然エネルギーの大量導入と
電力システムの安定性分析

執筆担当者

ピーター・メルク エリア国際送電 (EGI)
桑畑 玲奈 エリア国際送電 (EGI)
ステファン・レーベ グリッドラボ
分山 達也 自然エネルギー財団、九州大学
市村 将太 自然エネルギー財団
ディミトリ・ペシア アゴラ・エナギーヴェンデ

発行

公益財団法人 自然エネルギー財団
〒105-0003 東京都港区西新橋1-13-1
DLXビルディング8F

アゴラ・エナギーヴェンデ

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Germany

プロジェクト・リーダー

分山 達也 自然エネルギー財団、九州大学
t.wakeyama@renewable-ei.org
ディミトリ・ペシア (アゴラ・エナギーヴェンデ)
dimitri.pescia@agora-energiewende.de

謝辞

ワークショップにご参加いただいた皆様より、専門的見地
から多くの示唆に富んだご指摘をいただきました。特に、
以下の皆様へ感謝の意を記します。

高村ゆかり 東京大学 サステナビリティ学連携研究機
構 (IR3S) 教授

安田陽 京都大学 大学院経済研究科 特任教授

辻隆男 横浜国立大学 大学院工学研究院 准教授

斉藤哲夫 東京大学 生産技術研究所

本庄暢之 一般社団法人 日本風力発電協会 系統部会部会長

増川武昭 一般社団法人 太陽光発電協会 事務局長

大西英之 GE再生可能エネルギー事業部 北アジア代表

2018年12月時点の所属

本プロジェクトはアデルフィ (Adelphi) より支援を得まし
た。感謝の意を表します。

レイアウト: RadiCon | Berlin · Kerstin Conradi,
UKEX GRAPHIC
表紙: Meriç Dağlı



本報告書サマリーはこちらからもダウン
ロードいただけます。

148/1-S-2019/JP

発行: 2019年4月

www.renewable-ei.org

www.agora-energiewende.de

序文

読者の皆様へ

風力発電と太陽光発電の導入コストは、近年、大幅に低減しています。今やこの二つの技術は、世界各地で電力システムの脱炭素化に大きく貢献するようになりました。日本でも過去5年で太陽光発電が急速に増加し、中国以外で、太陽光発電市場が最も活発な国の一つとなっています。しかし、変動型の自然エネルギーの導入は拡大しているものの、日本の電力供給量に占める割合は依然として低く、全体の約7%にとどまっています。また、日本政府の2030年時点における自然エネルギー電力の目標値は、他の先進国に比べて大変低いままです。

システムの安定性を損なうことなく、自然エネルギーを効率的に電力システムに拡大導入できるかどうか、日本では大きな懸案事項になっています。しかし、各国の経験を見ると、日本でまだ普及していないいくつかの技術的な対策を安全に導入することで、システムの安定性が向上する

ことが明らかになっています。一方で、日本の電力システムについて、こうした観点から研究され、かつ、公に発表されているレポートはほとんどありません。

今回、自然エネルギー財団 (REI) とアゴラ・エナジーヴェンデ (Agora Energiewende) は、この欠落部分を一部埋めるため共に研究に取り組みました。日本のシステムの安定性について新しい洞察を与え、データの透明性の向上も図っています。わたしたちは、透明性の高いデータに基づいた第三者の分析が、日本における議論の活性化に寄与し、最終的にはエネルギー転換の重要性についての社会的な関心を高めることにつながると確信しています。

パトリック・グライヒェン (アゴラ・エナジーヴェンデ所長)
大林ミカ (自然エネルギー財団 事業局長)

要点

1

日本の電力システムは、政府の定める2030年時点の目標以上に自然エネルギーを導入しつつ、システムの安定性を維持することが可能である。少なくとも年間の電力消費の33%以上の自然エネルギー (22%の変動型自然エネルギー - VRES) を容易に導入しながら、システムの安定性を維持することが可能である。自然エネルギーの比率がより高い40% (VRES 30%) の場合でも、出力抑制をとっても低く抑えつつ達成することが可能である。

2

変動型自然エネルギーの比率がさらに高まることで系統運用に負担がかかる場合でも、安定性を維持することのできる技術的対策が既に存在している。実際に、変動型自然エネルギー (VRES) そのものも、高速周波数応答 (FFR) サービスの提供により、システムの安定性維持に貢献することができる。今回の研究の結果は、システムの安定性の確保を保守的に見積もった場合でも、こうしたFFRサービスを利用すれば、周波数安定性を許容範囲に収めながら、日本の既存の送電システムにおける変動型自然エネルギーの瞬時導入率を東日本で最大60%、西日本で70%程度まで引き上げることが可能であることを示している。これらの評価は、2018年に九州や四国などの地域で見られた傾向を裏付けるものである。この2つの地域では、需要に占める時間あたりのVRES供給比率が80%以上 (総発電量では55%以上) に達していた。2030年までにこうした一部地域における高い給電水準は日本全国で一般的になる可能性がある。更に追加の技術的対策を講じた場合、より一層高い供給比率を達成できるだろう。

3

系統と電源を統合的に計画することにより、風力発電と太陽光発電の導入に伴う地域内系統および地域間連系線潮流への影響を緩和することができる。電源構成の中で変動型自然エネルギーの割合が増えた場合、系統内で送電線負荷が低下する地域と増加する地域が出てくることが予想される。そのため将来の系統整備計画においては、VRESの分布が系統に与える影響を体系的に考慮し、送電線負荷の集中個所 (ホットスポット) が生じないようにしなければならない。

4

変動型自然エネルギーの導入拡大には、非差別的な市場規制、透明性の向上、最新の運用・計画実務が必要である。特に、自然エネルギーを、他の技術 (デマンドレスポンス、在来型発電、蓄電など) と並んで周波数安定性や同時同量、電圧制御に貢献することが可能な電源として、アンシラリー・サービスへと組み込む必要がある。

目次

はじめに	3
エグゼクティブ・サマリー	9
日本の電力システムの将来について事実に基づいた議論を行うには、 独立性と透明性の高い系統統合の研究が必要である	9
日本の電力システムは、政府の定める2030年時点の目標以上 に自然エネルギーを統合しつつ、系統の安定性を維持することが可能である	9
変動型自然エネルギーのより高い供給比率によって系統運用に課題が生じうるような場合でも、 風力発電や太陽光発電システムが系統安定性の維持に貢献することが可能である	10
風力と太陽光の導入は、地域内系統および地域間連系線の電力潮流に大きな影響を与える。 一部の地域では送電線の負荷が軽減するが、系統の他の部分では負荷が増加することが予想される	13
変動型自然エネルギーは追加的なアンシラリー・サービス、 特に追加的な無効電力の需要に応えることができる	14
日本における変動型自然エネルギーの統合促進には、非差別的な市場ルール、 透明性の向上、最新の運用・計画実務が必要である	14
1 はじめに：プロジェクトの概要	17
2 系統安定性と潮流解析：概要	19
2.1 系統安定性の一般的概要	19
2.2 周波数安定性	21
2.3 電力潮流解析の概要	22
3 モデルの設定とシナリオの概要	25
3.1 系統モデル	26
3.2 シナリオ	27
3.3 時間断面（スナップショット）の選択	27
3.4 評価基準	30
4 結果	31
4.1 周波数応答分析－時間断面（スナップショット）の分析	31
4.1.1 政府目標シナリオの主なスナップショットの分析	31
4.1.2 自然エネルギー導入シナリオの主なスナップショットの分析	34
4.2 周波数反応評価の集計結果	39
4.2.1 系統慣性	39
4.2.2 周波数変化率（RoCoF）	42
4.2.3 周波数最下底	42
4.2.4 変動型自然エネルギーによるFFRの提供	47
4.3 電力潮流解析	48
4.4 無効電力の評価	50
5 さらなる調査の洞察	53
5.1 安定性の制約を考慮した変動型自然エネルギーのポテンシャル分析	53
5.2 系統安定性の確保に向けた追加的対策	54

5.3	自然エネルギーによるアンシラリー・サービスへの寄与	55
5.4	他の同期エリアにおける自然エネルギーの周波数応答と疑似慣性要件の経験	56

6	結論	59
	政策・規制当局への提言	61
	送電事業者への提言	61

7	提言	61
	RES開発事業者/業界への提言	62
	シミュレーションのためのツールチェーン	63
	シナリオ策定	63
	付録1: シミュレーション・ツールチェーンの整備についての全般的な情報	63
	付録2: SWITCHモデルについての説明	67
	付録3: 発電出力と時間断面(スナップショット)	71
	付録4: 系統のモデル化に関する仮定	77
	付録5: 風力と太陽光による周波数制御サポートのための戦略	95
	付録6: 参照	101

エグゼクティブ・サマリー

日本の電力システムの将来について事実に基づいた議論を行うには、独立性と透明性の高い系統統合の研究が必要である

石炭火力や原子力などの在来型発電の比率を引き下げつつ、より高い比率の自然エネルギーを電源構成の中に統合していくという取り組みは、日本の電力システムに新たな課題をもたらす。変動型自然エネルギー（Variable Renewables, VRES）、特に、2017年末に導入量が49 GWとなった太陽光発電の拡大にともない、VRESが系統安定性に与える影響への関心が高まっている。このため系統の十分な柔軟性を確保するために、さまざまな可能性が検討されてきた。こうした背景から、正確な情報に基づく議論を促進し、また国の施策の指針とするためにも、系統統合研究は大変重要なものとなっている。

本研究は、自然エネルギー財団とアゴラ・エナジーヴェンデ（Agora Energiewende）が共同で実施し、日本における自然エネルギーの系統への統合の影響を、周波数安定性と潮流分析の面から検討している（潮流分析は情報の不足による限界があった）。研究には、エリア国際送電（Elia Grid International, EGI）とグリッドラボ（Gridlab）が、第三者による独立した調査を促進する目的で本プロジェクト用に開発した、日本の電力システムのモデル化とシミュレーションのための手法・ツールチェーンが用いられている。2030年時点における2つのシナリオを比較しており、1つは自然エネルギーの導入率を22～24%（太陽光64 GW、風力10 GW）とする「政府目標シナリオ」、もう1つはさらに意欲的な「自然エネルギー導入シナリオ」（太陽光100 GW、風力36 GW）である。本研究では、風力や太陽光といった非同期自然エネルギーの供給率が極めて高い状況を含むいくつかの極端なスナップショット（瞬時の時間断面）について、系統の反応を考察した。自然エネルギーの供給水準がそのように高くなると、代わりに在来型発電所が停止され、日本の電力システムの周波数安定性を確保する上で主要な役割を果たしている慣性制限（inertia limit）が低下する。

本研究では周波数安定性と潮流のシミュレーションを、東日本と西日本の同期エリアで行っている。さら

に、VRESベースの高速周波数応答（FFR）サービスや、緊急事態に備えて東西同期エリア間にすでに導入されている高速アンシラリー・サポートについても検討し、系統安定性がどの程度向上するかを分析した。

特に重点を置いたのは、自然エネルギー統合の研究に取り組んでいる国々が直面している以下の2つの主要課題を踏まえた、透明性の高い手法の開発である。その課題とは、(1)データ入手の際の大きな制約、(2)電力システムのモデル化とシミュレーションのための持続可能なツールチェーンを整備する必要性、である。(1)については、日本のエネルギー規制当局は改善に着手しはじめており、(2)については、特に独立した調査を実施しようとする第三者のためのものである。今回、本プロジェクトで作成したインプットデータおよびアウトプットデータは、すべて公表される。これは本研究が、自然エネルギー統合に向けた更なる議論と情報の透明性に寄与することを意図したものである¹。

日本の電力システムは、政府の定める2030年時点の目標以上に自然エネルギーを統合しつつ、系統の安定性を維持することが可能である

本研究は、系統の安定性を保守的に見積もった場合でも、自然エネルギーの高速周波数応答（FFR）サービスを活用することで、周波数安定性を許容範囲に収めながら、変動型自然エネルギー（VRES）の瞬時導入率を西日本同期エリアで70%程度、東日本同期エリアで最大60%まで引き上げることが可能であることを示している²。この数字は、一部の地域では、さらに高い自然エネルギー供給比率が生じうることを意味している。FFRサービスを考慮しない場合は、瞬時導入率は西日本で60%程度、

1 本プロジェクトで実施した動的分析は、電気学会（IEE）から公開された日本の基幹電力システムモデル（IEEモデル）に基づいている。ここでの分析に使用したIEEモデルは、日本の電力システムの簡易モデルである。より詳細なモデルに基づく分析を行えば、結果の質が向上するだろう。

2 この供給率は、西日本同期エリアから東日本同期エリアへHVDC連系線を通じて行われる600 MWのアンシラリー・サポートを除き、追加の技術的対策を考慮していない。

東日本で50%程度にとどまるであろう。これらの評価は、2018年に九州や四国などの地域で見られた傾向を裏付けるものである。この2つの地域では、需要に占める時間あたりのVRESの割合がそれぞれ84%と79%³（発電量比では55%以上）に達していた。

瞬時導入率がこうした閾値を上回ると、系統の周波数安定性の限界が問題になり始める。しかしそのような状況は、より大量のVRESが導入された際にまれに生じるのみであり、「政府目標シナリオ」ではまず起こりえない。それゆえ考えられる対策の1つは、瞬時導入率制限（SNSP制限）を導入し、この閾値を超える自然エネルギー発電を抑制することである。この手法であれば、「自然エネルギー導入シナリオ」でも、自然エネルギー発電の出力抑制水準は年間2%未満⁴にとどまるだろう。

この分析結果は、自然エネルギーの導入拡大を保守的に仮定し、送電線の追加的な増強をせずに、系統安定性を許容範囲内に維持しながら、2030年時点の日本の年間の自然エネルギーの割合を少なくとも33%に増加させることが可能であることを示している。同じ安定性制約条件（VRESのSNSP制限が西日本で70%、東日本で60%）の下では、出力抑制の水準をわずかな上昇にとどめながら（年間自然エネルギー発電量の4%）、自然エネルギー比率を40%に引き上げることも可能である。こうしたシナリオは、2030年時点の在来型熱発電（石炭火力や原子力）の大幅な縮小を想定しても実現可能である。さらに、日本における過去5年間の自然エネルギーの急速な拡大を考慮すれば、40%の自然エネルギー比率でさえも保守的な予測となるかもしれず、これらの見通しは、2030年を待たずに達成される可能性がある。

そして、変動型自然エネルギーをさらに拡大するためには、系統安定性を維持するための追加的な対策を検討する必要がある。こうした対策はアンシラリー・サービス（さらなるFFRまたは疑似慣性など）の形で実施する必要があり、さまざまな技術、例えば、VRES以外でも、蓄電、在来型発電、同期調相機、高圧直流送電（HVDC）による連系、デマンドレスポンス、フライホイールなどが考え

られる⁵。日本におけるVRES率を拡大しながら、系統安定性を向上していくためには、在来型発電設備と自然エネルギー発電設備の両方のアンシラリー・サービスの提供要件を改定することが鍵になる。

変動型自然エネルギーのより高い供給比率によって系統運用に課題が生じうるような場合でも、風力発電や太陽光発電システムが系統安定性の維持に貢献することが可能である

電力システムの安定性維持は、送電事業者にとって最も重要な業務の1つである。周波数の安定性は、大規模な系統事故による擾乱があっても、常に必ず維持されなければならない⁶。本研究では、極端な参考事象として1.5 GWの電源脱落が生じたケースについて、周波数安定性の評価を行った。図1に示すように、変動型自然エネルギーの供給比率が9%から65%まで増加した場合のさまざまな時間断面（スナップショット）において、系統周波数応答の評価を実施した。各電力系統において、電源が脱落した際の周波数低下を抑える能力を評価し、この評価基準としては、西日本で58.8 Hzまで、東日本で49 Hzまで（すなわち閾値は0.98 p.u.）に周波数低下を抑えることができるかを評価した。周波数の低下がこの閾値を下回ると、発電機や負荷が系統から切り離され、最終的には局所的な停電やカスケード事故（連鎖的な停電）が発生する可能性がある。危機的な系統状態や周波数安定性の問題を防止する上では、電力系統に残っている慣性力をモニタリングすることが重要になる。

図E1に、西日本エリアにおける電源脱落に伴う周波数低下の分析結果を示す。この図から、西日本同期エリアでは、S1（VRES 供給率9%）、S2（VRES 供給率45%）、S2b（VRES 供給率49%）の各時間断面において、周波数の低下が重要な閾値（58.8Hz）を上回っていることがわかる。これは、周波数の回復措置として、系統に残っている慣性力と火力発電機の一次調整力だけが適用

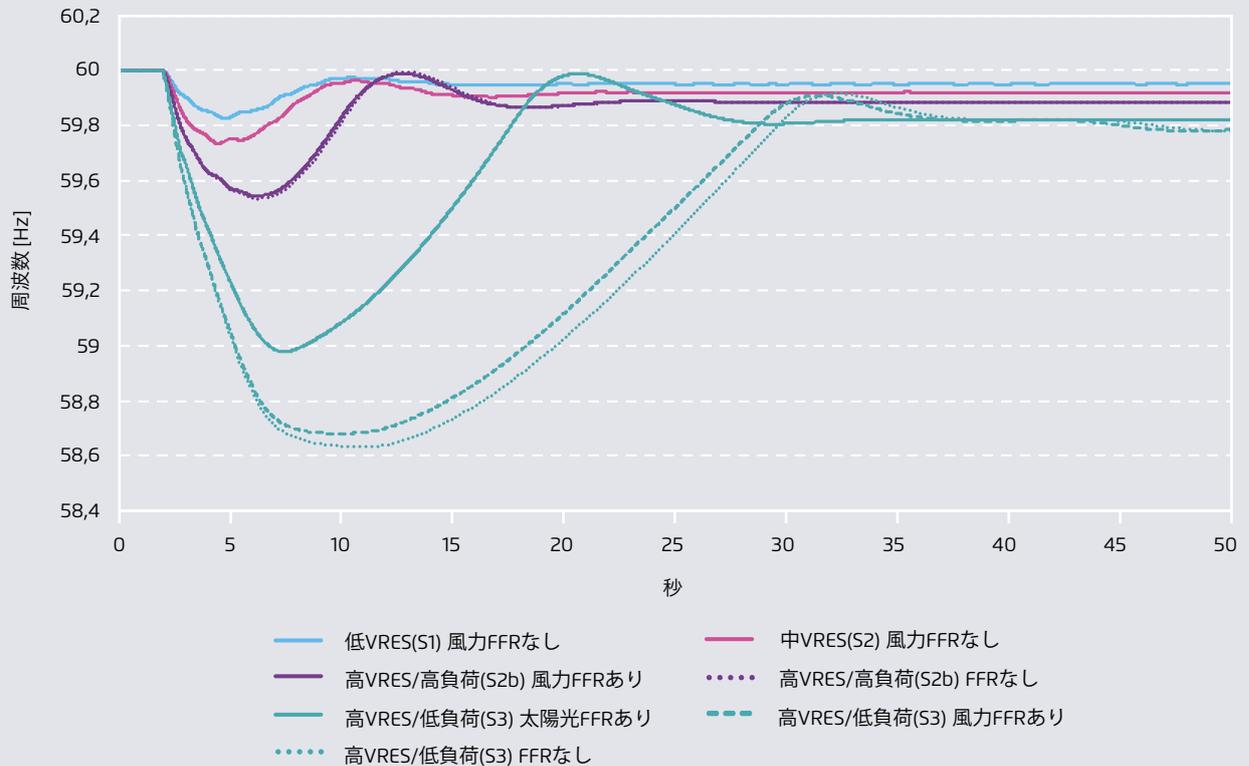
3 この時間帯のバイオマス発電と水力発電を考慮すると、自然エネルギーは電力需要をほぼ100%まかなっている。

4 変動型自然エネルギー発電を抑制するのは、西日本で瞬時導入率70%以上、東日本で60%以上の場合と想定。

5 これら各種対策の効果を定量化するには、現在利用可能なデータを用いて本プロジェクトで実行できたもの以上に詳細な分析が必要になる。

6 その他の安定性の基準、例えば電圧安定性やローターアングル安定性、短絡、電力品質なども関係するが、公開データの量が限られているため、本プロジェクトでは詳細な評価を行っていない。

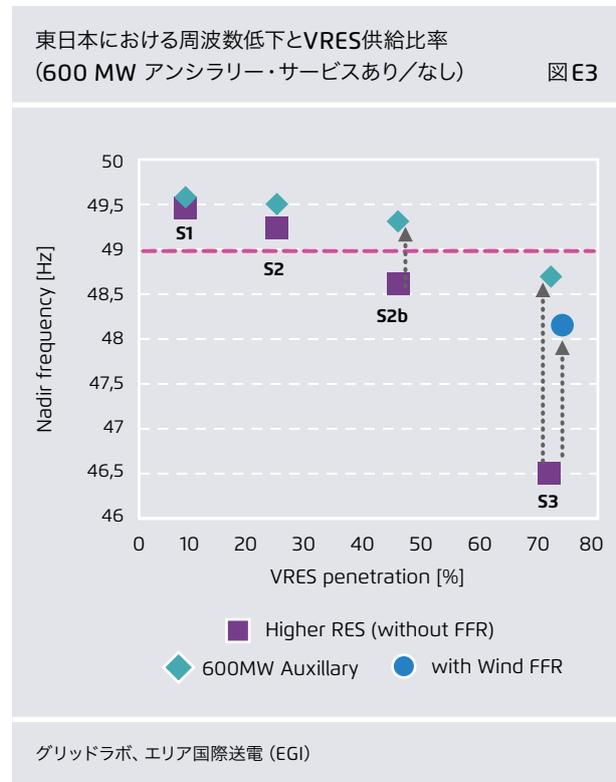
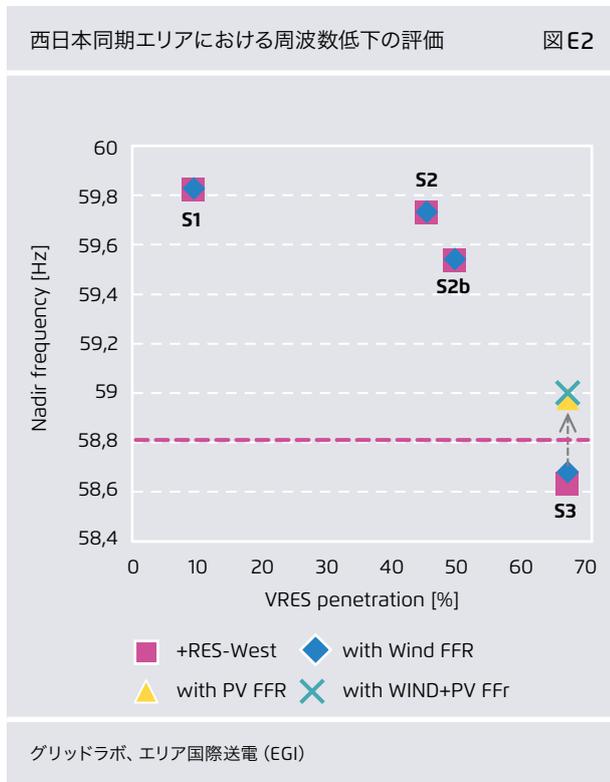
「自然エネルギー導入シナリオ」における西日本での電源脱落（1,500 MW）後の周波数応答（FFRあり／なし） 図 E1



グリッドラボ、エリア国際送電 (EGI)

されたケースを評価したものである⁷。S3 (VRES供給比率65%) の時間断面では重要な閾値をわずかに下回っている。しかし図E1に示すように、太陽光発電から最小限の高速周波数応答サービス (合計250 MW。これは太陽光供給量のわずか0.75%) の貢献があれば、システムの周波数低下を安全な動作範囲内 (58.8Hz以上) に維持することが可能である。この結果は、このような変動型自然エネルギーの供給比率が高い状況において、変動型自然エネルギーそのものによる高速周波数応答 (FFR) サービスによるプラスの効果を明らかにしている。

7 原子力発電所の一次調整を除く。



変動型自然エネルギーによるFFR⁸はまだ広く普及してはいないが、他にも、系統安定性を向上するために、さまざまな技術的対策や、アンシラリー・サービス提供要件の改定を活用することができる。利用可能な技術としては、例えば、HVDC送電線を經由したアンシラリー・サポートや、同期調相機（廃止された原子炉を転換した例もある⁹）、デマンドレスポンス（DSR）、蓄電池などがある。日本では現在、600 MW のアンシラリー・サポートが西日本同期エリアから東日本同期エリアへHVDC線經由で行われ、系統の周波数低下の軽減に役立っている。このアンシラリー・サービスの自然エネルギー統合への寄与については、本研究で東日本同期エリアにお

ける影響を詳しく評価した（図 E3 参照）¹⁰。図E3ではS2bの時間断面において、600MWのHVDC經由のアンシラリー・サポートによって、電源脱落后の危機的状況が緩和され、周波数低下が重要な閾値である49.0 Hz以上に引き上げられている様子が示されている。S3では、600MWのアンシラリー・サポートを考慮しても、依然として周波数低下が閾値を下回っているものの、大幅に（2.2 Hz）周波数低下量が改善している。同様に、風力発電機の高周波数応答（Wind FFR）によって、周波数が48.0 Hz以上に保たれている。

8 技術は存在するものの、ほとんどの市場ではまだ需要がないため、その導入は、変動型自然エネルギー率が極めて高い一部の系統に限られている（デンマークやアイルランドなど）。

9 同期調相機そのものはタービン発電機であれば基本的に転換が可能である。ドイツのピプリス原子力発電所において、原子炉の発電設備を完全に停止した後に行われたケースもある。

10 このメカニズムの効果の実証にあたっては、東日本同期エリアの調査のみを実施した。実際、危機的なスナップショットにおいては、東日本から西日本へ電力が流れており、それゆえ西日本から東日本への追加注入が可能と思われる。

風力と太陽光の導入は、地域内系統および地域間連系線の電力潮流に大きな影響を与える。一部の地域では送電線の負荷が軽減するが、系統の他の部分では負荷が増加することが予想される

本研究においては、自然エネルギーの供給比率の上昇が地域内および地域間の電力潮流に与える影響についても考察している¹¹。より意欲的な「自然エネルギー導入シナリオ」における分析の集計結果を表E1に示す。ここでは地域間送電線の負荷の傾向を示している。各連系線の負荷を「増加」、「減少」、「同水準」の3つの傾向に区分して示している¹²。連系線負荷の「増加」傾向は系統の拡張が必要であると示唆しているが、運用実務の改善によってメリットが生じる可能性を示しているともいえる。実際に、地域間の電力取引に参加する市場参加者に対してより多くの連系線容量を割り当てることで、連系線上のより高い負荷を実現できる場合もある。系統拡張対策の詳細な評価には、さらに詳しい検討が必要になるが¹³、本研究からは、変動型自然エネルギーの供給比率拡大にともない、九州から中国、また中国から関西への潮流が増加することが示されている。対照的に、四国から関西、および北陸から関西への潮流は減少することが示されている。九州、中国、四国では大量の太陽光発電の導入によって域外からの電力融通への依存度が低下し、逆に域外への純送電地域に転じるため、このような連系線負荷の傾向は予想できるものである。さらには、VRES導入率の上昇にともない、北海道-東北間、および中部-東京間のHVDC連系線による送電量が増加している。いずれの連系線も負荷が最大となるのは、VRESの供給比率が最大となる時間断面である。

自然エネルギー水準の上昇に対する送電線負荷の傾向

表E1

連系線	負荷の傾向
西日本	
中国 / 九州	増加
四国 / 中国	減少
中国 / 関西	増加
北陸 / 関西	減少
関西 / 中部	同水準
四国 / 関西	減少
東日本	
東北 / 東京	増加
HVDC 連系線	
北海道-東北間	増加
中部-東京間	増加

グリッドラボ、エリア国際送電 (EGI)

本研究では、さらに、自然エネルギーの拡大が各地域内のメッシュ型¹⁴送電線における一般的負荷に与える影響を評価した。「自然エネルギー導入シナリオ」における分析結果を表E2に示す。一般に、一部地域（九州、中国、四国、東北など）において、送電線の負荷と、これに伴う送電需要が増加する。これは系統の拡充が必要となる可能性を示しているが、一方で、送電線負荷の平均が低下している地域もある。この原因は、これらの地域で電源構成における自然エネルギーの設備容量や発電割合が増加することにもない、電力消費地と発電地の距離がより近くなっていることにある。

11 公開されているデータが不十分のため、電力潮流解析は送電線負荷の傾向を評価するとどまった。

12 「同水準」は負荷の変化が100 MW 以下。

13 このためには透明性の向上とデータアクセスの改善が必要だろう。

14 ここでメッシュ型送電線を選んだ理由は、送電量拡大の必要性がより明確に現れているからである。給電線や母線と異なり、拡張理由は発電能力の拡大に限られる。

自然エネルギー水準の上昇に対する送電線負荷の傾向 (地域別)

表 E2

電力会社の供給区域	負荷の傾向
西日本	
九州	増加
中国	増加
関西	減少
北陸	減少
中部	減少
四国	増加
東日本	
東北	増加
東京	減少

グリッドラボ, エリア国際送電 (EGI)

にとって重要なその他のアンシラリー・サービス、例えば無効電力/電圧サポート、制御電源、短絡電流、系統復旧などにも影響がおよぶことになる。本研究では、日本における自然エネルギー供給比率の上昇が無効電力需要に与える影響について分析した。結果の概要を表 E3 に示す¹⁵。

ここで東日本/西日本エリアとも、追加的な無効電力の必要性は、2Gvar未満となっており、適度な水準にとどまっていることが分かる。2Gvarの無効電力需要量は、自然エネルギーの想定導入量である「風力36GW、太陽光100GW」のごく一部に相当する量であり、適度な水準といえる。最新のウィンド・ファームや太陽光発電所には、無効電力を供給するための機能が初めから備わっている。変動型自然エネルギー (VRES) が供給できる無効電力の割合が、有効電力設備容量の10%にとどまるという保守的な仮定をしたとしても (例: 100GWの太陽光発電は10Gvarの無効電力を供給できる)、この2Gvarという追加的な無効電力の必要性を、VRESによって容易に満たすことが可能である。その場合、VRESは、無効電力管理や制御電源などその他のアンシラリー・サービスにも積極的に貢献することができる。

変動型自然エネルギーは追加的なアンシラリー・サービス、特に追加的な無効電力の需要に応えることができる

インバータ・ベースの自然エネルギー技術 (主に風力と太陽光がある) の供給比率が増加すると、これが従来の同期機 (石炭火力、原子力、ガス火力発電所) に取って代わることになる。このように火力発電が代替されると、周波数安定性に影響するだけでなく、系統の信頼性の確保

日本における変動型自然エネルギーの統合促進には、非差別的な市場ルール、透明性の向上、最新の運用・計画実務が必要である

世界各国の経験に照らし、本研究の分析からいくつかの提言を導くことができる。提言の目的は、日本の電力システムの信頼性を高い水準に維持しながら、自然エネルギーの系統への統合を低コストで実現することにある。

「自然エネルギー導入シナリオ」における追加的な無効電力

表 E3

	自然エネルギー導入 シナリオ			
	西日本		東日本	
	Q_L (Mvar)	Q_C (Mvar)	Q_L (Mvar)	Q_C (Mvar)
低 RES (S1)	-	1300	-	-
中 RES (S2)	-	1000	-	-
高 RES (S3)	220	180	740	1960

グリッドラボ, エリア国際送電 (EGI)

政策担当者と規制当局への提言

- 自然エネルギーの系統統合に向けた非差別的市場設計の実施: 自然エネルギーがアンシラリー・サービス (需給調整市場、無効電力供給など) で果たす役割の可能性を検討する。これは自然エネルギーの新たなビジネスケースを後押しするとともに、自然エネルギーが電力系統全体の中でより大きな責任を担うことを可能にするだろう。
- データの透明性を向上し、第三者による日本のエネル

15 Q_L は誘導性無効電力の需要、 Q_C は容量性無効電力を表わす。

ギー部門について有意義な調査を実施可能にする。そうすることが、結果として議論の活性化と社会の関心を高めることにもつながる。

- 独立機関が参加する電力系統研究をさらに推進する：自然エネルギー統合は学際的プロジェクトであり、混雑管理やアデカシー、市場統合、運用計画の改定、接続要件、系統防御について、今後とも、さらなる研究を進めていく必要がある。

送電事業者への提言

- 慣性力モニタリングの確立：慣性力は系統安定性の確保において鍵となる指標である。慣性力をモニタリングすることで、周波数の低下が発生した場合でも、送電事業者は主体的にその影響を抑えることができる。
- 自然エネルギーをアンシラリー・サービス供給に統合する：送電事業者は変動型自然エネルギーの能力を、周波数安定性の維持や調整電力の供給、電圧制御の実施に活用することができる。こうしたケースでは、常に、送電事業者はサービス・プロバイダのポートフォリオを分散させる必要がある。
- 長期計画に必要な電力系統データの透明性を向上させる。

自然エネルギー事業者への提言

- 系統サービスの要件を予想する：日本のエネルギー業界は、間もなく、発送電分離と新たな市場の確立によって大きな変化を迎える。自然エネルギー事業者はその過程における自らの役割を主体的に見極め、新たな機会を追求する必要がある。
- 自然エネルギーが提供できる追加的サービスを探求する：すでに自然エネルギー資源は、単なるエネルギー供給以外のサービスを提供できるようになっている。さらに研究を進め、FFRやバランシング、無効電力などのサービスの利用例を示すよう提言する。これにより関係者すべてに利益をもたらす革新的ソリューションの開発が可能になる。

1 はじめに:プロジェクトの概要

自然エネルギーは日本の電力構成の中で相応の割合を占めており、年間電力供給量の16%は水力を含む自然エネルギーである。そのうち太陽光や風力の変動型自然エネルギーは、全体的割合が増加しているものの、まだ5.8%と少ない (REI, 2018)。政府は、2030年の自然エネルギー導入率目標を22~24%としている (METI, 2018) が、2050年の目標はまだ確定していない。政策目標の実現に向けた対策として、発送電分離や市場にもとづいた電力政策への転換など、電力部門の大規模な改革も、具体的な計画が策定されている。しかし日本の電力システムにおいては、現在の系統安全性評価や系統管理の実務から見ると、自然エネルギーの統合をどの程度効率的に実施できるか、懸念がある。

特に懸念されることの1つは、変動型自然エネルギー (VRES) が大量導入された場合の、系統周波数の安定性に対する影響である。経験的には、アイルランドや英国、北欧の同期系統のような島系統 (island system)、つまり隣接地域との間に交流 (AC) 連系線のない電力システムで、これが重大な問題になる可能性があり、これらの電力システムについては、すでにいくつかの調査が行われている (Entso-E, 2018, Eirgrid)。こうした状況は日本でも課題となるであろう。特に、変動型自然エネルギーの導入が現在の目標を上回るスピードで進んだ場合はなおさらである。日本の電力システムは大きく3つのAC同期エリア (東日本、西日本、北海道) で構成され、これが高電圧直流送電 (HVDC) を介して連系している。他国との連系はまだ行われていない。

世界各国の経験から、自然エネルギーの成長は予想外のペースで進む可能性があること、またこうした拡大に対処するために安全に適用できる系統管理の技術的対策がいくつか存在することが分かっているが、こういった技術対策は日本ではまだ普及していない。変動型自然エネルギーは系統管理における新たな課題であることは確実であるが、太陽光や風力からの高速周波数応答 (FFR) などの技術的対策を活用することで、自然エネルギー設備そのものが、系統の安全性の向上に資することができる。しかし、現在公表されている調査研究の中には、日本の電力システムにおいて、自然エネルギーの系統統合を検証したものはほとんどない。その主な要因として、

既存の送電事業者の設備についてのデータや運用実務に関する情報を入手できないことがあげられる。こういった情報は、有意義な調査研究を実施しようとすれば必ず必要となる。データの不透明性は着実に改善されつつあるが¹⁶、正確な潮流シミュレーションの実施に必要な系統データは、現在、第三者が独立した調査研究を行えるような形では公表されていない¹⁷。ただし、こうした制約にもかかわらず、潮流と周波数応答 (安定性) のシミュレーションのために、系統モデルの再構築を試みているいくつかの調査研究も存在する¹⁸。

こうした背景を踏まえ、自然エネルギー財団 (REI) とアゴラ・エナジーヴェンデ (Agora Energiewende) は、日本の電力業界から多様なステークホルダー¹⁹の方々の協力を得て、データの収集やモデルとシミュレーション結果の検証、自然エネルギー統合に向けた先進的技術評価手法の適用に取り組んだ。そして、本研究の一環として、分析のための手法とツールチェーンが確立され、その範囲は、データの収集と処理の技術から、シナリオや需給の時間断面 (スナップショット) の策定、需給シミュレーション、系統モデルの構築と検証、データ再フォーマット、シミュレーション・ツール間の転送の自動化、結果の評価方法におよぶ。

第1章では、本研究で行う分析、つまり周波数安定性解析と潮流解析について、その概要を示す。

第2章では、系統モデルの構築、2030年の適切なシナリ

16 最近公表されるようになったデータとしては、毎時電力需要各電力会社のウェブサイトから入手可能。例えば (TEPCO, 2018)、在来型発電所 (FEPC, 2018) および自然エネルギー (METI, 2018) の導入量、毎時日射量と風速データ (Japan Meteorological Agency, 2018) 等も入手可能である。

17 日本の送電事業者にあたる旧一般電記事業者 (各電力会社、EPCOs) はデータの開示を行っていない。電力広域的運営推進機関 (OCCTO) は各電力会社からデータ提供を受けているが、第三者への開示や独立したモデルの検証の支援は行っていない。

18 (Sugiyama, Komiyama, & Fujii, 2016) および (Tsuji, Tsuji, Oyama, Nakachi, & Chand Verma, 2016)

19 ステークホルダー集団としては、参考文献の著者である研究者、自然エネルギー業界団体の会員などがある。また経産省、OCCTO、電力会社、送電事業者からの聞き取りも行った。

オの策定、瞬時の時間断面（スナップショット）に使用するさまざまな変動型自然エネルギー導入率の設定に用いられる方法を概観する。本研究のために作成したツールチェーンは、需給シミュレーション用のSWITCHモデル²⁰と、潮流および周波数応答（安定性）シミュレーション用のPowerFactoryシステムモデル²¹である。将来的には、日本におけるデータの入手性の向上にともない、ツールチェーンのさらなる精緻化が期待される²²。

第3章では、分析の主な結果を示す。周波数安定性については、追加的な技術的対策を行わなくとも、また本稿で評価した系統安全性の側面を犠牲にすることなく、東日本と西日本の同期エリアで実現可能な変動型自然エネルギーの導入水準を示す。また、需要と変動型自然エネルギー導入率の水準が異なる時間断面をいくつか選び、動的周波数安定性のシミュレーションを行うとともに、系統の検証を行った。また第3章では、変動型自然エネルギーが将来的にアンシラリー・サービスを下支えするものになる可能性があることから、変動型自然エネルギーが周波数安定性へ寄与する度合いも検討した。最後に第4章と第5章は本稿の結論をまとめ、日本の電力部門における各層関係機関・関係者への提言を示した。

本研究は、方法論とデータ利用の透明性を目指している。詳細な情報を各種技術付録に示しているため、読者は各自関心のある話題について、さらに掘り下げて検討することができる²³。この情報はこうした話題について技術的な対話を促進する上でも、またより幅広い読者の参加を可能にする上でも必要なものである。

20 <http://switch-model.org>

21 <https://www.digsilent.de/de/powerfactory.html>

22 本研究では、データが入手できないために、自然エネルギー統合の重要な側面のいくつかについて評価を実施することができなかった。これには以下の問題に関するものがある。①混雑および混雑管理、②アデカシー、③短絡電力の供給と保護の仕組み、④局所電圧安定性、⑤将来のシナリオにおける同時同量の問題、⑥自然エネルギー源の市場統合、⑦系統保護と系統復旧のプロセス、⑧変動型自然エネルギーの導入増加にともなう運用プロセスと運用計画プロセスの変更。こうした問題の解明に向けた更なる調査が計画されている。

23 付録では以下の話題について詳細な情報を提供している。①本研究で使用したツールチェーンの背景情報、②使用した需給シミュレーション・モデル「SWITCHモデル」の解説、③本研究で策定したシナリオの詳細な解説、④各スナップショットの詳細、⑤方法論手順とモデル検証の注釈、⑥変動型自然エネルギーの周波数支援の制御戦略、⑦Power Factoryのシミュレーションモデルの注釈、⑧2030年シナリオで適用した変動型自然エネルギーの分布、⑨2018年時点の日本の給電ルール。

2 系統安定性と潮流解析：概要

2.1 系統安定性の一般的概要

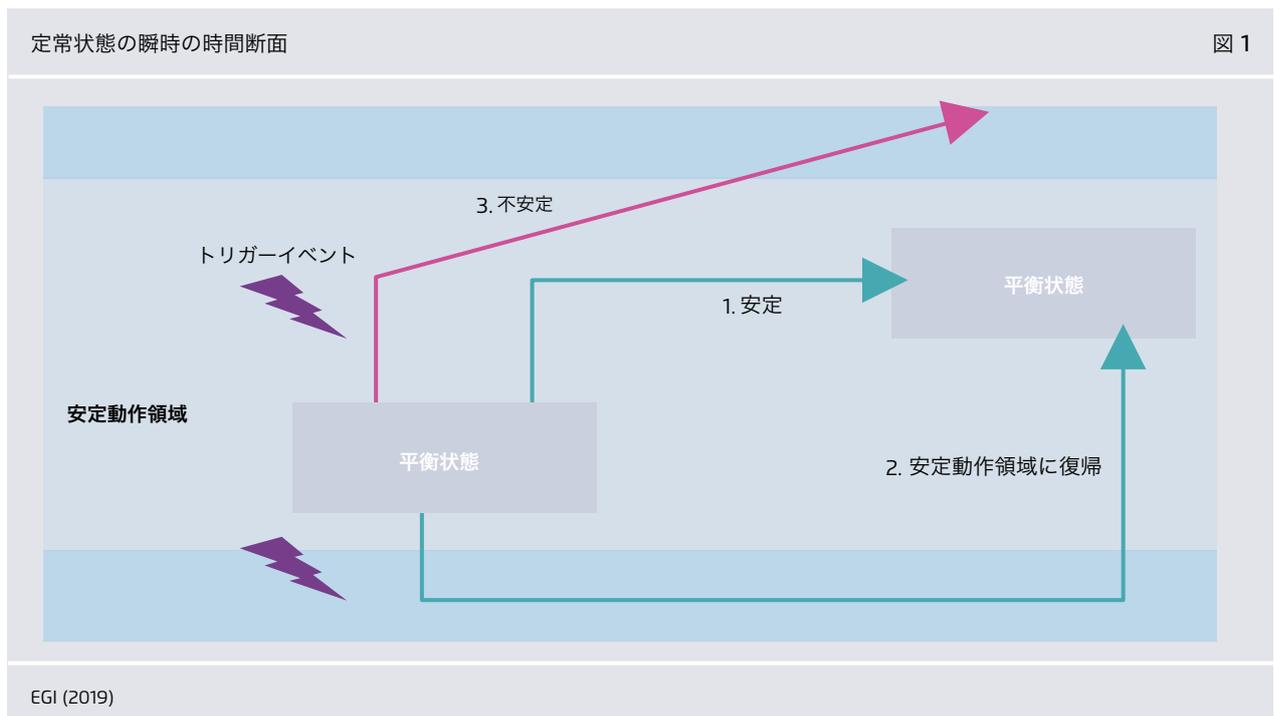
電力システムの安定性維持は、送電事業者にとって最も重要な業務の1つである。世界的にも、電力システムにおける変動型自然エネルギー（VRES）の導入拡大にともない、系統安定性への影響が懸念されるようになってきている。しかしドイツやアイルランド、デンマークなど世界各国の経験からは、電力構成における自然エネルギー比率が拡大した場合にも、安全に適用することが可能な系統管理の技術的対策が、いくつも存在することが分かっている。

系統安定性とは、電力システムに物理的擾乱が生じた後に、平衡状態を回復できる能力のことをいう。系統安定性を評価するには、原因となるトリガーイベントから一定期間（通常は数秒間）にわたる系統の動的（または一時的）挙動を解析する（図 1参照）。典型的なトリガーイベントには、短絡、送電線脱落、電源脱落、電力不足がある。

トリガーイベントが起きると、電力システムは定常状態を外れる。主な物理値、例えば周波数や電圧、発電機回転子

角、電流などが変化し始める。安定した運用のためには、こうした値がそれぞれ安全動作領域（つまりそれぞれの値の上限と下限の間）にとどまる必要がある。そうすれば、設備に損害が生じることなく、電力システムに深刻な影響（例えば局所的停電、系統全体の停電、系統分離、さらなる設備の遮断）が生じることもない。図1に示したように、遷移状態には一般に3つの可能性がある。

1. すべての評価指標が所定の安全動作領域内にとどまる遷移状態。この場合、系統は安定していると見なされる。
2. 1つまたは複数の評価指標が一時的に安全動作領域を外れるが、安全動作領域に復帰してそこにとどまり、定常操業が可能になる遷移状態。この場合、一時的な逸脱状態の影響をさらに詳しく調査する必要がある。
3. 1つまたは複数の評価指標が永続的に安全動作から逸脱している状態。この場合、系統は不安定と見なされる。



系統安定性は評価指標によって、電圧安定性、回転子角安定性、周波数安定性という3つのカテゴリーに区別することができる(図2参照)。本研究においては、周波数安定性のみを検討する。ただし一般的には、電力システムに擾乱が発生した場合、上記すべてに影響が出る。

電圧安定性

電圧安定性の評価では、電力システム内の特定の母線における電圧の局所的な挙動を評価する。電圧異常が危機的であるのは、保護装置が起動し、系統から遮断される発電機または電力需要家が出る可能性があるためである。電圧異常は、スイッチングや短絡のように一時的な場合もあれば、特定の潮流を原因として定常状態で発生する場合もある。

回転子角安定性

回転子角は、同期発電ユニットの評価指標の役割を果たすことがある。回転子角の異常は発電機のトリップや、近隣の他の同期発電機の不安定化の原因となる場合がある。

周波数安定性

電圧と異なり、周波数は大域的な指標である。周波数は、同期エリア内の各変電所で同一と見なすことができる。ただし欧州大陸などの大規模な同期エリアでは、一定の

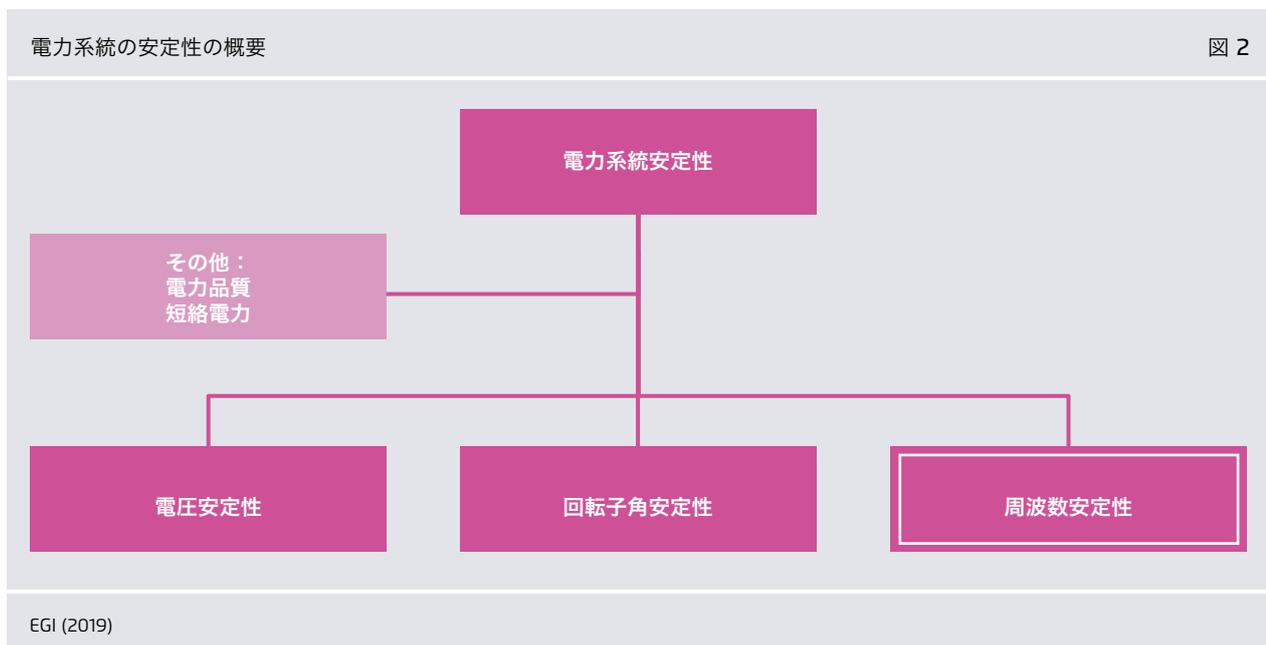
条件で周波数が変動する場合があります。周波数振動(これについては別途さらに調査が必要)が発生する可能性がある。一方、日本の同期系は欧州大陸と比較すると地理的な広がりが小さいため、この効果については本研究で考慮しない。

短絡電力と電力品質

広義には、短絡電流と電力品質も、安定性の基準と見なすことができる。

電力網内の特定地点における短絡電流は、保護調査を実施する(すなわち保護装置用の遮断閾値を得る)際の、重要なパラメータである。そのような事象が発生した場合に保護装置を起動させるために、常に十分な短絡電流が同期発電機から供給されるように保証されているとが必要である。

他方、電力品質とは、正弦波電圧が基準を満たしていることである。どの電力システムでも電圧には高調波、つまり周波数50/60 Hertzの倍数の正弦波が含まれる。これはある程度まで問題ないが、高調波が過大になると、感度の高い需要家が遮断されたり、系統の共振周波数に達したりする可能性がある。



2.2 周波数安定性

周波数安定性とは、「N- (エヌマイナス) 状況」²⁴において、特に擾乱が生じた後に、送電システムの周波数を許容範囲内に維持できることをいう。システムの電気周波数はヘルツ (Hz) で表され、同期エリア内のどこで測定してもよい²⁵。日本の電力システムには同期エリアが3つ存在し、公称周波数は50 Hz (東日本/北海道) または60 Hz (西日本) である。

同期エリアの送電事業者には、あらゆる状況においてなんらかの方法で周波数安定性を確保する責任がある。それゆえ、周波数は厳重にモニタリングされている。この解析の主な問題は、特定の事象における周波数偏差の程度である。周波数偏差が発生する原因は、電力システムにおける電流負荷と需要状況の不均衡である。システム周波数のわずかなずれ (偏差) は正常であり、適切な許容範囲

内にある限り懸念する必要はない。しかし周波数偏差が極端に大きくなると発電機や需要家が遮断されることで、局所的な停電や系統分離が発生する可能性があり、さらに最悪のシナリオの場合、系統全体の停電 (ブラックアウト) が発生する可能性がある。これは何としても避けなければならない。

図3は、系統に起こりうる不均衡としては最悪の形と考えられる突発的な電源脱落 (同じく最悪なのは突発的な電力消費の損失) の例を示している。本研究では、このトリガーイベントを分析対象に選んでいる。

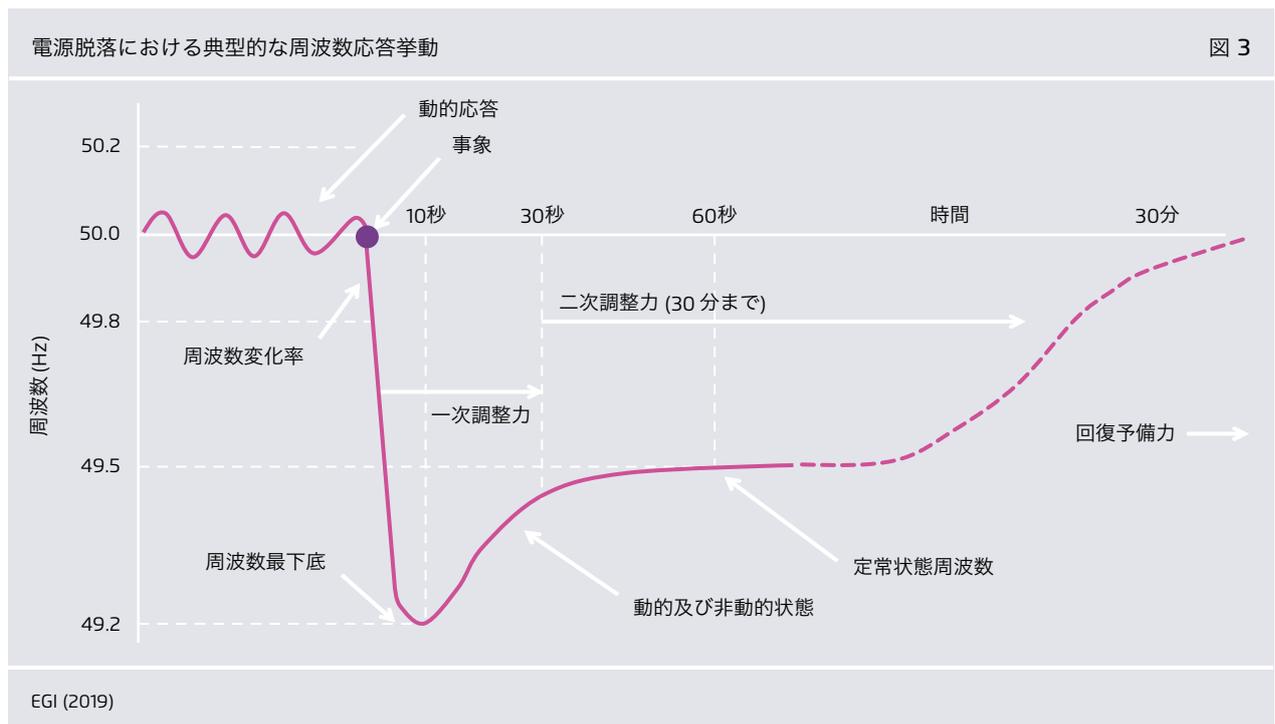
この事象の直後から、周波数が変化し始める。事象による周波数安定性への影響を観察するには、通常、周波数変化率 (RoCoF。一定時間の周波数偏差をヘルツ毎秒 (Hz/s) で表したもの) を用いることができる。

このような場合は通常、いくつかの対策が発動される。

24 「N- (エヌマイナス) 状況」とは、1つまたは複数の発電機、変圧器、または送電線が系統から解列した状況をいう。本研究の検討対象はN-1の場合、つまり1つの発電ユニットが解列した場合である。

25 ここでは周波数が系統全体で数秒間一定の値を保ち、測定地点間の差異はわずかにすぎないと仮定する。

→ **系統慣性**は周波数安定性の鍵となるものであり、事象発生直後の数秒間に系統が起こす瞬時の反応を生み出す。慣性は同期機の回転部分に保存された運動エネルギーである。恒常的に利用可能であり、



システムの安定化のために即座に放出または吸収できる²⁶。エネルギー交換は周波数変化率 (RoCoF) に反比例し、自動的かつ瞬時に起動される²⁷。非同期接続発電機 (例えば全定格コンバータ風力発電機、インバータ接続太陽光システムなど) には、そもそもこうした慣性はない。下表に各種発電機の慣性定数の値を示す。表にあるように、汽力発電 (原子力や石炭火力発電機など) は慣性値が最も大きい (かつほぼ同じ)。このことは、原子力と石炭火力は、周波数安定性への寄与がほぼ同等であることを意味する。

タービン技術別の慣性定数 表1

技術	慣性定数(単位:GW)
蒸気タービン	4-9
ガスタービン	3-4
水カタービン	2-4
同期調相機	1-1.5

EGI/Gridlab (2019)

- **調整予備力**は系統慣性の次に起動され、周波数がさらに低下するのを防止する機能がある。
- 一次調整力は最も速い予備力であり、通常数秒以内に起動される。
 - 二次調整力はその次に起動される。起動時間の要件は一次予備力ほど厳密ではなく、起動時間は一次調整力より長い。
 - 必要に応じて、さらに起動時間の長い潜在的予備力を系統内に組み込むこともできる (例えば三次予備力または回復予備力)。

系統慣性と調整予備力の起動により周波数の低下を防ぎ、通常は一次予備力の起動時間内に周波数の谷、つまり最下底に達する。やがて定常偏差に達し、通常はその

26 例えば1GWのタービン発電機の場合、慣性は利用する技術のタイプにより3~9GWsである。

27 その他の系統安定化対策はすべて、特定のトリガーで発動される。トリガーは系統のなんらかの値 (例えばモニターしている周波数) の場合もあれば、あるいは2つの電力システムのモニタリングシステム間の能動的な通信による場合さえある。

他の予備力の起動によって、公称周波数に復旧する。設定されている予備力の要件や同期エリアにおける事象の規模によっては、数分かかる場合もある。

2.3 電力潮流解析の概要

電力潮流解析は、電力系統内の発電機の給電と負荷の電力消費の結果である、系統の電力潮流を測る。実際の潮流は、送電設備のその他の物理的なパラメータ (主に抵抗) によって決まる。

安定性解析では電力系統の動的挙動を評価したのと対照的に、電力潮流の計算の対象は常に系統の定常状態、つまり需要が一定で発電ユニットの電力供給も一定の瞬間となる時間断面 (スナップショット) である。周波数も、また変電所の電圧も、一定と見なされる。

本研究で電力潮流の評価を行う目的は、発電設備に占める自然エネルギー比率の上昇と在来型発電機の比率低下によって影響を受ける、送電線と潮流エリアを特定することにある。地域間送電線接続と地域内送電線の両方を分析対象とした²⁸。地域内送電線の分析では、電源線 (発電機から出る) と変電所間の送電線を区別した。

利用できるデータの量が限られていたため、分析には次のような制約があった。

- 電力潮流シミュレーションは一部の代表的な時間断面のみで行い、年間需給シミュレーションは実施しなかった。
- 無効電力の詳細な特性を含まず、導入される発電群を修正した縮約系統モデルを使用したため (次節参照)、最初の電力潮流では無効電力の不均衡が生じる結果となった。そこで電力潮流が収束するよう、無効電力の補償装置をいくつか追加した。こうした要素を利用して、自然エネルギー比率の増加にともなって熱発電ユニットを停止したことによる無効電力能力の消失を補っている。

28 電力会社の供給区域間に送電/受電制約のある場合の需給シミュレーションを実施した。つまり電力需給について、供給区域内で送電制約のない銅板があると仮定した。その結果を、供給区域内に解像度の高い系統制約がある系統モデルに転送することで、負荷の高い地域内送電線を特定することができた。

→ シミュレーション・モデルの電流容量の値²⁹が得られなかったため、示すことができるのは時間断面間で潮流が変化する地点と方向のみとなった。

こうした制約のため、系統混雑について、また最終的には具体的な拡充ニーズについての洞察を得るには、定格送電容量を使用してさらにモデルを拡張する必要がある。したがってシミュレーション結果は1つの参考にすぎない。

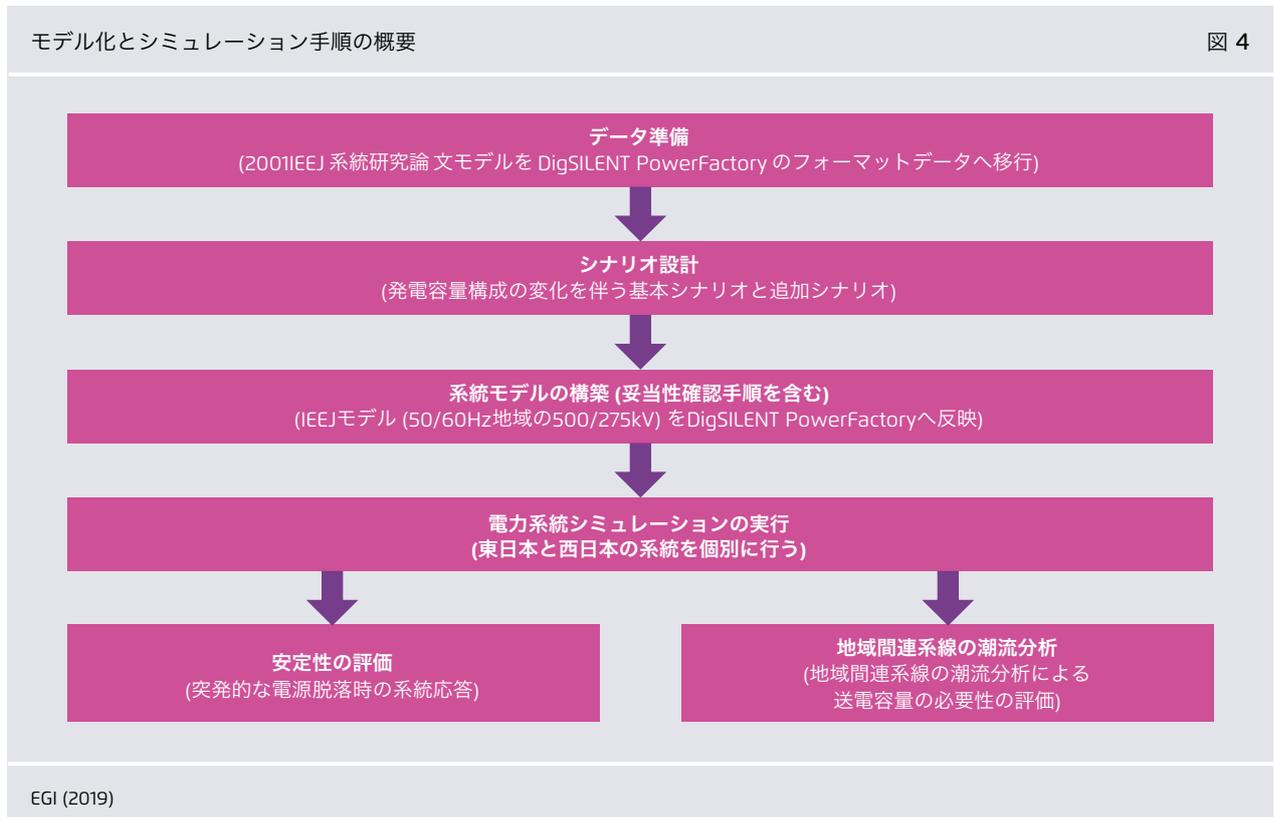
29 許容電流とは、送電線または送電ケーブルを傷つけることなく、恒常的に送電できる電流（アンペア）のことをいう。

3 モデルの設定とシナリオの概要

モデル化とシミュレーション手順の全体過程を図4に示す。詳細は付録に示す。公開情報を収集し、モデルとシナリオのインプットを作成した。自然エネルギー導入率の高い状況で系統の電力潮流と周波数応答のシミュレーションを実施するため、系統の逼迫が予想される状況を選択した。これには、一方で需要が高く自然エネルギー導入率が高い状況と、他方で需要が低く自然エネルギー導入率が高い状況が含まれる。系統モデル自体の中で、こうした状況における需給を直接シミュレーションすることも可能だが、堅固なツールチェーン・アプローチを構築するため、意識的に個別のツールで需給のシミュレーションを行うこととした。そのためいずれのシナリオでも、自然エネルギー財団 (REI, 2015) が開発した日本の電力システムについてのSWITCHモデルを使用して、需給シミュレーションを行った。次に、系統の逼迫が予想されるさまざまな状況を表すと思われる時間断面 (スナップショット) を4種類選んだ。続いて、このスナップショット

に対応する需要と発電量を、Power Factory系統モデルに当てはめた。この系統モデルをもとに、各スナップショットについて以下の点を評価した。

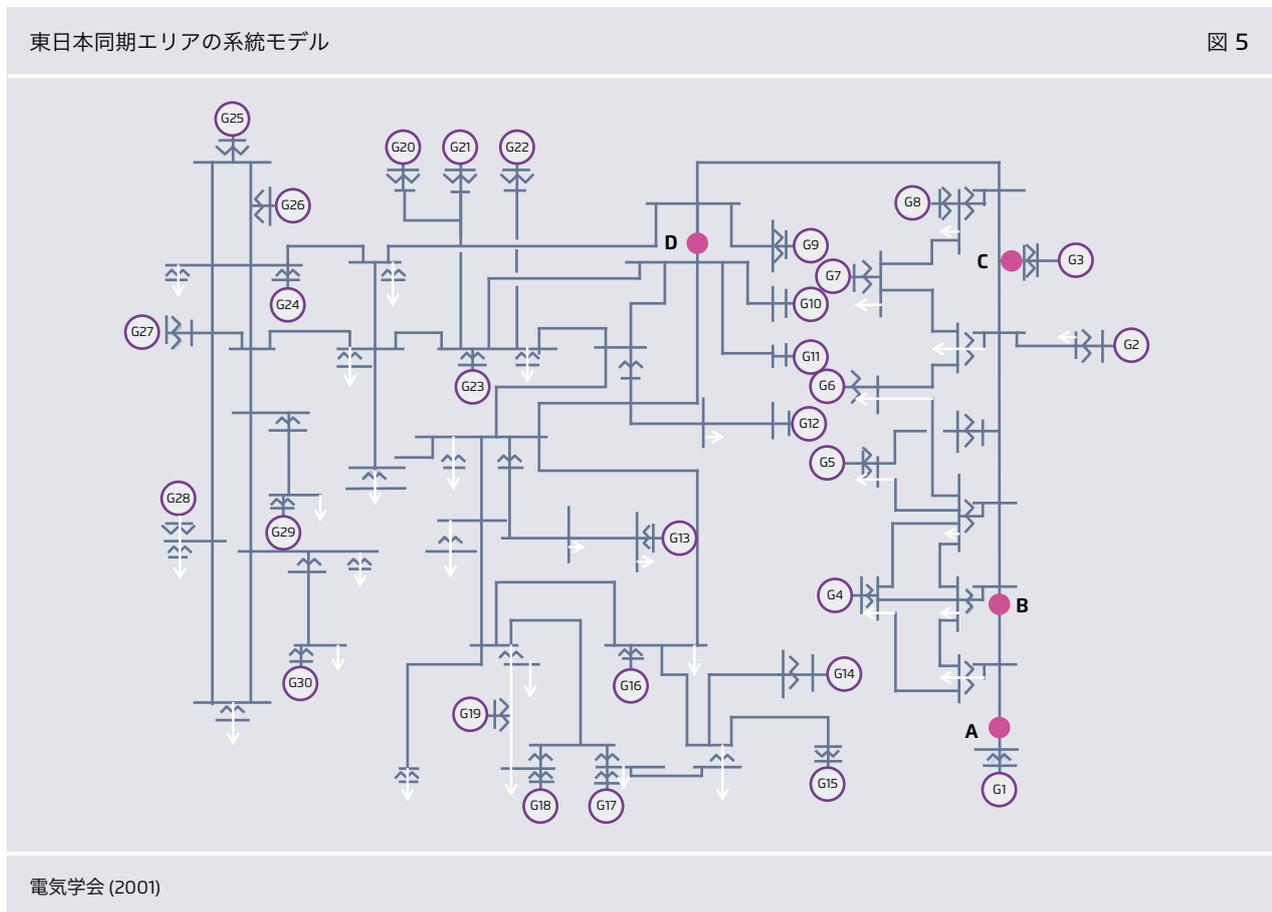
- 送電系統の電力潮流。
- 東日本 (50 Hz) と西日本 (60 Hz) の周波数ゾーンで突発的な大規模電源脱落が発生した場合の周波数応答。
- 風力発電所と太陽光発電所からのアンシラリー・サービス提供が周波数応答に与える影響。
- 東日本・西日本間の高電圧直流 (HVDC) 連系線のアンシラリー周波数制御器が提供する 600 MW サポートの影響 (OCCTO, 2016)。



3.1 系統モデル

詳細な系統データは、各供給区域の電力会社が管理しており、残念ながら、本研究では入手できなかった。系統モデルを一から構築するため、電気学会 (IEE) モデル³⁰の公開データを使用した。まずIEEモデルをDIgSILENT PowerFactoryで実行した (詳細は付録5を参照)。図5に、東日本系統の調査系統モデルの形状を示す。

30 電気学会モデル (IEE、2001)は縮小系統モデルであり、抵抗やリアクタンスの集計値は与えられるが、送電線個別の属性データ (送電線本数、タイプ、長さ、電流容量) は含まれていない。系統データは、電力会社供給地域間の連系線能力を更新して拡張した。



3.2 シナリオ

本研究では、2030年時点において自然エネルギーが電力系統に与える影響を、「政府目標シナリオ」と「自然エネルギー導入シナリオ」の2つで比較している。政府目標シナリオは政府計画 (METI, 2015) にもとづいて、太陽光発電と風力発電の導入量をそれぞれ64 GWと10 GWと想定している。2030年時点の導入量に関する政府の政策目標であり³¹、このシナリオでは、自然エネルギーの発電比率は約22~24%になる。

「自然エネルギー導入シナリオ」は、より意欲的な自然エネルギー導入量、太陽光発電100 GW、風力発電36 GWの導入を想定している (表2参照)。このシナリオは、日

31 ただし本研究における需給と運用の想定は、政府計画と異なる可能性がある。

「政府目標シナリオ」と「自然エネルギー導入シナリオ」における導入量の比較 表2

発電方法	導入量 [GW]		差異
	政府目標シナリオ	自然エネルギー導入シナリオ	
太陽光	64	100	+34
風力	10	36	+26
原子力	23	0	-23
石炭	37	37	0
天然ガス ^a	53	75	+22
水力 ^b	52	52	0
石油	0	0	0
バイオエネルギー ^c	4.7	2.1	-2.6
地熱	1.7	1.7	0

a. ガス・コージェネレーションを含む (一般財団法人 コージェネレーション・エネルギー高度利用センターによる見込み)。

b. 揚水発電を含む。

c. バイオガスおよびバイオマス。

REI (2019)

本の再生可能エネルギー事業者団体³²が達成可能と考える導入量を参照したものである。導入量が多いため、瞬時給電の高い状況が発生する。このシナリオでは、原子力発電所はすべて操業を停止すると想定している。付録では、2030年の導入量の分布、発電機の操業能力、需要水準の計算に用いた方法論を、詳しく説明している。

図6に各シナリオにおける地域別導入量を示す。地域別の導入量を詳細に検討することは、シミュレーション結果に重要な意味を持つ。ここで、まずわかる点が以下となる。

- 全般に合計導入量は政府目標シナリオより自然エネルギー導入シナリオの方が多。例外は北陸管内であり、自然エネルギーの増加で原子力発電の減少を補っていない。つまり北陸管内では自然エネルギー導入シナリオの場合、政府目標シナリオより外部からの受電量を増やす必要が生じる可能性がある。
- 太陽光発電の導入量は、全国にかなり均等に分布する。つまり太陽光発電は地元の需要に応えるものになると考えられ、他の地域の需要に応えるために送電されることで系統に負担をかけることはないであろう。
- 風力発電の導入量が最も集中しているのは、東日本同期エリアの東北管内であり、北海道管内 (単独の同期エリア) がそれに続いている。つまり太陽光発電と対照的に、風力は他地域の需要に応えるために送電する必要があると思われる。

3.3. 時間断面 (スナップショット) の選択

本研究では、系統の代表的な時間断面 (スナップショット)、つまり需給シミュレーション (SWITCHモデル) における1時間ごとの結果を評価することとした。系統の逼迫が予想される状況は、多くの場合、需要が高い状況である。しかし自然エネルギーの系統統合に関しては、変動型自然エネルギー (VRES) の導入率が高いことによって系統の逼迫が起こる可能性があり、これは需要が低い状況でも起こりうる。したがって時間断面の選択には、以下の基準を適用した。

32 一般社団法人日本風力発電協会 (JWPA) ならびに一般社団法人太陽光発電協会 (JPEA)。

- スナップショットは、さまざまな変動型自然エネルギー（VRES）の導入レベルから選ぶ。
- スナップショットは、さまざまな需要状況を反映するものから選ぶ。
- スナップショットは、タイムスタンプが同じものを選ぶ。これはシナリオが異なるスナップショット同士の比較を容易にするためである。

下表は、詳細な分析のために選ばれた時間断面をまとめたものである。

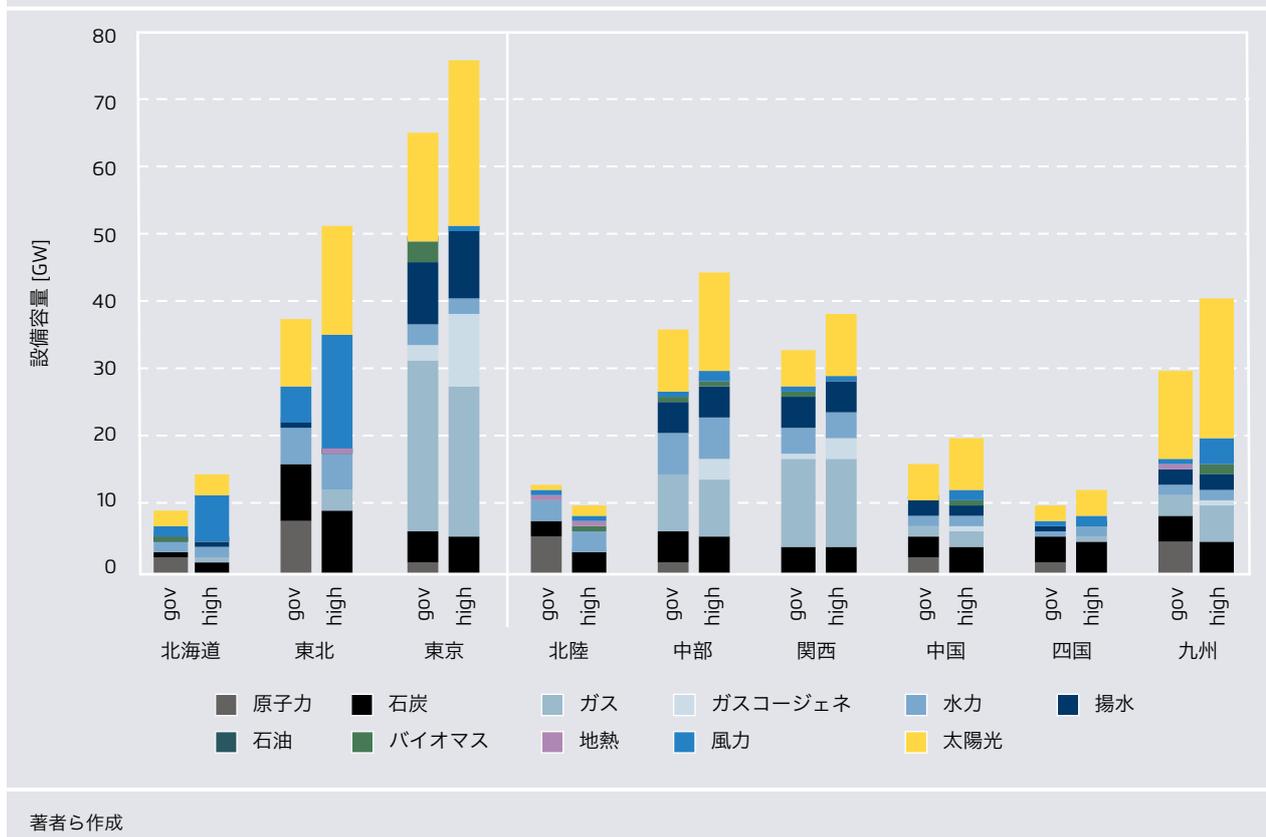
スナップショットの選択は、自然エネルギー導入シナリオの需給結果（スナップショット288件）の評価に基づいて行われた（図7参照）。自然エネルギー導入シナリオでは太陽光発電の占める割合が特に大きいため、ピーク給電時間（午後1時）のスナップショットを評価し、変動型自然エネルギーが高水準と中水準のスナップショットを選んだ。

このグラフは一定の自然エネルギー導入水準を下回るスナップショットの出現率を示したものである（例えばVRES導入水準が68.9%未満のスナップショットは95%）。グラフにはピーク時間が24個しかないため、夜間のスナップショットS1は含まれてない。

スナップショット1 (S1) は、高需要・低VRESを表している。午後7時は夏の夕方の需要ピーク時にあたる。太陽光発電の割合は当然低く、風力発電はほとんど行われない。**スナップショット2 (S2)** は24のピーク時間スナップショットの中央値にあたる。そのためVRESが中水準のスナップショットとして選ばれた。**スナップショット3 (S3)** は、高水準のVRES発電量を表している。5月のスナップショットであるため、日本の電力系統でVRESの給電が極めて多いと考えられる例である。自然エネルギー比率の最も高いスナップショットではなくS3が選ばれた理由は、高負荷になる条件をより適切に表しているからで

政府目標シナリオと自然エネルギー導入シナリオにおける地域別導入量

図 6



著者ら作成

ある（自然エネルギー水準の最も高いスナップショットの負荷が97GWに対して、S3は108GW）。

またスナップショット 2b (S2b) は、S1～S3を詳しく分析した後に追加で選ばれた。その目的は、VRES水準がS2とS3の間にある系統状態での系統の挙動について、さらに洞察を得ることにある。スナップショット2bの動的安定性については、自然エネルギー導入シナリオでのみ評価を行った。

ここでの周波数安定性の分析評価において、上記4つのスナップショットが適切なベースだといえるのは、安定性の重要な指標である残余慣性に直接影響するVRES比率が幅広く並んでいるからである（5～69%）。スナップショット全般について指摘しておくべき重要な点を以下に挙げる。

→ 一般に、変動型自然エネルギーからの給電は政府目標シナリオより自然エネルギー導入シナリオの方が多。つまり、変動型自然エネルギーの導入量が拡

スナップショットの概要

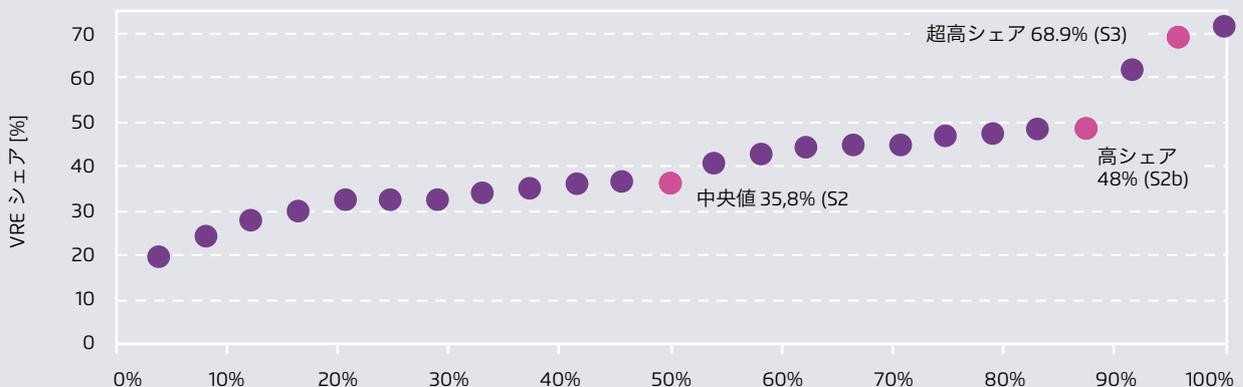
表3

No.	タイムスタンプ	需要	自然エネルギー出力	消費電力中自然エネルギー比率	政府目標シナリオにおけるVRES導入レベル	自然エネルギー導入シナリオにおけるVRES導入レベル
S1	夜間・2030年8月（午後7時）	高 147 GW	低(夜間)	低	5%	9%
S2	昼間・2030年8月（午後1時）	高150 GW	高	中	22%	36%
S2b	昼間・2030年7月（午後1時）	中 111 GW	中	中	-	48%
S3	昼間・2030年5月（午後1時）	低90 GW	高	高	40%	69%

REI (2019)

自然エネルギー導入シナリオにおけるピーク時間（午後1時）のVRES水準

図7



このグラフは一定の自然エネルギー導入水準を下回るスナップショットの出現率を示したものである（例えばVRES導入水準が68.9%未満のスナップショットは95%）。グラフにはピーク時間が24個しかないため、夜間のスナップショットS1は含まれてない。

REI (2019)

大するとすべての地域でその分だけ在来型発電所からの給電が減り、またその影響を特に受けるのは、導入量が多い地域（九州管内や東北管内など）である。

- 一般に、変動型自然エネルギーの瞬間導入率は東日本より西日本の方が高い。これは太陽光発電の導入量が多いためである。例外は自然エネルギー導入シナリオのS3であり、主に東日本にある風力発電所からの給電も多い。
- 九州管内は変動型自然エネルギー比率が圧倒的に高い地域である（主に太陽光）。S3は風力発電の給電も多いため、東北管内と北海道管内も、変動型自然エネルギー導入水準が域内総発電量の80%を超えている。
- 揚水発電が存在する場合、低VRESのスナップショットでは発電を行い、高VRESのスナップショットでは揚水モードに切り替えている。
- 変動型自然エネルギー導入率の高いスナップショットでは、電力会社供給地域間の送電/受電水準が高くなる。低VRESでは北陸と四国のみが送電側であるが、変動型自然エネルギー導入率が上昇すると変動型自然エネルギー導入量の多い地域が送電側になる。
- 自然エネルギー導入シナリオにおける原子力の休止分は、ほぼ変動型自然エネルギーのみで代替される。これが最も顕著なのは九州管内と東北管内である。北陸管内は、政府目標シナリオのスナップショットでは原子力による電力を送電しているが、変動型自然エネルギーの高VRESスナップショットでは送電を行わない。

3.4 評価基準

周波数安定性評価には、各周波数帯（西日本50 Hz、東日本60 Hz）での偶発事故に関する時間領域シミュレーションを実施した。最大の偶発事故は、1.5 GWの突発的電源脱落とした。評価は東日本と西日本に分けて実施した。これは両地域が同期されておらず、システムの周波数が異なるためである。風力発電所と太陽光発電所からの高速周波数応答（FFR）の影響についても、評価を実施した。これが重要になるのは、自然エネルギー導入水準が高いためにシステムの慣性が低くなる状況である。

この分析の主な目的の1つは、系統安定性を損なうことなく2030年時点で日本の電力システムに組み込むことができるRESの最大導入率を評価することである。周波数応答の評価は複数の主要基準、つまり**系統慣性**、**周波数変化率（RoCoF）**、**最下底周波数**に基づいて行った。

- **系統慣性**は石炭火力、水力、ガス火力、原子力発電所などの同期発電機の回転部分に保存された運動エネルギーであり、そのつど常に利用できる対策である。ただし、利用できる慣性は変動する。この意味で、正常な、事故発生前の系統運用状態においてモニタリングすべき重要なパラメータといえる。これは系統内の慣性が低下するほど、周波数偏差の影響も極端になるためである。
- 一定時間（ここでは100 ms）における**周波数変化率（RoCoF）**も、安定性の評価には重要である。RoCoFは保護装置のトリガー値にも使われるパラメータであり、追加的な保護層の役割を果たす。この基礎にある考え方は、事故発生後にRoCoFが高ければ、最下底（下記参照）も高くなる可能性が高い、ということである。ただしRoCoFの情報は速やかに入手可能であり、その分対策も早く発動することができる。本研究におけるRoCoFの測定に関するさらに詳しい情報については、付録5を参照。専門家との意見交換の結果、RoCoFの臨界閾値は0.2 Hz/sとした。

- **周波数最下底（正常値からの最大偏差）**は、ここで最も重要な評価基準と考えられている。周波数が一定の値を下回ると、送電系統内の発電機と負荷が両方とも遮断される場合がある。例えば周波数低下で発電ユニットが遮断された場合、局所的な停電やカスケード効果などが発生する可能性がある。最悪のシナリオは系統全体の停電である。ステークホルダーと協議の上、周波数低下の臨界閾値は0.98 p.u.³³とした（つまり東日本では49 Hz、西日本では58.8 Hz）。0.98 p.u.という限度は、ドイツでも同様の運用上の役割を果たしている。周波数がこの水準になると他の対策、例えば負荷制限の仕組みなどが発動される。

33 per-unit (p.u.) 単位系は、電力システムのパラメータ（周波数など）を一定の基準量に対する比率で表したものを。

4 結果

本章では周波数安定性分析(4.1と4.2)、電力潮流(4.3)、無効電力の評価(4.4)の結果を示す。

周波数応答解析は2段階で行う。4.1節では、2つのシナリオの主なスナップショットについて、周波数応答(時間領域内)を詳細に分析する。4.2節ではこの分析に基づいていくつかの一般的な結論を導く。特に、電力系統が極めて高い自然エネルギー導入水準に対応するために必要な最低慣性の臨界値を求める。

4.1 周波数応答分析—時間断面(スナップショット)の分析

4.1.1 政府目標シナリオの主なスナップショットの分析

政府目標シナリオでは、3つのスナップショット(VRES導入量 低・中・高)の評価を行った。東日本と西日本はそれぞれ個別に評価した。東西とも、偶発事故に対する動的応答は時間断面ごとに独特であった。

表4と表5に、政府目標シナリオにおけるスナップショットの結果を示す。表を見ると、変動型自然エネルギー導入水準量が上昇するにつれて系統慣性は低下している。また、風力発電の導入量はいずれのシナリオでも低い、東西の比較では東日本が多い。それに対して太陽光発電の導入量は、西日本がはるかに多い。

政府目標シナリオのスナップショットにおける給電状況(東日本)

表4

No.	スナップショット	在来型発電 (GW)	VRES水準 (%)	風力 (GW)	太陽光 (GW)	負荷 (GW)	系統慣性(GW*s)
S1	低VRES / 8月1日午後7時	59.8	3.0	0.74	1.1	60.3	314
S2	中VRES / 8月1日午後1時	53.7	13.9	0.53	8.1	61.5	281
S3	高VRES / 5月2日午後1時	23.2	38.4	2.2	12.3	37.5	117

REI, EGI, GridLab (2019)

政府目標シナリオのスナップショットにおける給電状況(西日本)

表5

No.	スナップショット	在来型発電 (GW)	VRES水準 (%)	風力 (GW)	太陽光 (GW)	負荷 (GW)	系統慣性(GW*s)
S1	低VRES / 8月1日午後7時	79.2	5.8	0.1	4.7	82.5	444
S2	中VRES / 8月1日午後1時	62.6	28.2	0.1	24.4	85.1	349
S3	高VRES / 5月2日午後1時	30.1	41.3	0.1	21.1	48.5	162

REI, EGI, GridLab (2019)

1,500 MWの電源脱落が発生した場合の周波数応答（時間領域分析、RoCoF、最下底）を下表（図8と図9）に示す。色分けした曲線は各スナップショットに対応している。シミュレーションは東西日本の両系統について、風力発電の高速周波数応答（FFR³⁴）がある場合とない場合で行った。グラフの下に、各スナップショットのRoCoFと最下底値をまとめている。許容値内の数値は緑色で表示している。許容値を外れる数値は赤色で表示している。

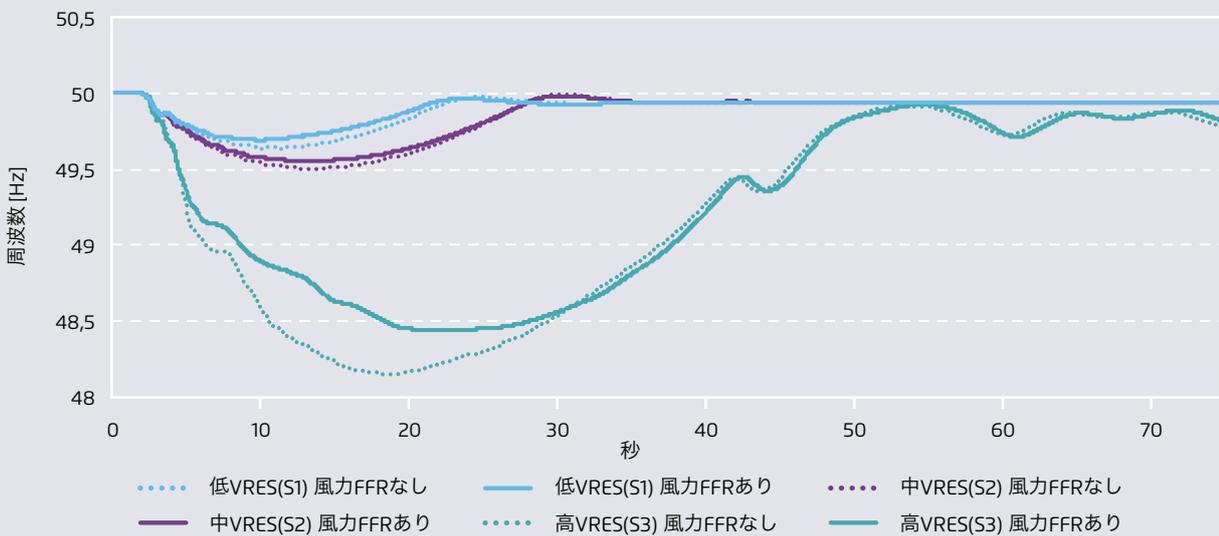
a. 東日本系統

東日本の周波数低下は、変動型自然エネルギー（VRES）が低比率（S1）と中比率（S2）の場合、下限値の49 Hz以上にとどまる。この場合、FFRが起動すると周波数低下はさらに小さくなる。VRES低比率と中比率のスナップショットでは、風力FFRからそれぞれ約73 MWと53 MWの有効電力支援がある。この場合、周波数が安定動作点に達するのは30秒後である。結論として、在来型発電機に加え、風力発電機の追加支援で得られる一次周波数応答（PFR: Primary Frequency Response）は、1,500 MWの電源脱落后に系統を安定動作点まで復旧するのに十分な量だといえる。VRES高比率スナップ

34 本研究ではFFRのみを検討し、疑似慣性は扱わない。

政府目標シナリオにおける電源脱落（1,500 MW）後の周波数応答（東日本）

図 8



No.	スナップショット	周波数変化率 (Hz/s)		周波数最下底 (Hz)	
		風力FFRなし	風力FFRあり	風力FFRなし	風力FFRあり
S1	低VRES	-0.044	-0.037	49.64	49.695
S2	中VRES	-0.058	-0.052	49.507	49.558
S3	高VRES	-0.136	-0.105	48.154	48.447

Gridlab (2019)

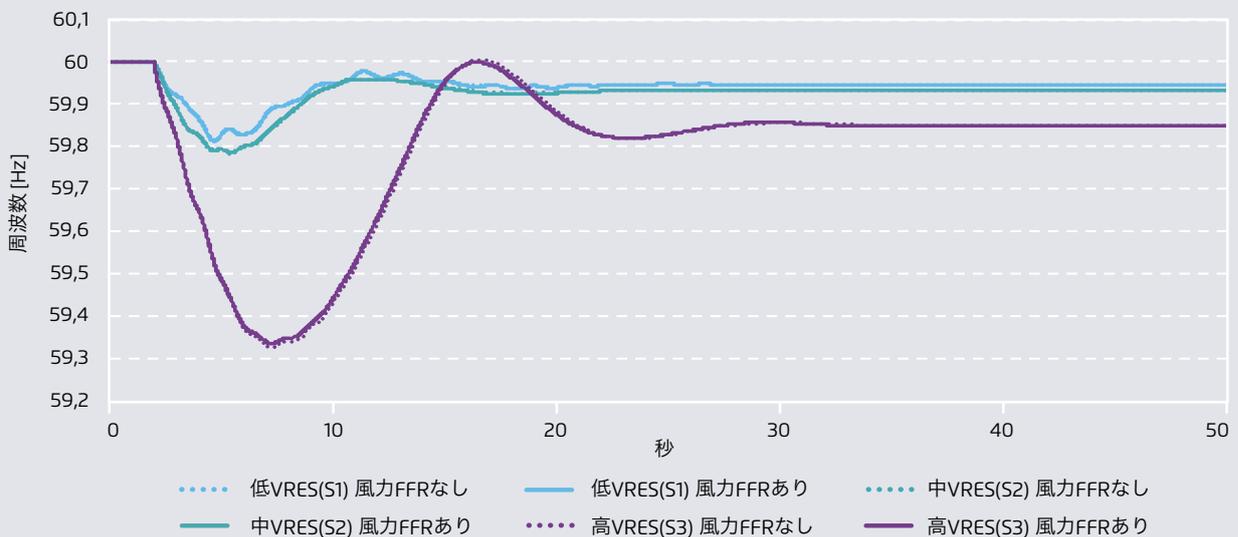
ショット (S3) の場合、周波数低下がはるかに大きく、運用限界の49 Hzを下回る。RoCoFも大きい、許容範囲にとどまる。VRES高比率スナップショットでは風力発電の導入水準が高いため、利用できるFFR支援も多くなり、風力発電機によって、合計約216 MWの有効電力が系統に追加供給される。ただし周波数は完全に安定的な動作点まで復旧せず、系統の運用が準安定動作点になるのは60秒後である。これは在来型発電機のガバナー応答が限界に達する、つまり系統を完全に安定化するには周波数応答が不十分であるためである。

b. 西日本系統

東日本と比べると、西日本は周波数の低下が小さいことが明らかである。これは西日本の方が在来型発電の導入量が大きいためであり、これにより在来型発電機から得られる回転質量と一次予備力が大きくなる。自然エネルギー導入率のスナップショット3種類すべてで、周波数低下は下限値 (58.8 Hz) を上回っている。RoCoFの値も、許容範囲にとどまっている。西日本の系統は風力発電の導入量が低いため、風力からのFFRは大きくない。すべてのケースにおいて、1,500 MWの電源脱落后に電力系統が安定動作点に達するのは30秒後である。

政府目標シナリオにおける電源脱落 (1,500MW) 後の周波数応答 (西日本)

図 9



No.	スナップショット	周波数変化率 (Hz/s)		周波数最下底 (Hz)	
		風力FFRなし	風力FFRあり	風力FFRなし	風力FFRあり
S1	低VRES	-0.069	-0.068	59.812	59.813
S2	中VRES	-0.063	-0.061	59.783	59.786
S3	高VRES	-0.128	-0.126	59.326	59.34

Gridlab (2019)

4.1.2 自然エネルギー導入シナリオの主なスナップショットの分析

自然エネルギー導入シナリオでは、4つのスナップショット（VRES導入率低・中および導入率高で高負荷と低負荷の場合）の評価を行った。東日本と西日本はそれぞれ個別に評価した。東西とも、偶発事故に対する動的応答はスナップショットごとに独特であった。

表6と表7に、自然エネルギー導入シナリオにおける全スナップショットの概要を示す。表を見ると、VRES導入水準量が上昇するにつれて系統慣性は低下している。自然エネルギー導入シナリオは、政府目標シナリオより変動型自然エネルギーの導入率はるかに高く、そのため系統慣性の低下が大きい。

自然エネルギー導入シナリオのスナップショットにおける給電状況（東日本）

表6

No.	スナップショット	在来型発電 (GW)	VRES水準 (%)	風力 (MW)	太陽光 (GW)	負荷 (GW)	系統慣性(GW*s)
S1	低VRES / 8月1日午後7時	56.6	7.2	2.66	1.70	60.3	298
S2	中VRES / 8月1日午後1時	47.8	23.4	1.92	12.7	61.5	250
S2b	高VRES(中負荷) / 7月2日午後1時	24.5	45.3	0.42	19.9	44.4	124
S3	高VRES(低負荷) / 5月2日午後1時	10.5	72.0	7.80	19.2	37.5	57

REI, EGI, GridLab (2019)

自然エネルギー導入シナリオのスナップショットにおける給電状況（西日本）

表7

No.	スナップショット	在来型発電 (GW)	VRES水準 (%)	風力 (MW)	太陽光 (GW)	負荷 (GW)	系統慣性(GW*s)
S1	低VRES / 8月1日午後7時	75.5	9.4	0.41	7.4	82.5	422
S2	中VRES / 8月1日午後1時	47.6	44.8	0.41	38.2	85.2	265
S2b	高VRES(中負荷) / 7月2日午後1時	33.5	49.2	0.52	31.9	63.1	185
S3	高VRES(低負荷) / 5月2日午後1時	18.1	64.9	0.42	33.0	48.5	97

REI, EGI, GridLab (2019)

図10～図13に、1,500 MWの電源脱落が発生した場合の系統周波数応答分析の結果を示す（時間領域分析、RoCoF、最下底）。シミュレーションは東西日本の両系統について、

- (i) 風力と太陽光の高速周波数応答（FFR）がない場合、
- (ii) 風力と太陽光のFFRがある場合、
- (iii) 風力と太陽光の両方のFFRがある場合で行った。

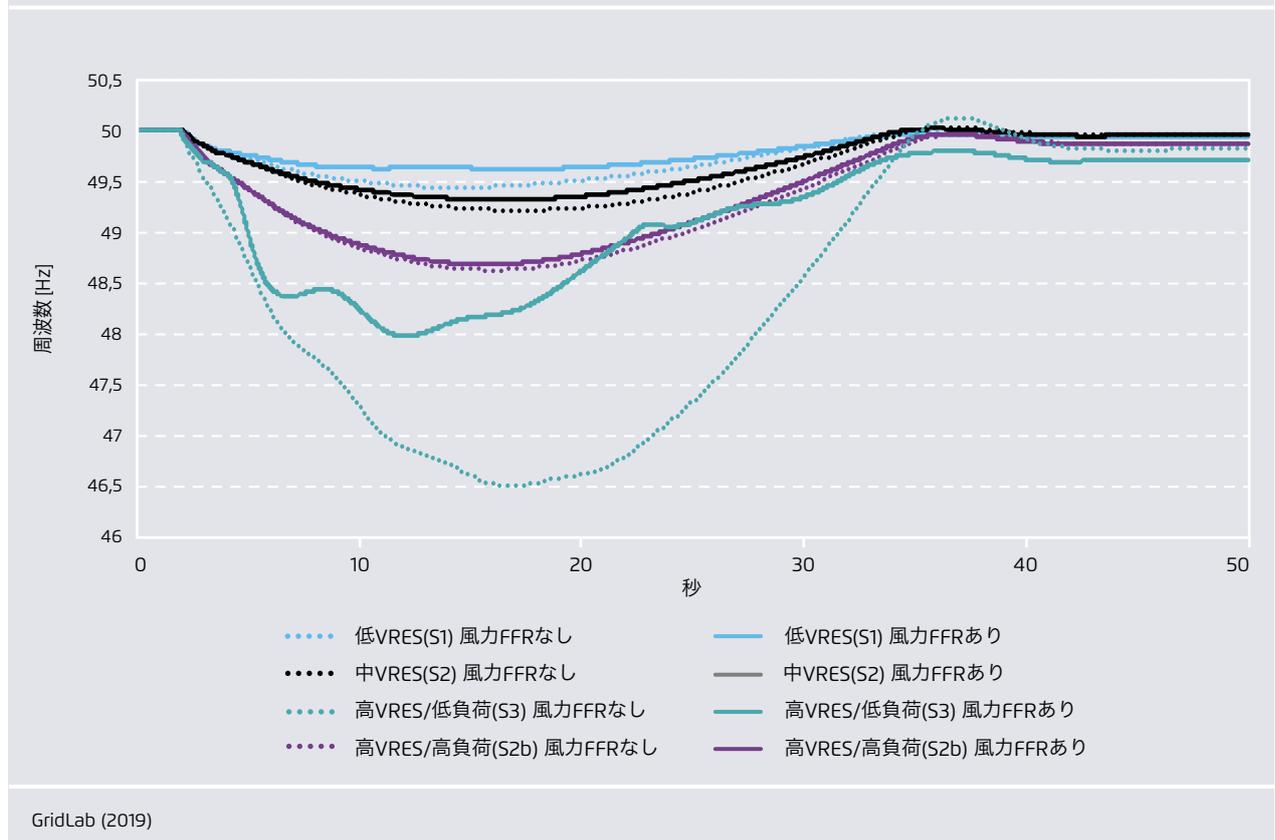
a. 東日本系統

VRES低比率（S1）と中比率（S2）のスナップショットの場合、周波数低下は下限値（49 Hz）を上回っている。風力FFRが起動すると周波数低下はさらに小さくなる。FFRありの場合、有効電力支援の合計はVRES低比率で約266 MW、中比率で約191 MWとなる。このスナップショットの場合、周波数が安定動作点に復帰するのは40秒後である。

VRES高比率スナップショット（S3）の場合、周波数低下がはるかに大きく（46.5 Hzを下回る）、RoCoFは0.34 Hz/sまで上昇する。高VRES比率/低負荷のスナップショットでは風力の導入率が高いため、多くのFFR支援が得られる。風力発電機から系統に給電される追加的な有効電力は、合計約780 MWになる。VRES高比率（FFRサポートあり）スナップショットの場合、周波数応答曲線が23秒時点で急に変化している。この原因は、FFRに関する箇所では取り上げる（付録5）風力発電機の復旧時間にある。復旧時間中、風力発電機の出力は390 MW低下する。最後に、スナップショット2b（高VRES比率/高負荷）はRoCoFと周波数の低下が少ない。これは在来型発電の水準が高く、系統慣性が大きいためである。

自然エネルギー導入シナリオにおける電源脱落（1,500MW）後の周波数応答（東日本：風力FFRあり/なし）

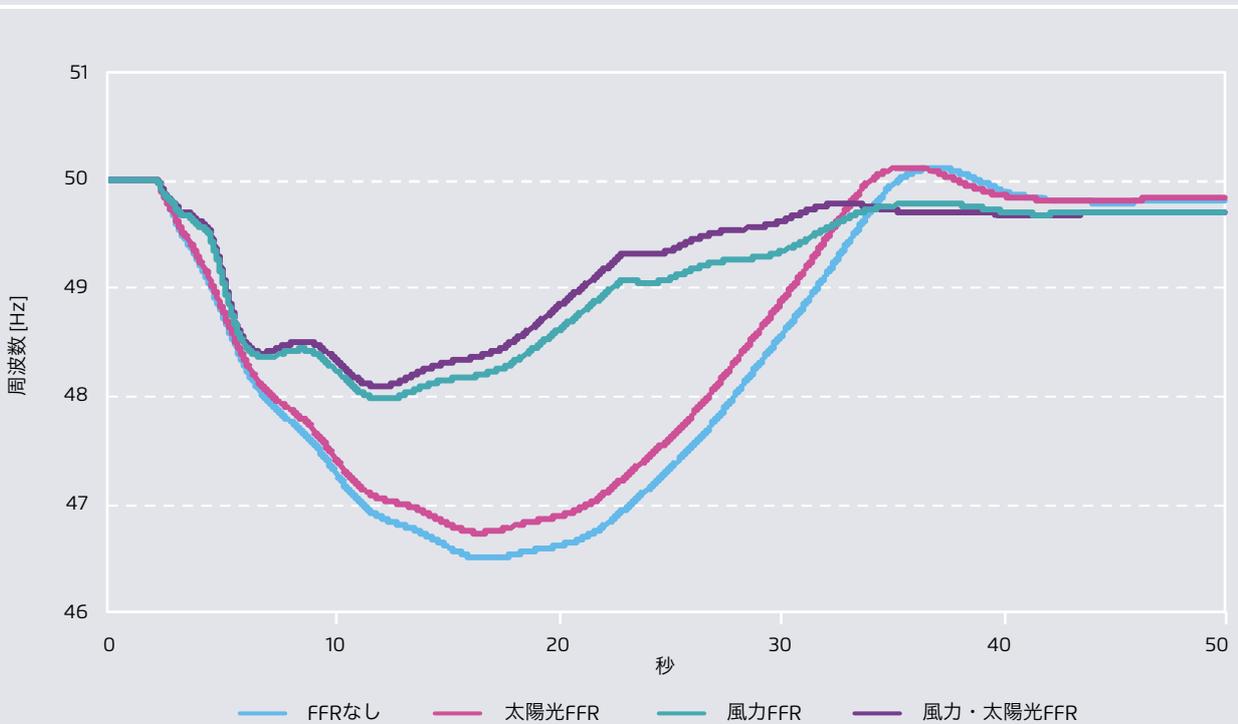
図 10



S3（高VRES/低負荷）は周波数低下が大きいことから、太陽光発電所による追加的な周波数支援も考慮した。周波数支援への参加は、秋田、広野、常陸那珂、女川、相馬共同の変電所にある火力発電所の近くにある太陽光発電所を想定した。需給平衡を実現するため、これら太陽光発電所の出力を20%削減し、必要な追加電力は近隣の火力発電所から給電した。この20%削減は、周

波数支援のために太陽光発電所から得られる有効電力102 MWに相当する。下の図11は、風力発電と太陽光発電のFFR支援がある場合とない場合で、周波数応答を比較したものである。

自然エネルギー導入シナリオにおける電源脱落（1,500MW）後の周波数応答（東日本：風力・太陽光FFRあり/なし） 図 11



No.	スナップショット	周波数低下率 (Hz/s)				周波数最下底 (Hz)			
		FFRなし	風力FFR	太陽光FFR	風力・太陽光FFR	FFRなし	風力FFR	太陽光FFR	風力・太陽光FFR
S1	低VRES	-0.063	-0.046	-	-	49.439	49.617	-	-
S2	中VRES	-0.079	-0.072	-	-	49.213	49.32	-	-
S2b	高VRES/ 高負荷	-0.146	-0.135	-	-	48.626	48.68	-	-
S3	高VRES/ 低負荷	-0.342	-0.222	-0.324	-0.208	46.498	47.974	46.739	48.091

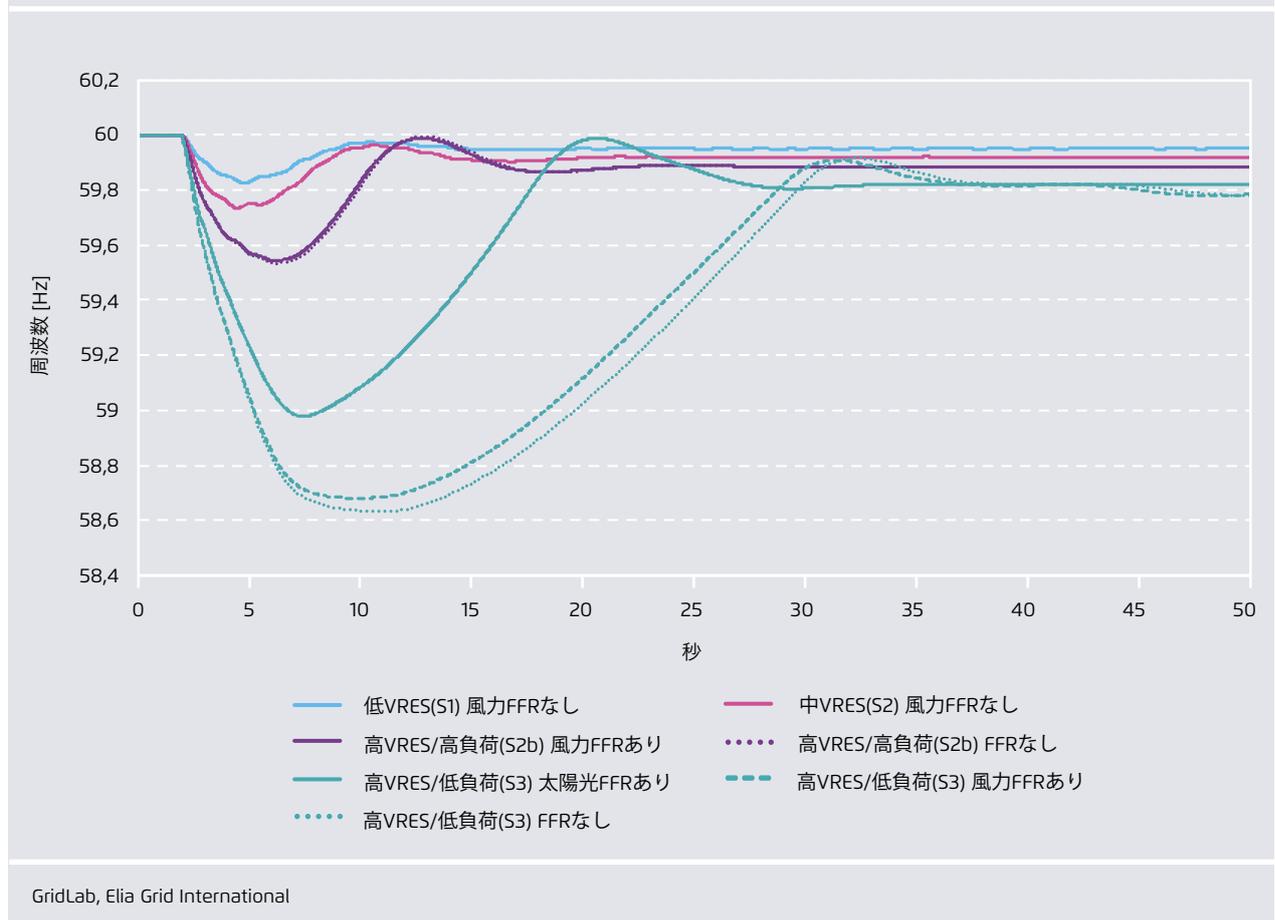
GridLab (2019)

b. 西日本系統

西日本系統は、東日本系統と比べると周波数の低下が小さい。これは西日本の方が在来型発電の導入水準が高いためであり、これにより在来型発電機から得られる回転質量と一次予備力が大きくなる。S1、S2、S2bでは、周波数低下が下限値 (58.8 Hz) を上回っている。しかしS3 (高VRES/低負荷) では58.7 Hzを下回っている。西日本

の電気系統では風力の導入率が低いため、風力のFFRは大きなものではなく、42 MW程度にすぎない。それでもすべてのスナップショットで、1,500 MWの電源脱落から40秒以内に電力系統が安定動作点に達している。

自然エネルギー導入シナリオにおける電源脱落 (1,500MW) 後の周波数応答 (西日本：風力・太陽光FFRあり/なし) 図 12



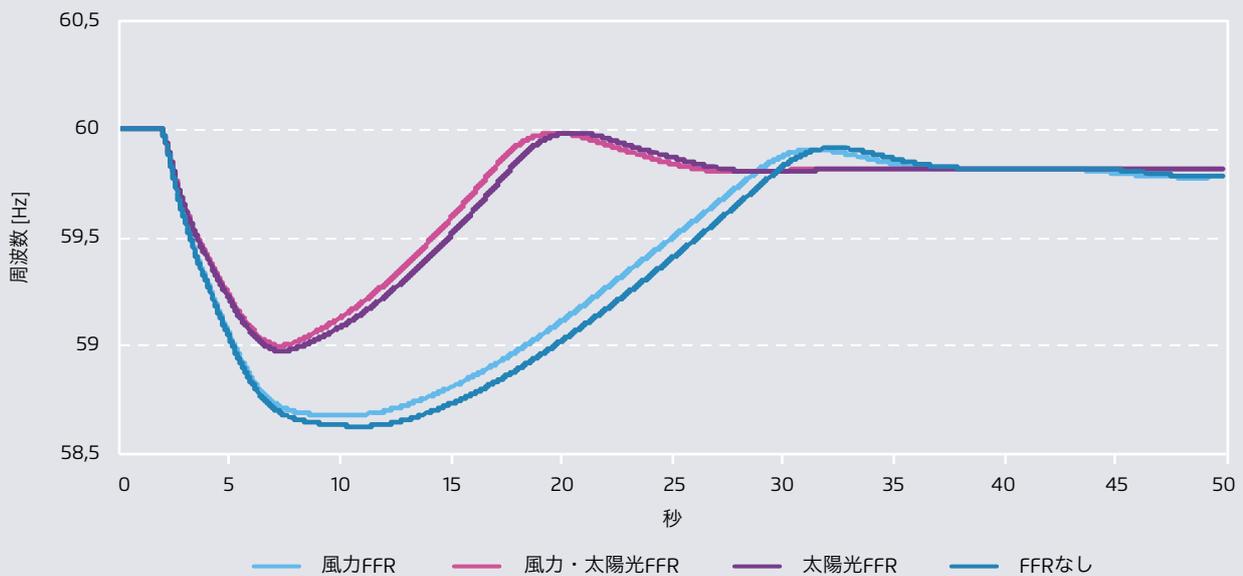
GridLab, Elia Grid International

S3（高VRES/低負荷）は周波数低下が大きいことから、太陽光発電所による追加的な周波数支援も考慮した。東日本同様、周波数支援への参加は、火力発電所近くの太陽光発電所を想定した。需給平衡を実現するため、これら太陽光発電所の出力を10%削減し、必要な追加電力は近隣の火力発電所から給電した。こうした火力発電所と太陽光発電所の出力が集約されるモデル化された変電所としては、阿南、渥美、川内、北庄、舞鶴、三隅、志賀がある（発電所の出力を変電所へ集約しモデル化する方法に関する詳細な記述は、付録2を参照のこと）。西日本は太陽光発電の導入量が多く、太陽光発電所から周波数支援に調達できる有効電力は248 MWで

あった。下図は太陽光、風力、太陽光&風力による周波数反応を比較したものである。ここからは、太陽光発電所の追加的なFFR機能がある場合、周波数低下が下限値（58.8 Hz）を上回る水準まで押し戻されることが明確に分かる。

自然エネルギー導入シナリオにおける電源脱落（1,500 MW）後の周波数応答（西日本：FFR技術）

図 13



No.	スナップショット	周波数変化率 (Hz/s)				周波数最下底 (Hz)			
		FFRなし	風力FFR	太陽光FFR	風力・太陽光FFR	FFRなし	風力FFR	太陽光FFR	風力・太陽光FFR
S1	低VRES	-0.064	-0.061	-	-	59.824	59.829	-	-
S2	中VRES	-0.111	-0.106	-	-	59.727	59.734	-	-
S2b	高VRES/ 高負荷	-0.112	-0.109	-	-	59.534	59.543	-	-
S3	高VRES/ 低負荷	-0.24	-0.232	-0.186	-0.18	58.632	58.682	58.978	59.002

Gridlab (2019)

4.2 周波数反応評価の集計結果

本節では4.1節に示したモデル化の結果から、全体的な結論をまとめる。特に、系統慣性 (4.2.1)、RoCoF (4.2.2)、周波数最下底 (4.2.3) の問題を扱う。

4.2.1 系統慣性

系統慣性は石炭火力、水力、ガス火力、原子力発電所などの同期発電機から得られる³⁵。発電機を併列するかどうかは、経済給電の結果で決まる。経済給電の結果自体は、各電力会社供給地域で最適化されている。つまり系統の慣性は、こうした発電所の配置に応じて決まる。政府目標シナリオと自然エネルギー導入シナリオのいずれにおいても、変動型自然エネルギーの導入率が高い時間断面ほど系統慣性は低下する (図14)。これは高導入

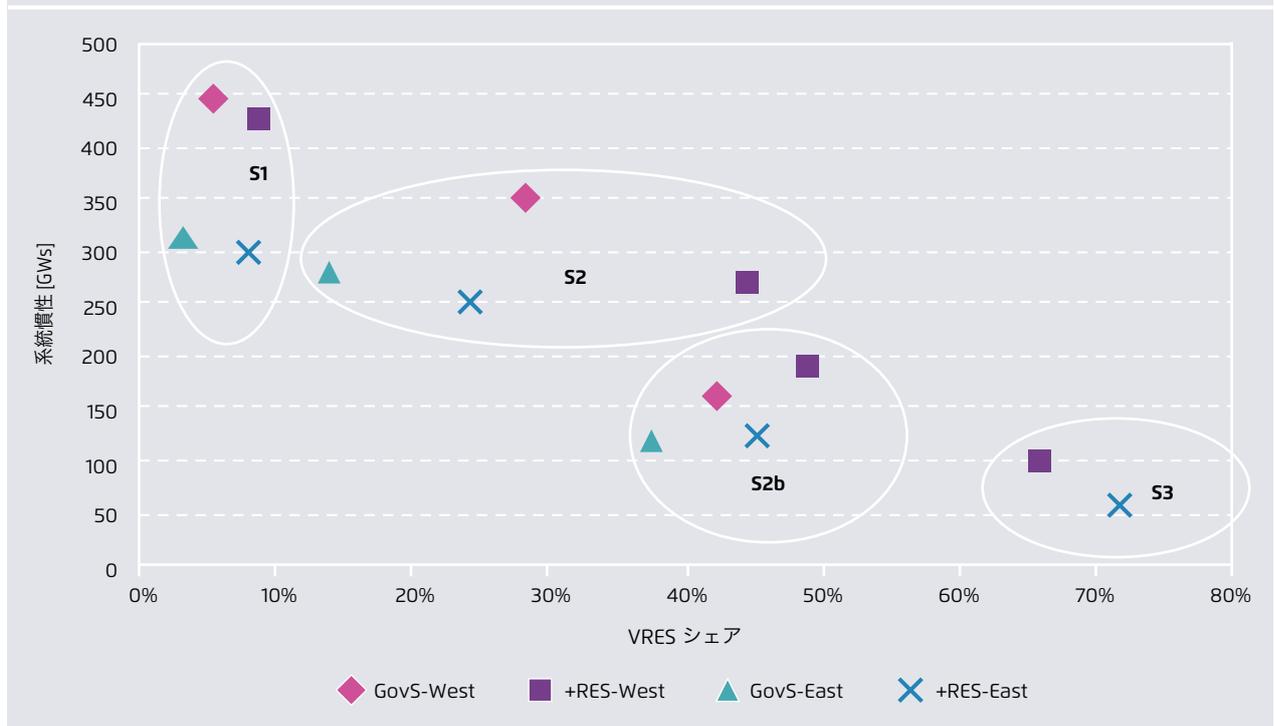
率の時間断面では変動型自然エネルギーからの給電が多く、同期発電機からの給電がその分だけ減少するためである。また東日本は西日本より変動型自然エネルギーの導入率が低いにもかかわらず、系統慣性が小さいことも見て取れる。これは東日本の需要が西日本より少ないため、併列されている同期発電機の発電量も少ないからである。

図14は、各スナップショットにおける東日本系統と西日本系統の系統慣性の分布を示している。自然エネルギー導入シナリオの高VRES導入率スナップショット (S3) の場合、慣性は中部管内、関西管内、東京管内に集中している。また九州や北陸などの地域は慣性が極めて低い。これは2030年までに一部の火力発電所を廃止し、一部地域でVRES導入率が高くなると仮定しているためである。例えば政府目標シナリオでは北陸と九州の原子力発電所は操業すると仮定しているが、自然エネルギー導入シナリオでは廃止を仮定している。さらに九州では

35 慣性を定量化することは可能であるが、利用されるディスパッチや、技術別に利用可能な慣性についての仮定によって大きく変わる。

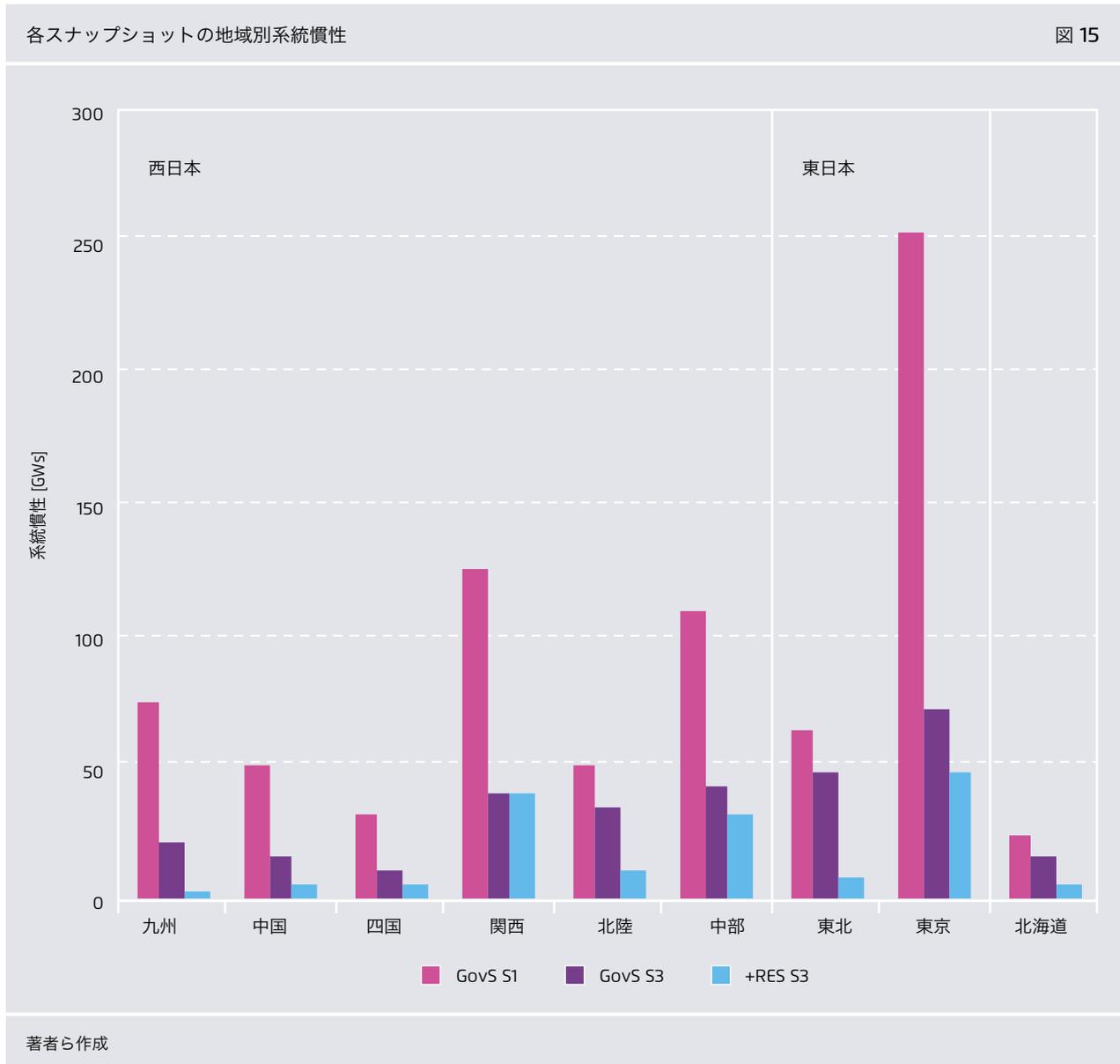
政府目標シナリオと自然エネルギー導入シナリオのスナップショットにおけるVRES導入率と系統慣性

図 14



著者ら作成

2030年時点の太陽光導入量をかなり高く仮定しているため、VRESの給電量が多くなり、その分だけ同期発電機からの給電が減少する。またS3では東日本の慣性が低くなっているが、これは東北管内で風力発電からの給電量が多く、その分だけ火力発電所の慣性寄与が低下しているためである。



下の表8は、2030年時点の（シミュレーション結果に基づく）日本の電力システムにおける慣性（利用可能な運動エネルギー）と、現時点の各国の電力システムにおける慣性を比較したものである³⁶。日本の結果は、2030年時点における両極端のスナップショット（高慣性のS1と低慣性のS3）のものである³⁷。

ここで、2030年時点における東日本同期エリアの慣性最大値（298 GW-s、自然エネルギー導入シナリオ、低RES、S1）は、欧州の北欧同期エリア（240 GW-s）と同等であることが見て取れる。西日本同期エリアの数値は、米国のERCOT系統と同等である。そのためこの2つの地域は、系統安定性の評価に関して、日本のベンチマークとすることができるだろう。またこの表からは、2030年時点において、日本のいずれの電力システムでも慣性が現在のアイルランドよりはるかに高く、ケベックの水準に近いことも分かる。さらに、2030年時点の日本における慣性の最大値と最小値の変動幅（4～5倍）が、現時点の各国の電力システムより2倍程度大きいことにも、注意することが重要である。

36 日本の電力システムの数値は2030年時点のシミュレーション結果であり、高RES瞬時導入率（69%）を仮定しているが、他の同期エリアの値は、2015年時点評価の結果であり、各ケースのVRES導入水準についての情報はない。

37 いずれの同期エリアも、自然エネルギーの高速周波数応答（FFR）寄与がない場合の数値。

各国同期エリアにおける慣性の最大値と最小値

表8

同期エリア もしくは会社名	国・地域	最小負荷 [GW]	最大負荷 [GW]	最小慣性 [GWs]	最大慣性 [GWs]
Faroe island	デンマーク	0.02	0.1	NA	NA
Tasmania	タスマニア州	0.9	1.7	4	10
Transpower	ニュージーランド(南島)	1.3	2.2	11	25
Transpower	ニュージーランド(北島)	1.7	4.5	20	41
Eirgrid	アイルランド	2.3	6.4	20	46
Australia	クイーンズランド州、ビクトリア州、ニューサウスウェールズ州、南オーストラリア州	14.0	30.0	72	50
Hydro-Quebec TransÉnergie	カナダ	15.0	39.0	60	160
National Grid (NG)	スコットランド、ウェールズ、イングランド	17	53	130	NA
ERCOT	米国	24	70	152	389
Nordic power system	ノルウェー、デンマーク(東側)、スウェーデン、フィンランド	25	70	125	240
東日本	東京、東北	39.5	61.3	53	298
西日本	九州、四国、関西、中部、中国、北陸	50.4	83.4	91	422

出所：ENTSOE (2018), GridLab/EGI (2019)

4.2.2 周波数変化率 (RoCoF)

周波数変化率 (RoCoF) は、PowerFactoryモデルの結果から得られる。図16に見られるように、RoCoFが大きいときはシステムの慣性が小さいといえる。RoCoFが大きい場合は一次応答が速やかに起動せず、周波数低下を抑えられない可能性がある。

つまり一次応答の量と質が同じ場合、RoCoFが大きいほど最下底が低くなる。日本の場合、システムの安定性維持に必要なRoCoFの臨界閾値は0.2 Hz/sと考えられている³⁸。また図16では、自然エネルギー導入シナリオの高VRES給電スナップショット (S3) で、RoCoFが臨界閾値

38 これは技術規格によって定められた制限値ではなく、電力会社が採用している「経験則」である。アイルランドや英国など、他の島国の電力システムで使用される範囲内にある。

の-0.2 Hz/sを下回っている。周波数応答を向上する追加的な技術対策を取らない限り、このような状況は、日本の電力システム安全基準に基づき受け入れられないと思われる。

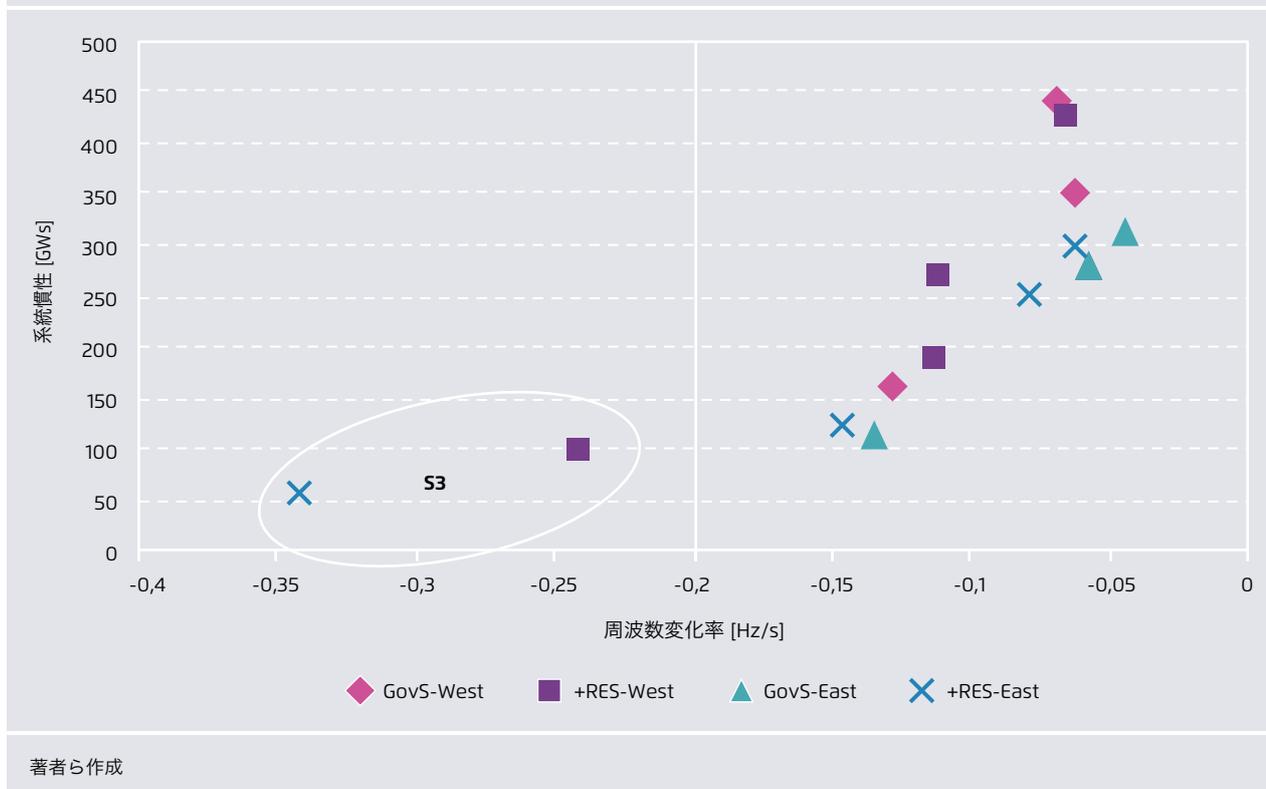
4.2.3 周波数最下底

突発的な電源脱落が発生した場合の周波数最下底は、周波数安定性の評価において最も重要な基準の1つである。前節で評価したRoCoFの値は、電力システムインフラの保護機器の設定において特に重要である (3.4節参照)。

突発的で大規模な電源脱落が発生すると、周波数が低下し始める。周波数低下の速さ (周波数変化率: RoCoF) にまさに影響するのが、システム内の慣性である。また周波数低下阻止の速さに影響するのが、システムの一次応答 (発電機のガバナーとFFR) の量と速さである。慣性力と一

政府目標シナリオと自然エネルギー導入シナリオの周波数変化率と系統慣性

図 16



次応答が十分であれば、周波数は最低点（最下底）まで下落した後、安定周波数に復旧する。この意味で最下底は、系統に十分な慣性力と一次応答があるかを見る上で鍵となる指標である。

理想的には、最下底周波数は負荷遮断（load shedding）周波数を下回らないことが望ましい。日本では負荷遮断に特定の周波数制限はないが（Shinichi Imai, 2004）、周波数が低下して西日本で58.8 Hz、東日本で49 Hzを下回ると（0.98 p.u.に相当）、危機的な状況と考えられる。この閾値を下回ると、系統の周波数低下を緩和するため、実系統内でさらに運用上の対策が発動されることになる。

図17は自然エネルギー導入シナリオにおいて、周波数最下底を残余慣性力の関数として示したものである。東日本の結果は、風力発電所の高周波数応答がある場合とない場合を示している。このシナリオでは分析対象の時間断面が4つしかないため、結果を補間して中間値を推定した。これにより、追加的な運用対策なしに最下底を一定水準以上に維持するために必要な系統慣性の、遮断（tripping）点を導出できる。図17に示したように、遮断点は西日本で120 GWs程度、東日本で180 GWs程度である。またこの図からは、風力発電のFFRによる系統慣性力維持への寄与も分かる（東日本の場合）。

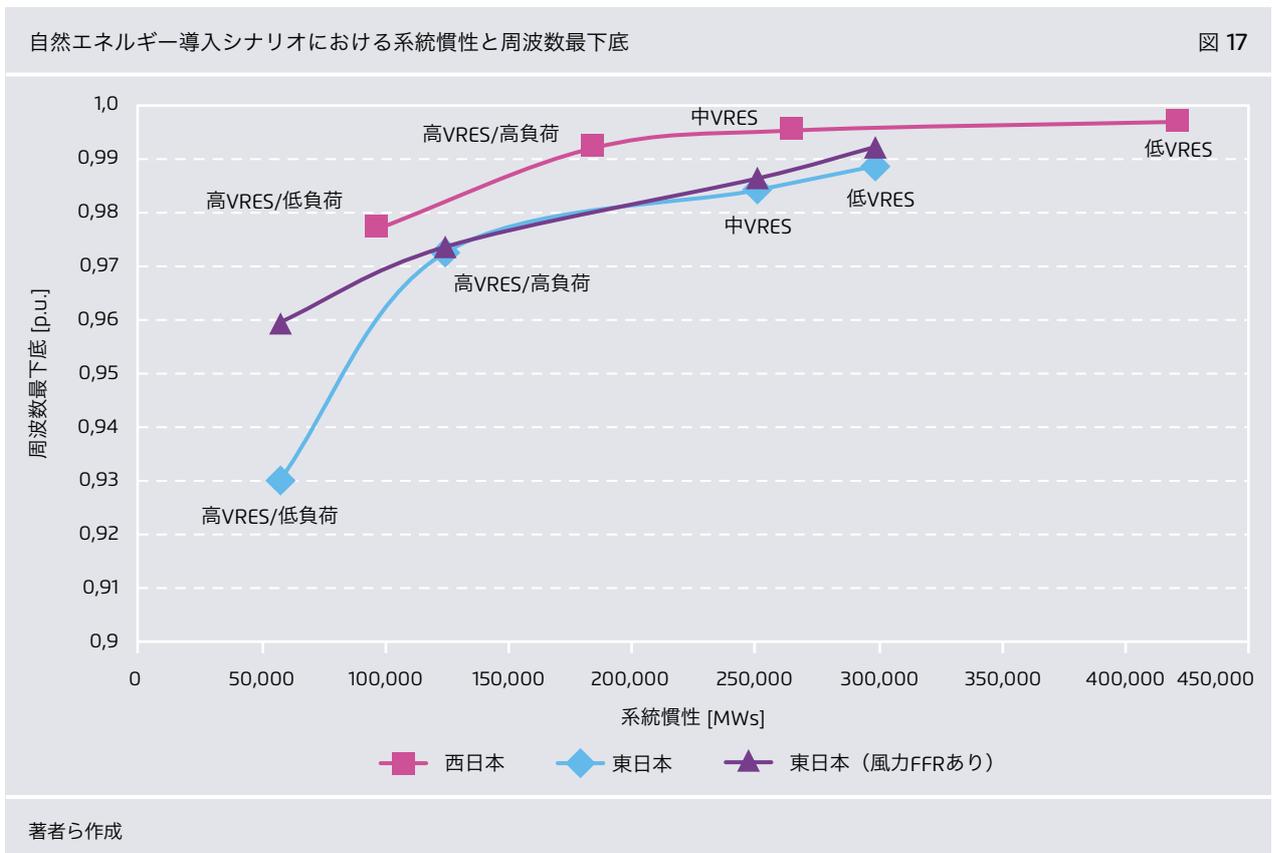
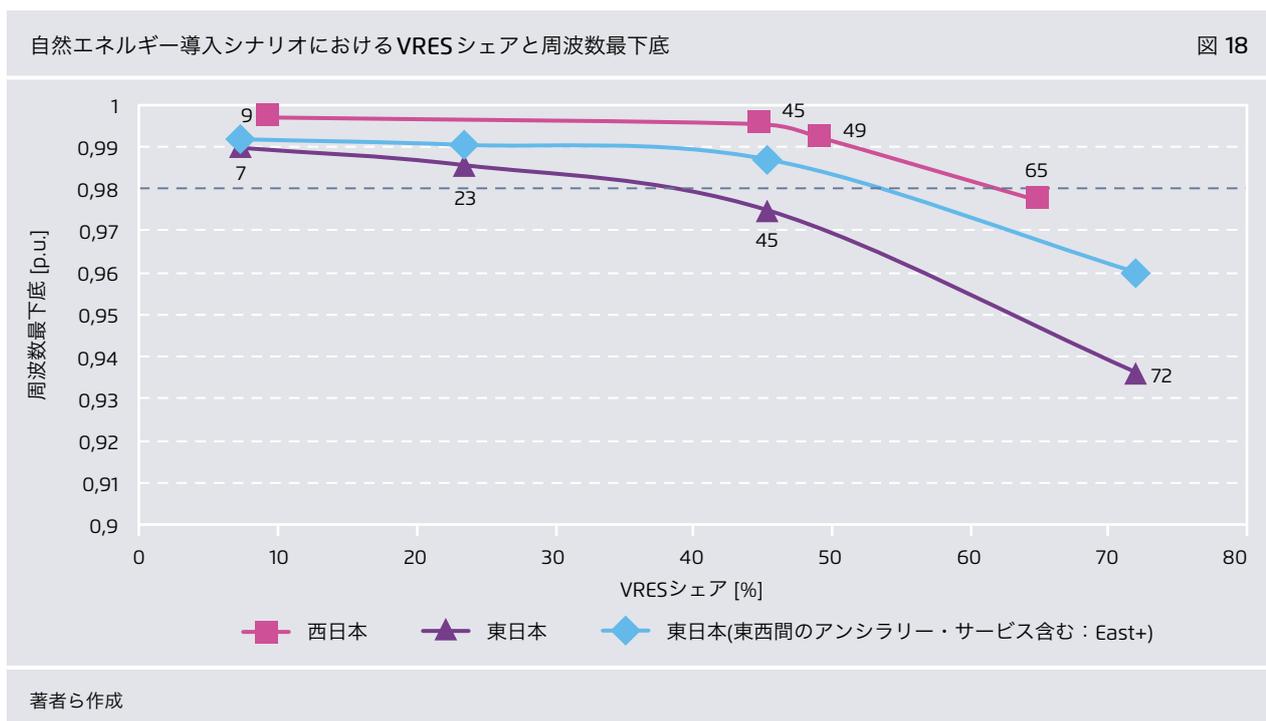


図18と図19は、周波数最下底を自然エネルギー瞬時導入率の関数として示したものである。それぞれ風力発電所からのFFRのある場合とない場合の結果を示している。東日本については、既に存在する追加的運用対策、つまり西日本と東日本のHVDC連系線を活用した周波数支援の影響も、合わせて示している（シナリオEast+）。

2つの図からは、変動型自然エネルギーの導入率が上昇するにつれて周波数最下底がどの程度低下するかが分かる。しかし追加的技術対策を考慮しない場合でも、2030年時点の在来型火力発電（石炭および原子力）が大幅に減少しているにもかかわらず、ここで評価したように、系統安全性を損なうことなく、西日本で62%以上、東日本で53%以上の変動型自然エネルギー瞬時導入水準を達成できることが分かる（East+のシナリオは、西日本から東日本へのアンシラリー連系サポートを考慮）。東日本で風力タービンのFFR能力を考慮すると、東西日本とも遮断点は60%を上回る。周波数応答を向上させる追加的な技術対策を取らない限り、変動型自然エネルギーの導入率をこの閾値以上に引き上げると、許容範囲を超える周波数低下を引き起こすことになる。

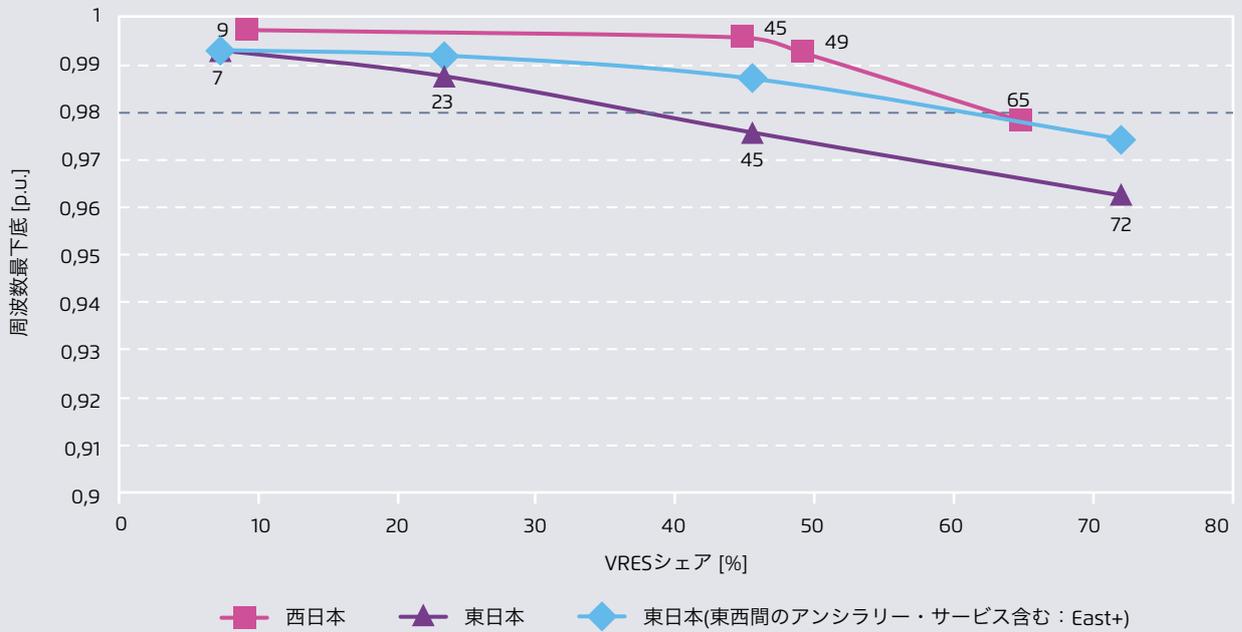
東西間のHVDC連系線によるアンシラリー・サービスの寄与も、図20に示す。現在行われているこのアンシラリー管理により、周波数が閾値の49.6 Hzに達すると、段階的に最大600 MWの有効電力注入が行われるようになっていく。ここから、現時点で利用できる運用対策をより包括的に考慮すれば、自然エネルギーの導入率を上げることができると考えられる³⁹。S2bでは、最下底を臨界閾値の49 Hz (0.98 p.u.) 以上に引き上げることが可能である。S3では、最下底の引き上げ幅が+2.1 Hzにも達する。

39 本研究のシミュレーションでは、600 MWのアンシラリー・サポートを1方向でしか考慮していない。これは本研究のスナップショットにおける東西連系線負荷では、この方向でしか潮流を増やすことができない状況にあるためである。



自然エネルギー導入シナリオにおけるVRESシェアと周波数最下底（風力FFRあり）

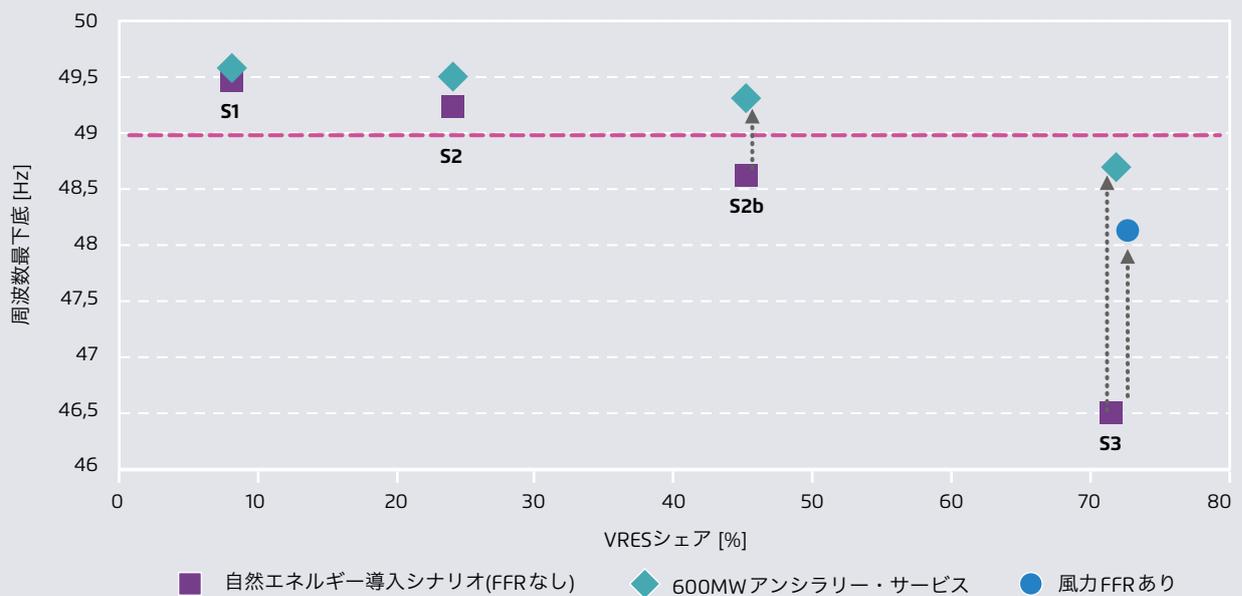
図 19



著者ら作成

VRESシェアと周波数最下底（東日本：600MWアンシラリー・サービスあり/なし）

図 20



GridLab, Elia Grid International

この分析から全てのケースで、西日本の系統の方が東日本よりも、系統内部での異変に対する復元力が強いことが分かる。この違いにはいくつかの理由がある。

- 系統の形状の違い：東日本の系統は西日本と比べてノードの数が少なく、送電線が交差する度合いも低い（東京エリアを除く）。
- 電力需要量の違い：系統の概要で見たように（4.1.2節）、自然エネルギー導入シナリオの負荷、または太陽光と風力の発電分を負荷から除いた残余需要（residual load）は、東日本の方が西日本よりはるかに小さい。

→ 残余系統慣性の違い：周波数安定性を高める残余系統慣性は、西日本の方が東日本よりはるかに大きい。ところが2030年シナリオにおける東日本の在来型発電（石炭および原子力）削減量は、比率で見ると西日本より大きい。このため東日本系統の残余系統慣性は、西日本系統より約40%少ない（S3）。さらに、慣性定数の値が低い火力発電（ガス・コージェネレーション発電所など）の分布が西日本より多いことにも、触れておくべきだろう。

安定性に影響を与える要素の比較（東日本/西日本同期エリア）

表9

系統安定性の寄与因子	理由	東日本	西日本
系統			
系統の形状	送電線が交差が密、送電線が多い → 安定性向上	-	+
系統の規模	送電線が多い/制御(ダンピング)が強い	-	+
残余系統慣性			
慣性少ない → 安定性低下			
発電技術	発電技術により慣性定数が異なる	○	○
発電機動作点/給電	低負荷の発電機に負荷を分散すれば慣性が増える。	-	+
最大負荷/負荷水準全般	負荷が高い場合、SNSPの水準が同じであれば、系統慣性は高くなる。	-	+
揚水発電&水力発電導入量	揚水発電と水力発電を常時併列し、常時慣性を供給	-	+
対策			
一次調整力の量	一次調整力が多いほど安定性向上	○	○
一次調整の応答時間	応答時間が速いほど安定性向上	○	○
アンシラリー・サポート・サービス (600MW)	アンシラリー・サポートが多いほど安定性向上	○	○
高速周波数応答サービス	REの導入量が多いほどFFRサポートのポテンシャル大	-	+
事象			
事象の規模	事象の規模(GW単位)が大きいほど周波数安定性への影響大	○	○
事象の場所		○	○

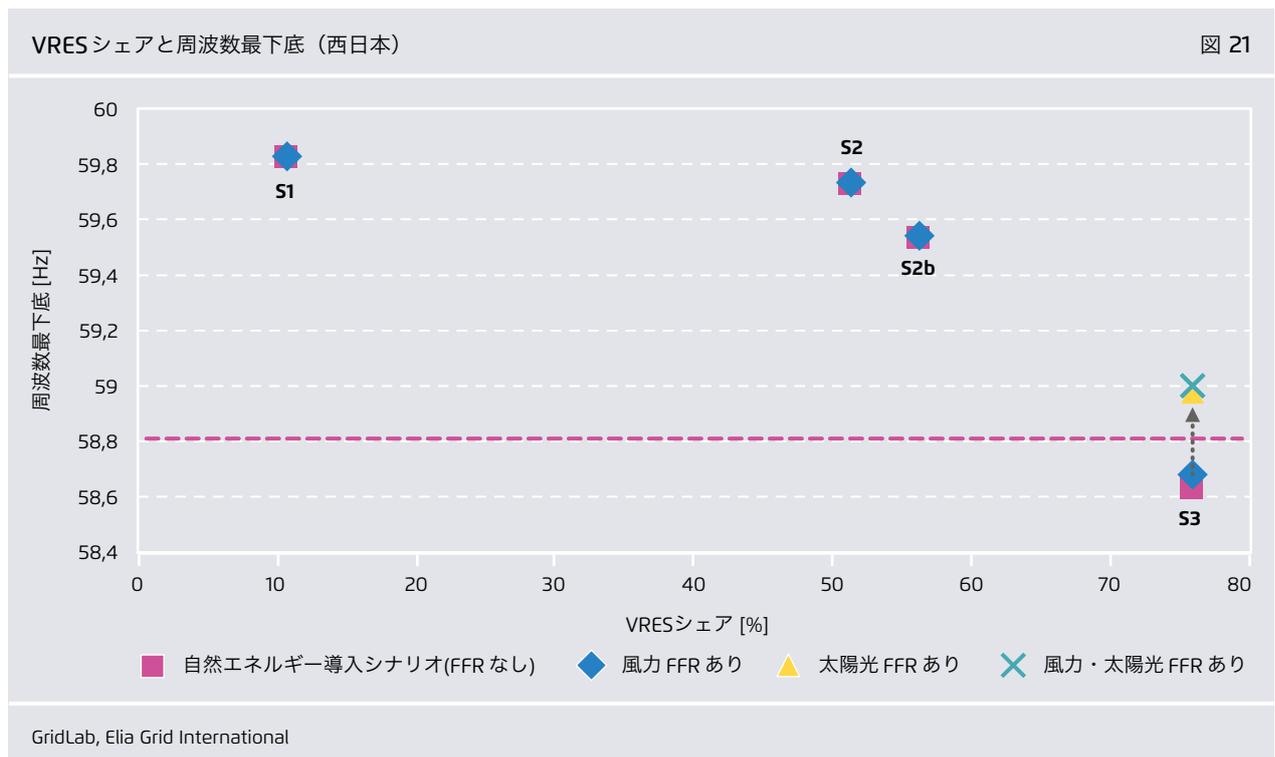
出所： EGI/GridLab (2019)

4.2.4 変動型自然エネルギーによるFFRの提供

この節では、風力発電所と太陽光発電所によるアンシラリー・サービス (FFR) 提供の影響について説明する。在来型発電機と異なり、風力タービンや太陽光 (PV) パネルは、パワーエレクトロニクス・コンバータを介して系統に接続される。このコンバータによって、電源が系統から電氣的に切り離される (デカップリング)。そのため偶発事故の際に系統状態に変化があっても、それが必ずしも電源に伝達されない。FFRは、系統の状態を感知し、電源の制御装置に適切な応答信号を送るように設計された制御装置によって提供することができる。自然エネルギーによるFFRの提供は比較的新しく (技術的には可能であるが)、まだ広く普及しているものではない。技術的な詳細については付録5に示す。

風力発電所はその多くが東日本に立地しているのに対して、太陽光発電所は東西いずれの地域にもあるため、この2つによるFFR提供の影響は、東西で異なる。風力発

電所のFFRのみを考慮した場合、その影響は西日本より東日本で顕著になる。風力発電所と太陽光発電所がともにFFRを提供する場合、両者を合わせた影響は、風力のみまたは太陽光のみの場合と比較して極めて大きくなる。影響が顕著なスナップショットはVRES水準が高いもの、特にスナップショット3 (S3) である。図21にある西日本におけるS3の例を見ると、FFRの効果によって最下底が許容水準まで回復し、最下底の低い状況を緩和していることが分かる。周波数安定性の観点からは、この結果を外挿することにより、風力と太陽光のFFRを考慮した場合に西日本で実現可能な、瞬時VRES導入水準の上限について洞察を得ることができる。図25にあるように、この場合の遮断点は70%程度まで上昇する (自然エネルギーのFFRがない場合の閾値は60%程度)。



4.3 電力潮流解析

本研究で電力潮流の評価を行った目的は、自然エネルギー施設の増加と在来型発電所の減少によって影響を受ける、送電線と潮流回廊を特定することにある。シミュレーション・モデルの電流容量の値が得られなかったため、示すことができるのはスナップショット間で潮流が変化する地点と方向のみとなった。潮流の動向は付録4で説明する発電分布に従って計算する。

本稿では、潮流の数値を評価する際に潮流の向きを詳しく検討していない。これは連系線について見ると、潮流が受電と送電のいずれで増加している場合でも、能力拡充のニーズが変わりがないからである。分析の重点は、自然エネルギーの給電量が増えた場合に、連系線の負荷が増加するか減少するかに置かれている。ただし地域間の潮流の向きについては、一定の集計情報を示す。ここで述べておくべきは、連系線負荷の上昇は必ずしも系統拡充の必要性を伴わないということである。実際こうした高負荷状況は、市場参加者に提供される運用容量値（つまり地域間の電力融通にリアルタイムで利用できる系統容量）を拡大しても、達成される場合がある。

負荷の状況は全てのスナップショットで必ずしも同じではないことから、線形回帰の手法⁴⁰を適用し、潮流の動向を「増加」または「減少」傾向に適切に分類した。線形回帰で傾向が明確でない場合（< 100 MW）、同水準と表示した。閾値を100 MWとしたのは、潮流傾向の動向に関してより精密で解像度の高い情報を生成できるようにするためである。両シナリオにおける全ての送電線の潮流に関する結果とデータは、全て本報告書の添付資料にある⁴¹。

各連系線の潮流の傾向を、色分けして表示している。赤は潮流の数値が増加傾向、緑は減少傾向、青は明確な傾向がないことを表す。

40 つまり各送電線について、VRES導入率が最も低いスナップショットの潮流値（第1データポイント）と、VRES導入水準が最も高い持つスナップショットの潮流値（第3データポイント）の間で、回帰曲線を計算する。これにより、全ての状況の全ての送電線について、全般的な傾向が得られる。

41 表10には政府目標シナリオのスナップショット3種類の地域間潮流の値を、表11には自然エネルギー導入シナリオの値を示す。

政府目標シナリオの地域間潮流

表10

地域間潮流	低RES (S1) [MW]	中RES (S2) [MW]	高RES (S3) [MW]
中国→九州	-76	-748	-2,524
四国→中国	614	1,022	-30
中国→関西	-392	811	1,979
北陸→関西	4,950	3,126	3,744
関西→中部	3,062	1,146	862
四国→関西	537	489	228
東京→東北	-2,086	-1312	-6,046

EGI, GridLab (2019)

いずれのシナリオでも、変動型自然エネルギーの導入拡大にともない、九州地方から中国地方、また中国地方から関西地方への潮流が顕著に増加している。対照的に、四国地方から関西地方への潮流はいずれのシナリオでも減少している。政府目標シナリオでは、関西地方から中部地方への送電が減少している。また自然エネルギー導入シナリオでは、北陸地方から関西地方への送電が減少している。こうした傾向が予想されるのは、九州、中国、四国では自然エネルギーの設備数がかかなり多いため受電への依存度が下がり、むしろ送電量が増えるためである。自然エネルギー導入シナリオでは北陸の原子力発電を休止しているうえ、自然エネルギーが低成長のため、北陸地方の送電能力が低くなっている。東日本の系統では、東京-東北間の地域間連系線において、高REスナップショット（S3）の潮流が低REスナップショット（S1）の2倍になっている。しかし、全ての給電状況に共通する明確な傾向は見られない。東京への潮流が増える原因が、東北における風力発電設備数の増加にあるのかについては、この調査の結果から結論付けることができない。影響や傾向をより適切に理解するためには、調査対象スナップショットを増やす必要がある。

自然エネルギー導入シナリオの地域間潮流 表11

地域間潮流	低RES (S1) [MW]	中RES (S2) [MW]	高RES (S3) [MW]
中国→九州	-178	-2,064	-3,256
四国→中国	1136	1,238	128
中国→関西	133	1,521	2,727
北陸→関西	1,370	118	-146
関西→中部	352	-444	-416
四国→関西	289	127	-6
東京→東北	-38	1014	-2,876

EGL, GridLab (2019)

さらに、地域内送電線の潮流も分析した。ここでは、メッシュ型送電線と母線（幹線）を区別した⁴²。各電力会社管内の負荷傾向について簡潔な情報が得られるよう、集計結果を表示することとした⁴³。

一部電力会社の供給地域（九州、中国、四国、東北など）では、メッシュ型送電線の負荷が増加傾向にある。これに対して関西、北陸、中部、東京では、系統内の自然エネルギー発電量が増加するほど、メッシュ型送電線の負荷が減少傾向にある。この理由は、系統内の負荷との関係における自然エネルギー電源の分布によって説明できる。日本の系統全体における自然エネルギー、特に太陽光発電の分布は本稿のシナリオの方がより均等になっている。これは送電の必要性を最小限に抑えるためである。これは、RES設備の立地を負荷中心点の近くに選ぶという、日本が表明している目的に沿っている。本稿の結果から、自然エネルギーの集中を回避するように分布をより均等化すれば、一部の地域において送電系統拡充の必要性を最小限に抑えられることが証明される。

42 母線は在来型発電機をメッシュ型系統に接続するものである。メッシュ型送電線はメッシュ型系統の一部であり、系統内のノード同士を接続する。

43 各送電線の具体的な結果は、自然エネルギー財団のサイトからダウンロードできる。

政府目標シナリオにおける地域別送電線負荷の傾向 表12

電力会社の供給地域	負荷の傾向	
	メッシュ型送電線	母線
西日本		
九州	増加	減少
中国	増加	減少
関西	減少	減少
北陸	減少	減少
中部	減少	減少
四国	増加	減少
東日本		
東北	増加	減少
東京	減少	減少

EGL, GridLab (2019)

自然エネルギー導入シナリオにおける地域別送電線負荷の傾向 表13

電力会社の供給地域	負荷の傾向	
	メッシュ型送電線	母線
西日本		
九州	増加	減少
中国	増加	減少
関西	減少	減少
北陸	減少	減少
中部	減少	減少
四国	増加	減少
東日本		
東北	増加	増加
東京	減少	減少

EGL, GridLab (2019)

さらに本稿のモデルでは、在来型発電機を系統に接続している母線の負荷は、全ての地域で大局的に減少傾向にある（ただし個々のノードには必ずしも当てはまらない）。これは、本稿の2030年シナリオで在来型発電が減少することを反映している。ただし東北では、母線の負荷が増加している。これは従来型発電機のノードで、自然エネルギー発電の水準が多いためである。

4.4 無効電力の評価

本研究で使用したIEE系統モデルは、無効電力の詳細な評価を行うために設計されたものではないが⁴⁴、無効電力に関しても、このモデルに特有の結果であれば、送電線要素や、変圧器、負荷、発電機のP-Q能力⁴⁵に関するデータをもとに得ることができる。本節ではその結果を説明する。

表14に、両シナリオで利用可能な無効電力の最大値の概要を示す⁴⁶。従来型発電機の無効電力供給能力の低下も、シナリオの数値と2001年時点の系統状態における

44 周波数安定性の評価を目的に設計された、集計的な電力系統調査のモデルであるため。

45 Pは有効電力の量。Qは無効電力の量。

46 各地域（東日本／西日本）とも発電機30基を持つIEEの系統モデルによる。

当初の能力と比較することで、見る事ができる。予想されるように、Qは連続的に減少しており、またベースケースの数字と比較すると、東日本と西日本の系統の間には、在来型発電機から得られる無効電力の予備量に大きな違い（最大21 Gvar）がある。

送電線のQ需要を満たすための無効電力の発動については、シミュレーション・モデルと潮流実績の分析から、RES水準の上昇にともない送電ニーズが低下する場合のあることが分かる。これはRES設備がより広範囲に分布し、また負荷の立地に近いからである（これはまた、日本における計画立案の手法を反映している）。これは送電線の負荷がそれほど大きなものではないこと、つまり電圧低下が軽減されることを意味する。最後に、これによって無効電力の消費量は減少する。

シミュレーションの第1段階で、在来型能力を2030年の条件に対応させつつ、負荷の立地をそのままにすると、無効電力需要は増加する。表15に、無効電力の補償必要量（IEE2001年モデルにおける無効電力消費量への上乗せ分）を示す。ここで分かることは、西日本系統の場合、必要な追加（外部）無効電力補償必要量が最も多くなるのが、低RESスナップショットだということである⁴⁷（上記の理由を反映している）。

47 Q_L は誘導性無効電力の需要、 Q_C は容量性無効電力を表す。

従来型発電機から得られる無効電力

表14

地域	シナリオ	スナップショット			ベースケース [Gvar]
		低RES (S1) [Gvar]	中RES (S2) [Gvar]	高RES (S3) [Gvar]	
東日本	GovS	46.0	41.2	17.1	56.3
	+RES	43.5	36.6	8.5	
西日本	GovS	61.3	48.2	22.6	77.3
	+RES	58.4	36.4	13.5	

EGI, GridLab (2019)

西日本系統では、いずれのシナリオでも低RESと中RESのスナップショットで容量性無効電力の需要が大きい。これは渥美地方（中部電力）の負荷が3,800 MWと大きい一方で発電量が少なく（180 MW）、誘導損失と電圧降下が大きいためである。西日本系統（高RES）で無効電力補償必要量が比較的少ないのは、このスナップショットの場合、渥美での現地供給が大きく（500 MW）、したがって送電需要が少ないためである。東日本では、いずれのシナリオでも低RESと中RESの場合、無効電力補償は必要ない。しかし高RESの場合、系統全体に補償が分布している。

東日本/西日本エリアとも、追加的な無効電力の需要は2 GVar未満と、それほど大きなものでない。それほど大きくないという意味は、自然エネルギーの想定導入量（風力36 GW、太陽光100 GW）と比較すれば、2 GVarはごくわずかにすぎないということである。特に最新の風力発電所や太陽光発電所では、無効電力を供給するための機能も、もともと備えている。変動型自然エネルギーが供給する無効電力の割合が有効電力設備容量の10%にすぎない（例えば太陽光100GWの無効電力供給量は10 GVar）という控えめな想定の場合、この2 GVarという追加的な無効電力需要を変動型自然エネルギーで供給することは容易である。

追加無効電力必要量の定量化

表 15

	西日本				東日本			
	自然エネルギー導入シナリオ		政府目標シナリオ		自然エネルギー導入シナリオ		政府目標シナリオ	
	Q_L (Mvar)	Q_C (Mvar)	Q_L (Mvar)	Q_C (Mvar)	Q_L (Mvar)	Q_C (Mvar)	Q_L (Mvar)	Q_C (Mvar)
低 RES (S1)	-	1,300	-	1,400	-	-	-	-
中 RES (S2)	-	1,000	-	1,300	-	-	-	-
高 RES (S3)	220	180	-	-	740	1,960	-	100

EGL, GridLab (2019)

5 さらなる調査の洞察

5.1 安定性の制約を考慮した変動型自然エネルギーのポテンシャル分析

第4章で取り上げたように、変動型自然エネルギーの瞬時給電 (SNSP⁴⁸) を一定水準以上に引き上げた場合、東西日本で系統安定性を確保するために、追加的な対策が必要になる可能性がある。今回の分析によれば、この閾値は西日本でおおむね60%、東日本で50%となる（風力発電と太陽光発電のFFRなしの場合）。風力発電と太陽光発電のFFR能力を考慮した場合、西日本で70%、東日本で60%まで引き上げることが可能だろう。本節ではこうした安定性の閾値を全体的に理解するため、この閾値を超えて供給される可能性のある自然エネルギーの量について、年間での推計を行う。この推計において

48 System Non-Synchronous Penetration (系統非同期率)。

は、2013/2014年から2030年の間に、需要プロフィールとVRES施設の分布率に変化がないと仮定する⁴⁹。

分析結果をまとめたものを表16に示す。

49 推計は以下の3段階のプロセスで行った。(1) 2017年の風力と太陽光のプロフィールを、2017年(3月31日)の導入量比率と、自然エネルギー導入シナリオの2030年目標値(太陽光100GW、風力36GW)を用いて外挿する。(2) 外挿した変動型自然エネルギーの値を、2013年以降の負荷プロフィール(Switchモデルで使用した需要量に対応)と比較し、変動型自然エネルギーの1時間あたりシェアを計算する。(3) SNSPが60%と70%を超える変動型自然エネルギーの水準を計算する。

2030年時点の年間RES水準

表16

	日本 (~33% RES)			日本 (~40% RES)		
	日本	東日本	西日本	日本	東日本	西日本
年間需要(TWh)	916	412	503	916	412	503
PV(GW)	100	44.7	55.3	125	44.8	80.2
風力(GW)	36	24.9	11.1	54	37.5	16.5
揚水(GW)	22.3	8.9	13.3	22.3	8.9	13.3
SNSP制約*	60%(東日本) 70%(西日本)	60%	70%	60%(東日本) 70%(西日本)	60%	70%
年間VRES率 (%)	22.1%	28.4%	16.9%	28.9%	34.7%	24.1%
年間RE率 (水力含む) (%)	33.0%	38.9%	28.3%	39.8%	45.2%	35.5%
年間VRES出力抑制 (%)	1.8%	3%	0%	3.9%	5.1%	2.5%

* SNSP制約とは、1時間あたりの変動型自然エネルギー導入量の上限值。

系統安定性の観点から見た場合のアプローチの1つとして、系統安定性が許容範囲に収まるよう、上記の閾値を超える変動型自然エネルギー量を抑制することが考えられる。これであれば追加的な技術的対策を必要とせず、系統に十分な慣性を維持し、周波数安定性を確保することができる。系統安定性に対するかなり控えめなアプローチであるが、特に他の系統安定性確保策との比較において、費用効果をより詳細に検討する価値があるだろう。表17に示したように、このアプローチの場合、自然エネルギー導入シナリオ（太陽光100 GW、風力36 GW）の出力抑制率は非常に小さい（2030年の年間変動型自然エネルギー発電量の約2%）。このことから、日本では控えめな仮定の下であっても、自然エネルギーによって年間需要の33%以上をまかないつつ、系統安定性を許容範囲に維持することは容易だということが分かる。自然エネルギー比率を40%に引き上げることも、出力抑制の水準をわずかに引き上げるだけで（年間自然エネルギー発電量の4%）、同じ安定性制約条件（変動型自然エネルギーのSNSP制限（1時間あたりの変動型自然エネルギー導入量の上限值）が東日本で60%、西日本で70%）の下で実現可能である。さらに出力抑制された自然エネルギーを上方の周波数応答に活用すれば、系統安定性をさらに向上できるだろう。そのためには、こうした機能に報酬を与える専用の市場メカニズムの導入が必要になる。こうしたシナリオに必要な合計導入量は、太陽光が約125 GW、風力が54 GWとなる。過去5年間における自然エネルギーの急速な拡大を考えると、自然エネルギー比率40%は現実的な数字であり、2030年を待たずに達成可能であろう。自然エネルギー水準を40%以上に引き上げるには、系統安定性を確保し、変動型自然エネルギーの抑制を許容水準に維持するための技術的対策がさらに必要になるだろう。次節では、こうした技術的対策をいくつか取り上げる。

5.2 系統安定性の確保に向けた追加的対策

第4章では、日本の電力システムにおける周波数挙動について、特に一次調整力に重点を置いて検討した。さらに変動型自然エネルギーのFFRへの寄与と、他の制御区域からのアンシラリー・サポート600 MWについて、感受性分析を実施した。しかしこれ以外にも、低慣性や危機的な系統状態を克服するために実施できる対策がいくつか存在するだろう。それは極めて速やかに、つまり危機的

な擾乱状態を克服するために必要な時間内に起動できるものであり、本節ではそのような対策を取り上げる。

→ 一次調整要件/FCR-Nの厳格化

多くの電力システムにおいて、一次予備力あるいは周波数制御予備力（FCRまたはFCR-N。Nは通常（ノーマル）運用）は最も応答時間の早い予備力であり、常時利用できる。しかし起動時間や起動閾値の要件は様々である。ディメンジョニングは通常、同期エリアごとに行われ、適用されるディメンジョニング事象や基準も異なる場合がある。一次調整の量を増やし、また要件を厳格化する（起動時間を短縮するなど）ことは、系統安定化に寄与するとともに、低慣性の克服にも、それゆえ危機的状況の克服にも役立つ。価格の指標として、フィンランドでの実績が参照できる。フィンランドの電力システムでは、2018年の年間入札で72.6 MWのFCR-Nが調達され、価格は14.0 €/MWhであった（Fingrid, 2018）。

→ 擾乱時の周波数制御予備力（FCR-D）

擾乱対応専用に速やかに作動する特別な予備力を導入することも、緩和策として考えられる。こうした追加的な予備力は従来のFCRとは別に、例えば慣性の低下が予想される状況において、入札により調達することができる。この対策は例えばフィンランドで採用されている。フィンランドの電力システムでは、2018年の年間入札で435 MWのFCR-Dが調達され、価格は2.80 €/MWhであった（Fingrid, 2018）。

→ 同期調相機（廃止した原子力発電所の改修などによる）

同期調相機とは、電気システムに接続され、自由に回転するシャフトを有する発電機をいう。主な用途は無効電力の供給・補償であるが、技術的には同期機と同一であるため、回転部品に蓄積された運動エネルギーを活用することで、システムの安定化にも役立つ。さらにドイツの旧ビブリス原子力発電所の例に見るように、老朽化した発電所を改修し、同期調相機として活用することもできる（原子炉を運転せずに発電機のみ空回しする）。

→ HVDCで接続された同期エリアからのアンシラリー・サポート

系統が危険な状態にある場合、HDVCで接続された他の制御区域からアンシラリー・サポートを提供することができる。これにあたるのが日本の東日本同期エリアと西日本同期エリアの間であり、その影響については本研究で評価した。この方法の欠点は、サポートを常時利用できる状態にしようとするれば、連系線の予備能力を一定量確保しておく必要があり、その分は市場結合に利用できなくなることがある。

→ 周波数をトリガーとする負荷制限（特に揚水発電による）

系統全停電を防ぐために実施できる最後の方法は、負荷、ポンプ、または発電機の自動的な遮断である。事象の種類により（つまり超過周波数か不足周波数か）、発電量または負荷を制限することができる。そのために利用するのが周波数継電器である。継電器が系統周波数を継続的に測定し、スイッチングを始動させる。揚水発電はこの特別な事例である。というのは、負荷としても発電機としても機能するからである。水力発電所が揚水を行う（つまり負荷として機能する）のは、発電所が選択的に遮断されているときであり、これによって需要家は停電を回避できる。

5.3 自然エネルギーによるアンシラリー・サービスへの寄与

インバータ・ベースの自然エネルギー技術（主に風力と太陽光）の導入が進むと、これが従来の同期機（石炭、原子力、ガス火力発電所）に取って代わることになる。このように熱発電が自然エネルギーに代替されると、周波数安定性に影響するだけでなく、系統の信頼性の確保にとって決定的に重要なその他のアンシラリー・サービス（無効電力／電圧維持、制御電源、短絡電流、系統復旧）にも影響する。しかし本節で取り上げるように、自然エネルギーもいくつかのアンシラリー・サービスに寄与し、熱発電機の脱落の影響を緩和することが可能である。

無効電力／電圧サポート

無効電力容量の消失（4.4.1節参照）は、変動型自然エネルギーによってある程度補償することができる。無効電力の供給は、電圧を予想される許容範囲に維持するために不可欠である。系統連系要件の多くで、変動型自然エネルギーによる事実上の無効電力サポートが求められて

いる。しかし日本の場合、無効電力サポートの定量化には更なる分析と、より詳細なモデルが必要になる。

制御電源

制御電源とは、従来、一次／二次／三次調整予備力または制御電源と呼ばれてきたアンシラリー・サービスをいう。一般に変動型自然エネルギー電源は、同時同量サービスの提供に利用できる。利用の前提条件となるのは質の高い予測と、非差別的でVRESの参加も認められる市場設計である。

短絡電力

同期機は、複数レンジの公称電流で短絡電流を供給できる。これは電力系統に問題が発生した場合に、保護機器を始動させ、機器の損傷を防ぐために必要になる。風力や太陽光などの変動型自然エネルギー電源は通常、こうした大電流を流すことができないため、保護計画の再検討が必要になることもある。

系統復旧

変動型自然エネルギー設備自体には、ブラックスタート機能はない。ブラックスタートとは、電力系統の一部に電力を供給し、安定的な周波数と電圧状態を実現することにより、他の発電機／需要家を電力系統に同調させることをいう。ただし蓄電池など他のアンシラリー・サービスを利用すれば、系統復旧が可能である。

5.4 他の同期エリアにおける自然エネルギーの周波数応答と疑似慣性要件の経験

デンマーク: Energinet DK

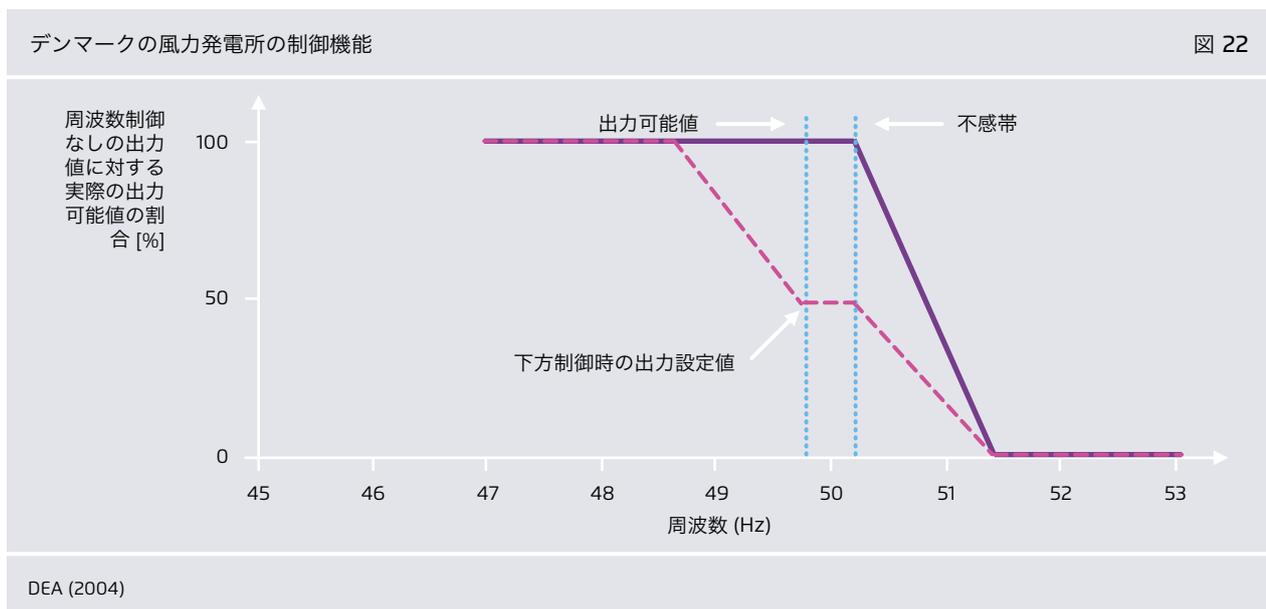
デンマークの場合、電圧レベルが100 kVを超える風力発電所は、不足周波数の際に上昇方向の制御電源を供給できる制御機能を備えていなければならない。そのためには風力発電所の出力を、理論上可能な出力の一定割合に抑えられることが可能でなければならない。この機能を利用すれば、自然エネルギーの導入水準が高い場合に、安定性を向上することができる。図20はこのような事例を表している。実線は、追加的な出力抑制のない「通常」ケースにおける風力発電所の挙動を表している。周波数が50 Hz近辺で安定している場合、風力発電所の給電量は発電量の100%である。周波数偏差が50 Hzを大幅に上回り不感帯を外れた場合、タービンが自動的に出力を抑制し、システムの安定性を確保する。超過周波数へのこうした対応（つまり一定の状況における自動出力抑制）は、既に広く採用されている標準的な仕組みである。

破線は、風力発電機の制御機能を起動した場合の挙動を示している。周波数が安定している場合、風力発電所からの給電量は、理論上の発電可能量の50%にとどまる。これは風速にかかわらず同じである。超過周波数の際の挙動は、追加的な出力抑制が発動されるという限り

において、「通常」の挙動と似ている。不足周波数の際の挙動は風力発電機にとって、システムに新たなサービスを提供する機会となる。エネルギーが常に保留されているため、電源脱落のために不足周波数が発生した場合、それに対応してこのエネルギーを放出することができる。不足周波数に対応する機能は多くの製造事業者が提供しているが、まだ広く利用されているわけではない。

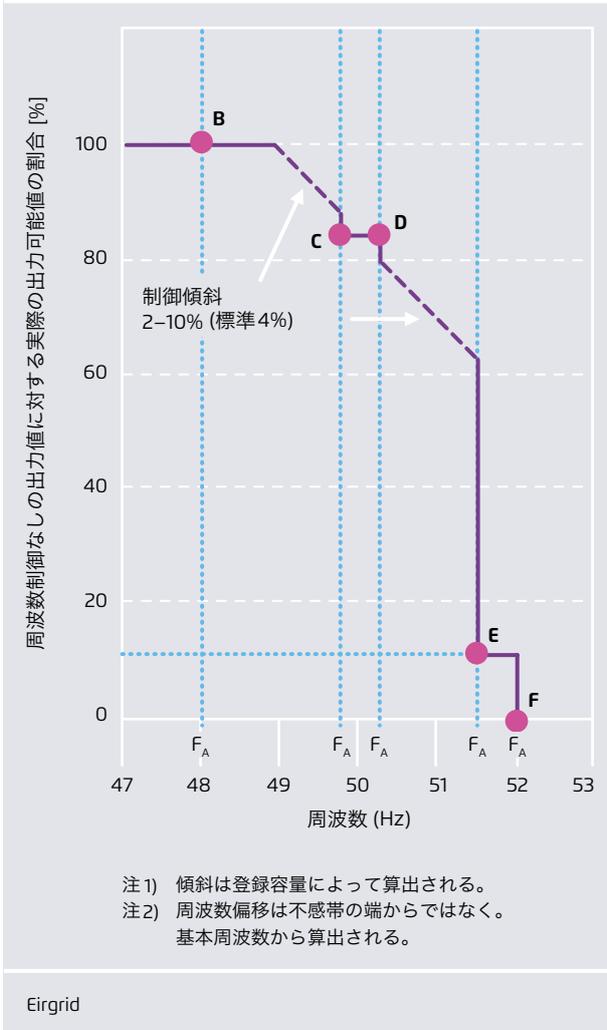
アイルランド: EirGrid

アイルランドのEirGridも、デンマークのEnerginet DKと同様の要件（風向追従モード）を設けている。デンマーク同様、風力発電所は一定の状況において、利用可能な有効電力の一定の割合で（図23では約85%）操業するように求められている。これは不足周波数の場合に上方予備力を供給できるようにするためである。デンマークの場合と比較して、試験手順に関する公開情報が進んでいるようであり、実際の周波数応答のパラメータ化は柔軟性が高い。



アイランドの周波数応答試験における
系統追従モードの設定

図 23



周波数制御システムによる大規模かつ短時間の周波数偏差の軽減は、少なくとも慣性 (H) が3.5秒の在来型発電機の慣性応答と同等でなければならない。この目標性能が満たされるのは、例えば電力系統に大規模かつ短期の周波数偏移が発生したときに、周波数制御システムによって有効電力がおおむね10秒間で5%ほど動的かつ速やかに変動する場合である。」

この機能を備えることは義務であり、これにより風力発電所は、不足周波数が発生した場合に系統の安定化を支援することになる。

カナダ: Hydro-Quebec

2005年にカナダの送電事業者は、接続規則 (コネクション・コード) に風力発電に関する以下の要件を追加した (Hydro-Québec 参照)。

「定格出力が10 MWを超える風力発電所の設備は、周波数制御システムを備えられるよう設計しなければならない。製造事業者は、可及的速やかにシステムを設計し、設置しなければならない。周波数制御システムは、電力系統上の大規模 (> 0.5 Hz) かつ短時間 (< 10 s) の周波数偏移の軽減に効果があるものとする。

6 結論

本研究で行った分析から、いくつかの結論を得ることができる。

- 今回の研究からは、政府の目標を上回る変動型自然エネルギー導入水準を、本稿で評価した系統安全性の要素を損なうことなく、また追加的な技術的対策を取らずに実現可能であることが明らかとなった。このことは、変動型自然エネルギー（つまり太陽光および風力発電）の瞬時導入水準が西日本で最大60%、東日本で最大50%（電源脱落1.5 GWを考慮）という保守的な仮定をおいたとしても実現可能であると言える。この数字は、これらの地域が自然エネルギー導入率をさらに引き上げることが可能であるということを示している。評価は保守的な仮定のもとで行い、火力発電機の慣性応答と一次応答制御、および東日本から西日本へのHVDCによるアンシラリー・サービス600 MWのみを考慮した。他の技術的対策、例えば同期調相機、HVDC接続、デマンドレスポンス、蓄電池、在来型発電所のサービス提供要件の改定なども、RE導入水準をさらに高めた場合に、系統安全性の向上をもたらすことができる。
- 慣性は、系統安定性にとって決定的に重要な数値である。本稿では自然エネルギーの水準が高く、系統の慣性が限界まで下がるスナップショットを、いくつか評価した。本研究では、それを下回ると系統の安定性確保のために追加の技術的対策が必要になると思われる、慣性安定性の限界が明らかになった（東日本でおおむね180 GW、西日本で120 GW）。この数値は選ばれた複数のスナップショットの概算から得られたものであり、更なる研究に向けたたたき台になるはずである。
- 自然エネルギーの高速周波数応答（FFR）は、慣性問題の克服に有効であり、日本の電力系統で自然エネルギー電源比率を高めるのに役立つ。まずFFRサービスを活用することで、緊急事に臨界的な周波数最下底を軽減することができる。自然エネルギー導入シナリオの場合、周波数最下底は東日本同期エリアで0.93 p.u.から0.96 p.u.に、西日本同期エリアで0.977 p.u.から0.983 p.u.に引き上げることができる。こうし

た効果によって、停電の回避、あるいは少なくとも停電を一部地域に限定することが可能になるだろう。ただし変動型自然エネルギーによるFFRはまだ新しい技術であり、広く普及しているわけではない。

- 今回の分析から分かるのは、日本では控えめな仮定の下であっても、自然エネルギーによって年間需要の40%以上（水力とバイオマスを除く場合30%）をまかないつつ、系統安定性を許容範囲に維持し、変動型自然エネルギーの余剰/抑制を低水準（4%程度）に抑えることが容易だ、ということである。これは政府の公式目標（RES比率22%、うち変動型自然エネルギー8.7%）より大幅に高い。自然エネルギー率を40%以上に引き上げるには、変動型自然エネルギーの出力抑制を許容水準に抑え、系統安定性を確保するための技術的対策がさらに必要になるだろう。
- 本稿で行った2030年時点の系統における周波数変化率（RoCoF）の評価から、FFRの要件に関する提言を導くことができる。本稿での評価におけるRoCoFの最大値は、最悪のシナリオの場合、 -0.34 Hz/s に達することから（つまり3秒で臨界的な周波数低下である約 -1 Hz に達する）、FFRの仕組みはこの最初の3秒間に以内に応答できるものでなければならない。
- 今回の研究から、変動型自然エネルギーの導入拡大にともない、九州地方から中国地方、また中国地方から関西地方への潮流が顕著に増加することが分かる。対照的に、四国地方から関西地方、および北陸地方から関西地方への潮流は減少する。この傾向は予想されたものと言える。というのは、九州、中国、四国では太陽光発電の水準が高いために受電依存度が低下し、純送電地域になるからである。最後に、北海道・東北間および中部・東京間のHVDC連系も、VRES導入率が上昇した場合、送電が増加する傾向がある。いずれのHVDC連系も負荷が最大となるのは、変動型自然エネルギーの導入率が最大の時間断面である。ただし系統拡張対策の詳細な評価には、さらに詳しい検討が必要になる⁵⁰。

50 このためには透明性とデータアクセスの改善が必要だろう。

- 一般的に、一定の地域では送電線の負荷が増し、それゆえエネルギー輸送の必要性が増加していることが分かる（九州、中国、四国、東北）。こうした動きは、システムの拡大が必要な可能性を示している。しかし、送電線負荷の平均が低下している地域もある。この原因は、これらの地域において自然エネルギーの導入量や電力構成に占める全体的シェアが上昇するにともない、電力消費と発電が相互に接近していくことにある。
- 風力発電と太陽光発電の導入率が上昇するにともない、従来は火力発電機によって提供されてきたアンシラリー・サービス（特に無効電力/電圧サポートと制御電源）を、これに代わって自然エネルギー自身で提供する必要があるだろう。そのための技術的対策には、既に利用可能なものが複数存在する。そうした対策を市場に導入するためには、自然エネルギー統合に関する非差別的な規制が必要になる。
- 本研究で開発した方法とツールチェーンは、日本の電力システムにおける周波数安定性と潮流を評価するために、うまく自然エネルギー導入シナリオに適用することができた。更なる調査への道を開くことを目的に、モデルと全てのインプット/アウトプット・データを公開する。

7 提言

日本の電力システムに関するこれまでの分析から、世界各国の経験も参照しつつ、いくつかの提言を導くことができる。こうした提言の目的は、日本における自然エネルギー統合を促進することにある。この提言が対象とする関係者は、政策・規制当局、送電事業者、自然エネルギー開発事業者の三者である。

政策・規制当局への提言

→ **エネルギー部門におけるデータの透明性を向上することにより、自然エネルギーの導入に関する第三者の調査を促進する。**特に既存のモデルを継続的に拡充していくことにより、電力システムの評価は、日本の自然エネルギーの系統への統合に関する現在および将来の議論に役立つものになる。また技術的問題に対する理解が向上するとともに、業界内外の幅広いステークホルダーの間で、エネルギー政策や規制の意志決定についての、事実に基づく議論が可能になる。

→ **自然エネルギーの系統統合に非差別的な規制を実施する。**需給調整市場や無効電力供給などアンシラリー・サービスの市場サービスを設計する際に、自然エネルギーのポテンシャルを考慮する。これにより自然エネルギー事業者も、系統の信頼性に寄与する上でさらに責任を持つことができるだろう。また新たな事業機会をもたらすと同時に、技術革新も促進されるだろう。

→ **独立機関が参加する更なる電力系統研究を推進する。**こうした研究は、日本における自然エネルギー統合の具体的な課題をより適切に把握するために必要である。以下の話題が特に関心を引くものになるだろう。

- ・ 混雑と、偶発事故 (contingency) 分析との関連における混雑管理。
- ・ 高度なアデカシー分析。
- ・ さまざまなシナリオ (同期エリア別に低需要から高需要まで) における、自然エネルギー導入レベルを引き上げた場合の影響の分析。

- ・ 短絡電力の供給と保護対策。
- ・ 局地的電圧安定性の問題。
- ・ 上記シナリオにおける同時同量。
- ・ 自然エネルギー電源の市場への統合。
- ・ 自然エネルギー統合の拡大に伴う系統保護と系統復旧のプロセス。
- ・ 高水準の変動型自然エネルギーに対応した運用プロセスおよび運用計画プロセスの変更。
- ・ 自然エネルギー発電の接続要件。
- ・ 災害対策 (2018年の北海道のような場合)。

送電事業者への提言

→ **慣性モニタリングを確立する。**慣性は系統安定性の確保にとって鍵となるパラメータである。送電事業者は、慣性を積極的にモニタリングすることで、周波数偏差が発生した場合でもその影響を抑えることができる。モニタリングは地域ごとに実施すべきであり、また同期エリアへの影響を考慮して、最低慣性供給の要件を定めるべきである。さらに詳しい分析を行えば有益な洞察を得ることができるだろうし、また高速周波数応答 (FFR) サービスや疑似慣性の提供などの技術的仕組みが追加されれば、慣性管理の強化が可能だろう。

→ **自然エネルギーをアンシラリー・サービスの提供に組み込む。**本研究で明らかになったように⁵¹、VRES電源はFFRサービスを供給できる。送電事業者はこうしたサービスを利用することで、周波数安定性を確保することができる。VRESは、無効電力供給や同時同量サービスなどのサービスにも活用できるだろう。どのような場合でも、送電事業者は需要側管理対策の他に自然エネルギー発電機を加えることで、サービス提供者のポートフォリオを分散できる。

→ **長期計画に必要な送電網と電力システムのデータの透明性を高める。**多くの国、特に欧州では、系統パラメータや発電量データ、リアルタイムデータなどデータの

51 特に第5章と「付録6」を参照。

公表が厳しく義務付けられている。一般にこうしたアプローチによって、科学研究者その他の第三者による多くの研究が推進され、それが革新的な提言、例えば新技術のビジネスケースの検証につながってきた。卸売市場や制御電源市場を確立する際に、新規参入者がビジネスケースを検証しようとするならば、透明性が鍵になる。

RES開発事業者/業界への提言

- 系統サービスの要件を予想する。日本のエネルギー業界は間もなく、発送電分離と新たな市場分野の確立によって大きな変化を迎える。自然エネルギー開発事業者はその過程における自らの役割を主体的に見定め、新たな機会を求める必要がある。
- 自然エネルギーが提供できる追加的サービスを探求する。自然エネルギー業界は、単なるエネルギー供給以上のサービスを提供する用意ができているか、評価を進めるべきである。技術開発の進展にともない、VRES技術の制御アルゴリズムや技術能力も向上する。それゆえ、単なるエネルギー供給以上のサービスを提供するシステムの開発が可能になる。例えば以下のものが考えられる。
 - 高速周波数応答/疑似慣性
 - 同時同量サービス
 - 無効電力供給
 - 系統利用の最適化 (RE開発事業者が系統資産を保有/運用している場合)
 - 政策決定やTSO運営手続きが出力抑制の可能性に与える影響の評価

付録1： シミュレーション・ツールチェーンの整備についての全般的な情報

シミュレーションのためのツールチェーン

本研究では、分析の基礎となるツールチェーンを整備した。その範囲はデータの収集と調整の技術から、シナリオや時間断面（スナップショット）の策定、需給シミュレーション、系統モデルの構築と検証、シミュレーション・ツール間のデータ再フォーマットと転送の自動化にまでおよぶ。ツールチェーン開発の各段階を下図に示す。

このプロセスをいったん確立することで、多くの利点が得られる。それは例えば以下のような点である。

1. 感度分析の実施が容易

ツールチェーンの整備により、感度分析の実施が容易になる。ツールチェーンの各段階を追うことで感度を分析できるようになる。政策目標をシナリオの策定段階の変化（特定技術の段階的廃止など）として表現することや、さまざまな給電優先順位を需給モデルにおいて評価すること、系統トポロジーを系統モデルにおいて変更することが可能になる。

2. 段階ごとの変更可能性

これは、1つの段階が完了するたびに、別のツールを使用できるという意味である。例えば需給モデリング・ツールを、より高度な市場モデルを利用できる他のツールに取り換えることができる。

3. 再現性と追跡可能性

同じインプット・パラメータをツールチェーンに適用し、同一モデルを使用することで、結果を1対1で再現することができる。パラメータやインプット・データを追跡することで、結果の変化や予想外の結果についても説明が可能になる。

シナリオ策定

この段階では、電力系統調査の基本パラメータを導出する。基本パラメータや仮定はさまざまな要因に基づいて決められるだろう。例えば、政府シナリオなどの現状の政治的・経済的枠組みや、将来の発電能力に関するアカシー研究の仮定などである。この第1段階で感度分析を行うことができる（例えば「自然エネルギー導入シナリオ」）。



シナリオ策定で検討される基本パラメータには以下のものがある。

- 在来型発電所（石炭火力、原子力、ガス火力）と自然エネルギーのそれぞれの技術別導入量。揚水発電、その他蓄電（電気自動車、家庭蓄電、大規模電気化学充電電池）、および需要側管理に関する想定を含む。
- 導入量の地理的分布。
- 市場エリアとエリア間の正味託送容量（NTC）。
- 需要プロフィール。将来の電力需要を想定する必要がある（省エネプログラムによる需要減、あるいは新たな電力用途による需要増など）。
- 風力および太陽光の給電プロフィール。日照量や風速の時系列データに基づき、現実的な変動型自然エネルギーの給電量を設定する。理想的には、地理的な解像度の高いプロフィールを通年で利用できることが望ましい。ただし簡素化することも可能。
- 予備力の想定。電気系統にはアデカシー予備力と平衡予備力が必要になる。通常こうした予備力を提供している発電機は、電力需要に対応している発電機と同じであるため、需給モデルでは特殊な制約が生じる可能性がある。
- 同じく需給シミュレーションの制約となる可能性のある、マストラン運転の確保に関する想定。マストランとは、発電所において、給電時に考慮する必要のある最低操業点（例えば負荷の40%）があることを意味する。

需給モデリング

需給モデリングでは、各発電事業者の実際の発電量を、設定されたルール（市場ベース給電または集中的給電）に基づいて決定する。これはシステムモデルに必須の設定である。需給モデリングには一定の時間解像度がある（1時間ごと、2時間ごと、30分ごとなど）。需給モデリングに必須のパラメータには以下のものがある。

- 給電優先順位。まずどの技術から系統に給電するかを決定するために一定のルールが適用される。このルールでは例えば、すべての自然エネルギー電源が他の火力発電所に優先することなどが定められる。
- 出力抑制優先順位。給電優先順位には、出力抑制の優先順位に関するルールも黙示的に含まれていることがある。例えば風力、太陽光、バイオマスの間では、この順番で出力抑制が行われることがあるだろう。
- 予備力制約。特定の種類の発電設備では、追加的な予備力として固定的または可変的な発電容量が継続的に必要となる場合がある。予備力はアデカシー予備力、平衡予備力、または緊急時予備力と理解することができる。
- 連系線の利用ルール。このルールでは特に、連系線の容量を長期契約によって火力発電設備が確保するか、あるいは短期市場による柔軟な利用を認めるかを定める。

需給モデルが主に用いられるのは、集中的給電の系統、つまり送電事業者が給電ルールを定めている系統である。スポット市場のある系統（つまりセルフディスパッチ。「給電指令」ではなく、市場参加者が市場ルールにもとづいて発電する）では、市場モデルとなる。市場モデルは、需給モデルに経済的な次元を加えたものである。このような場合、市場ルールをモデルに織り込む必要がある（例えばメリットオーダーの手法。つまり発電所技術の発電は限界発電費用もとづいて行う）。

システムモデリング

システムモデルは、分析対象の電力システムを物理的に表現したものである。モデリングにおいて最も複雑な部分であり、情報開示の不足がその妨げになることも多い。少なくとも通常は以下のデータを含む。

システムデータ：

- ・ グリッド設備の種類（変圧器、送電線／ケーブル、HVDC）、そのトポロジーとパラメータ（送電線長、インピーダンスなど）。
- ・ 変電所（トポロジー、例えば母線の数と運用方法、設置されている連結器の数）。
- ・ 補償ユニット（無効電力を供給するインダクタやコンデンサなど）。

発電機（自然エネルギー含む）：

- ・ 導入量の配置と系統接続（場所と量）
- ・ 発電のタイプとパラメータ（有効電力に応じた無効電力の安全動作領域など）

需要：

- ・ 負荷のタイプ（一般需要家、工業、商業）。
- ・ 集計原則（通常、個別世帯を全てモデル化する事はない）。
- ・ 負荷の無効電力挙動。

上に挙げたデータは、基本的な潮流解析を行うために最低限必要なものである。より高度な分析（例えば動的フォルト解析）を行う場合、追加的なデータの提供を受ける必要がある（例えば保護設定、ユニットの過電流能力、発電タイプのフォルトライドスルー、超過／不足周波数継電器の設定など）。

需給モデルの精密度（屋上太陽光給電の集計レベルなど）も、システムモデルに合わせる必要がある。

付録2： SWITCHモデルについての説明

本研究では、分山（自然エネルギー財団、2016/2018）が開発した、日本の電力システム用のSWITCHモデルを使用して電力需給シミュレーションを行った。SWITCHモデルは、ハワイ大学のマサイアス・フリップ博士がカリフォルニア大学バークレー校在籍時に開発したものであり、AMPL（数値計画言語）を採用している。

SWITCHモデルを使用して、2030年のシナリオにおける具体的な制約を伴う現実的な発電状況を決定した。SWITCHモデルでは、各電力会社9社の供給地域（北海道、東北、東京、中部、関西、北陸、四国、中国、九州）ごとに、各地域の需給がシミュレーションされている。沖縄はSWITCHモデルでは考慮されていないため、システムモデルにおいても対象外としている。

第2段階では、各電力会社の発電実績をシステムモデルに対応させ、PowerFactoryで使用できるようにするため、変電所レベルでマッピングする必要があった。この方法については、付録5で説明している。

SWITCHモデルでは、毎月以下の代表的な2日間について給電量が計算されている。

1. 需要の少ない日
2. 需要の多い日

それぞれの日について、2時間ごとに発電量が計算されるため、1日あたり12、年間で288の時間断面（スナップショット）が得られることになる。

SWITCHモデルの基本となる前提について、次の項で詳述する。

シナリオにおける自然エネルギーの配分

現在の自然エネルギーの導入量と今後の導入計画についての情報は公表されている⁵²。本研究においては、建設計画が既に承認済みの事業を今後の導入量として考

慮した。導入量の公表データは、都道府県・自治体ごとになっている。しかし、発電のシミュレーションには需給地域（各電力会社⁵³の供給地域）単位の容量が必要であり、システムモデルには変電所単位の容量が必要である。そこで、需給地域単位の容量は、各電力会社管内の都道府県の容量を合計することで算出した。また、変電所単位の容量は、その変電所から給電される自治体の容量を合計することで導き出した。現在および今後の予定も含めた9電力エリアの導入量を合計し、シナリオで定義された変動型自然エネルギー（VRES）電源の総導入量に合わせて増加させた。つまり、2つのシナリオで変動型自然エネルギー電源の容量の配分は一定であり、導入量の規模だけが拡大されている。特定の地域において特定の技術が急速に成長する可能性は考慮されていない。この結果は第3章で示している。

2030年の火力発電の導入量

火力発電の導入量と今後の導入予定についての情報も、各電力会社により公表されている。2030年の火力発電所の大半は現在の電力システムに既に存在しているため、問題となるのは2030年までにどの発電所が廃止され、どの発電所が稼働を続けているかを定めることである。これを定めるために、典型的な発電所の耐用年数が想定されている（表17）。本研究では建設計画が既に承認済みの事業のみを新設火力発電所として考慮している。

新設の石炭火力発電所については、環境アセスメントを経て現在建設中の事業のみを2030年のシナリオに含めている。

原子力発電所については、日本の経済産業省から報告されている数値に沿った2030年の政府目標シナリオ（GovS）を用いた（METI, 2017）。その結果、政府目標シナリオでは原子力発電の導入量は約23 GWとなった。自然エネルギー導入シナリオでは原子力発電は想定されていない。

52 METI, “なっとく！再生可能エネルギー,” 2018. [インターネット]
URL: http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiane/statistics/index.html. [Accessed April 2018].

53 各電力会社とは、東京電力（TEPCO）のような旧一般電気事業者のことで、日本国内の特定の地理的領域で系統を所有し、運用する。電力会社は全部で10社あり、そのうち9社は本土で連系している。

発電所の想定耐用年数 表17

発電の種類	想定耐用年数
石炭	40年間運転後に廃止
天然ガス	40年間運転後に廃止
ガスコージェネレーション	30年間運転後に廃止
水力	新設の水力発電所については40年間運転後に廃止
地熱	40年間運転後に廃止
太陽光、風力、バイオマス	20年間運転後に廃止

REI (2019)

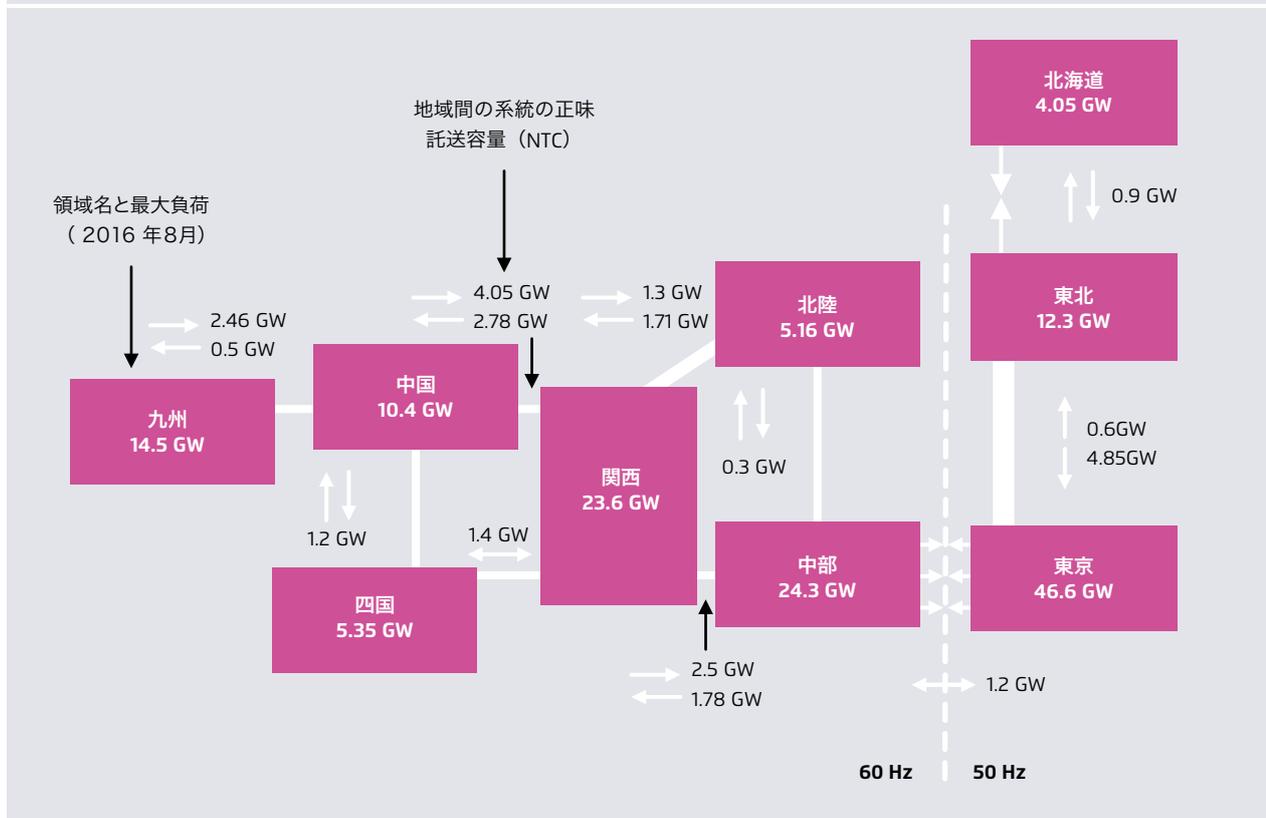
シナリオにおいてどの火力発電所を存続していると仮定するかによって、調査の結果に大きな影響が出る。というのは、それによって火力発電所が系統に与える支援の程度が変わってくるからである。発電の種類（例：原子力、石炭、ガス）と発電所の位置が、慣性と一次応答の規模や時間断面（スナップショット）における供給量の割合に影響を与える。

正味託送容量 (NTC) に関するアプローチと制約

正味託送容量 (NTC) とは、2つの地域の連系線間で融通できる電力の最大容量であり、送電網の状態の技術的不確実性も考慮しつつ、両地域の安全基準に準拠できるように設定されている (ENTSO-E, 2001)。その意味で、NTCは需給モデルの関連入力パラメータとして利用できる。

SWITCHのシミュレーションで想定されるNTCの値

図 25



EGI (2019)

需給シミュレーションでは、NTCは2つの地域間で融通できる電力の最大容量を規制する。その名が示すとおり、NTCは地域間連系の送電線の過負荷を防ぐ重要な制約となっている。2つの地域間のNTCは、OCCTOが組織する委員会での協議により決定され、その絶対値は融通の方向によって異なる場合もある。

SWITCHのシミュレーションで、政府目標シナリオ、自然エネルギー導入シナリオの両方に使用されるNTCは、各電力会社供給地域での2016年8月のピーク需要とともに図25に示されている。NTCは現状の最新の状態を示しており、北海道・東北間の高電圧直流(HVDC)連系線⁵⁴の600 MWから900 MWへの増強

を除いて、今後見込まれている系統の増強は加味されていない。NTCによる制約は、発電に直接影響を与えるため、自然エネルギーが大量導入された際のスナップショットにおいて「発電ベース」の自然エネルギー電源の出力抑制の要因となり得る。この状況が唯一発生したのは、自然エネルギー導入シナリオのスナップショット3で500 MWの出力抑制があった北海道のケースである。

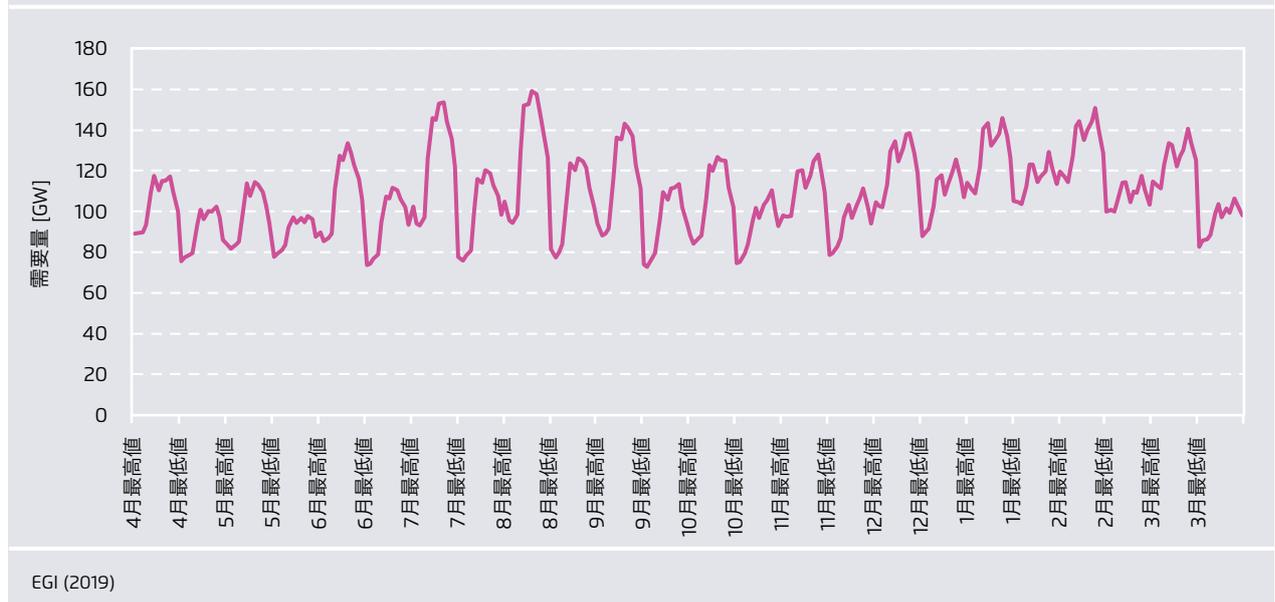
需要に関する想定

需要については、両シナリオにおいて同一であると想定した。エネルギーの効率化や人口の減少が予測されてはいるが、E-モビリティ、家庭用蓄電設備、電気冷暖房の導入により新たな電力需要が生まれるとも考えられる。そのため、本研究では2030年の需要量として、2013/2014年度と同様の値を内容・量ともに修正を加えずに用いた。デマンドレスポンスや負荷遮断のスキームは考慮されていない。各電力会社供給地域で集計された需要を、電気学会(IEE)モデルで適用される分配キーに基づいて系統モデルの変電所に分布した。安全性の評価には需要が極端な状況(最大・最小)が重要である一方、年間を通じたエネルギー評価とランプレートの検査には時間単位の状況が重要である。

54 ENTSO-Eの系統では、高電圧直流連系線(HVDC)は容量の割り当ての際には通常の連系線と同様に扱われる。つまり、連系線でつながる両TSOがNTCについて(年、四半期、月、日単位で)合意する必要がある。系統の安全性が危なくなった場合、TSOはNTCを連系線の導入量より低く設定することでその容量を抑制することができる。本稿の執筆の時点では、ENTSO-E内において高電圧直流連系線を市場連結以外の目的で使用することは一般的ではない。とはいえ、ENTSO-Eの電力のバランスに関するガイドライン(ENTSO-E, 2017)では、(直流・交流を問わず)連系線の容量をバランスのために使用することが原則的に認められている。第4章では、バランスサービスのために広域容量を利用する際に満たすべき条件の概要を示している。一般的には、社会経済的な効率化が証明できればこのような用途は可能である。

SWITCHモデルで使用される需要曲線

図 26



昼間のピーク値が月間で最大・最小となった日を特定し、SWITCHのシミュレーションの基準データとして利用した。図 26 がその需要曲線である。この図では、各月の最小・最大需要日が連続して示されている。1年のうちに絶対的な需要が75 GWから160 GWの間で変動し、8月がピークであることが分かる。

SWITCHモデルに適用される発電ルールと制約

SWITCHモデルには以下の発電ルールが適用されている。

1. 原子力発電所（シナリオに存在する場合）は、優先的に給電することができ、常に100%の出力で稼働する。（これは日本の系統における原子力の給電に関する現在の慣行を反映したものである。）
2. その他の発電所はその変動費（原則的には燃料費）に応じて給電を行う。
3. 変動型自然エネルギーは他のどの技術よりも低い燃料費で給電される。そのため、原子力発電所の次に優先的に給電できる。

SWITCHモデルには付加的な制約が設けられている。これらの制約は、直接的には発電実績に、潜在的には安定性と慣性に影響を与えるものである。

- 各エリアは時間ごとの需要の8%の予備発電容量（上方）を確保しなければならない。つまり、周波数安定化に利用できる一次予備力の量は需要によって変わる。このようなアプローチは、例えば需要の大きさに関わらず一定量の一次予備力が確保される欧州で採用されているものとは異なる。この予備力の規模については、日本の規制や慣習に沿ったものであるにしておくのが賢明である（今後市場ベースのアプローチへ転換する際に変わる可能性もある）。
- 特定のエリアにおいて従来型の発電所から給電が行われる場合は、その発電容量の最低10%の発電が必要である。基準レベルの慣性を確保し、アンシラリーサービスを確実に提供して、系統の安全性を維持しなければならないからである。ただし、この技術的な最低基準が系統の安全性の要件を十分に満たすかどうかの評価は、本研究の対象外である。
- 電力の融通のレベルは正味託送容量（NTC-図24を参照）を上限とする。2つの地域間のNTCはOCCTOが組織する委員会での協議により決定され、その絶対値は融通の方向によって異なる場合もある。

- 高圧交流（HVDC）連系線は、容量全体を電力の融通のために活用できる。（緊急支援のための予備力のような）制限は考慮されていない。⁵⁵
- 火力発電所は、さまざまな柔軟性（ベースロード、中間、断続的、水力発電、蓄電）の度合いによって分類される。つまり、特定の発電の種類におけるランプレートの制限が、最適化の過程で部分的に制約となるということである。例えば、原発は柔軟性のないベースロードと考えられている。

これらの制約を踏まえると、発電量が需要を上回る場合に、最初に発電出力が抑えられるのは火力発電で、次に水力、バイオエネルギーと続き、最後が変動型自然エネルギー電源となる。

これらの発電制約は、従来型発電所の稼働ユニット数と供給量に影響を与える。それがさらに、系統の慣性の大きさと周波数を維持するための一次予備力の量にも影響を及ぼす。また、系統内で十分な周波数支援を確保するために抑制が必要になり得る変動型自然エネルギー発電の量にも影響が出る。

⁵⁵ 東日本と西日本の間のHVDC変換所での600 MWのアンシラリーサービスの支援の際にとられたスナップショットを除く。

付録3： 発電出力と時間断面(スナップショット) についての説明

両シナリオにおける発電出力

政府目標シナリオ

図 27は、政府目標シナリオにおいて(図24に示す)負荷がどのように与えられるかを発電技術別に示している。付録2で示したとおり、288の時間断面(スナップショット)で発電が行われている(各月の需要が最大・最小の2日間についての2時間ごとの需給)。

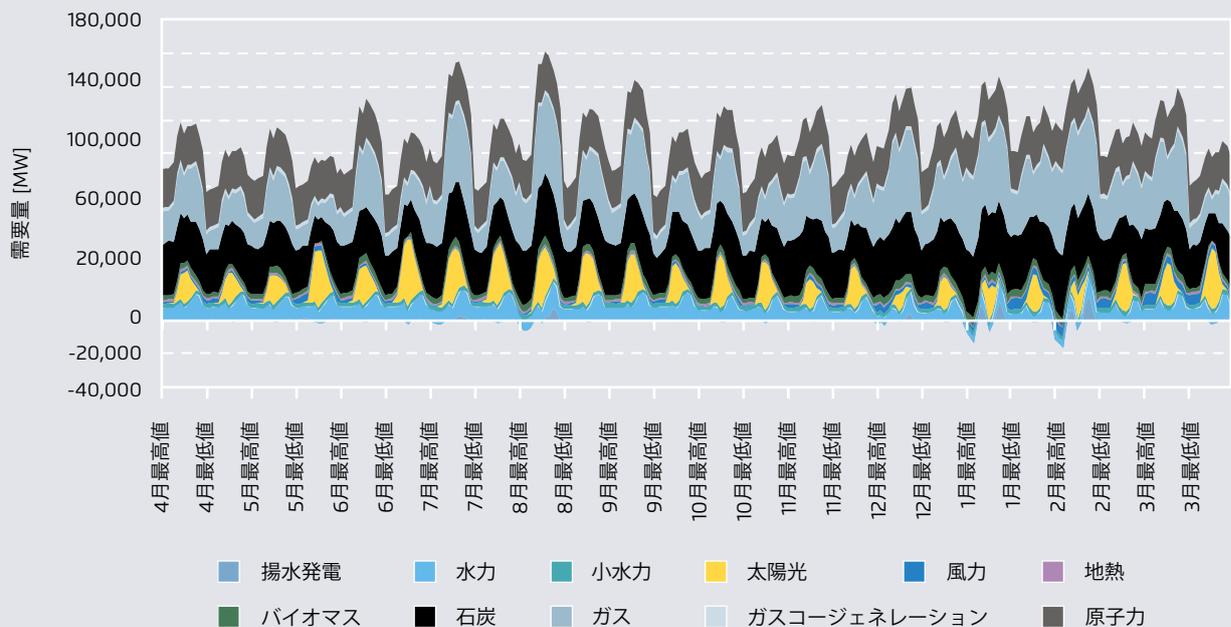
この図から以下の見識が導かれる。

→ 太陽光の供給量は特徴的なパターンを示し、正午頃にピークとなる。太陽光の時間単位の最大供給量は6月の40 GWh/hであり、その時間の需要の3分の1以上を賅っている。

- 風力の供給量は冬期のほうが大きく、ピーク値は3月の午前5時の7 GWh/hである。
- 原子力はベースロードとして稼働(優先給電)し、常に約22 GWh/hを出力している。
- 石炭火力の運転はより柔軟で、瞬間的な出力は14 GW から37 GWの間で変動している。
- ガス火力の運転は更に柔軟で、出力の範囲は8 GW から50 GWである。
- 水力(流水・貯水)の出力は4 GWから16 GWの間で変動している。
- 揚水発電は極めて柔軟性が高く、16 GWの消費(揚水)から14 GWの発電までに対応している。

政府目標シナリオにおける発電出力の概要

図 27



EGI (2019)

政府シナリオにおけるSWITCHモデルの発電結果と実際の政府目標値の年間電源構成の比較 表 18

エネルギー源	SWITCHモデル	政府目標
石炭	28%	26%
ガス	26%	27%
水力	10%	8.8-9.2 %
原子力	21%	20-22%
太陽光	7.1%	7%
風力	1.7%	1.7%
地熱	1%	1.0-1.1%
バイオエネルギー	3.3%	3.7-4.6%
自然エネルギー合計	23%	22-24%

REI (2019)

表 18が示すとおり、このシナリオにおける年間の電源構成は、2030年の政府の公式目標を達成するのに必要な発電量にほぼ対応している。

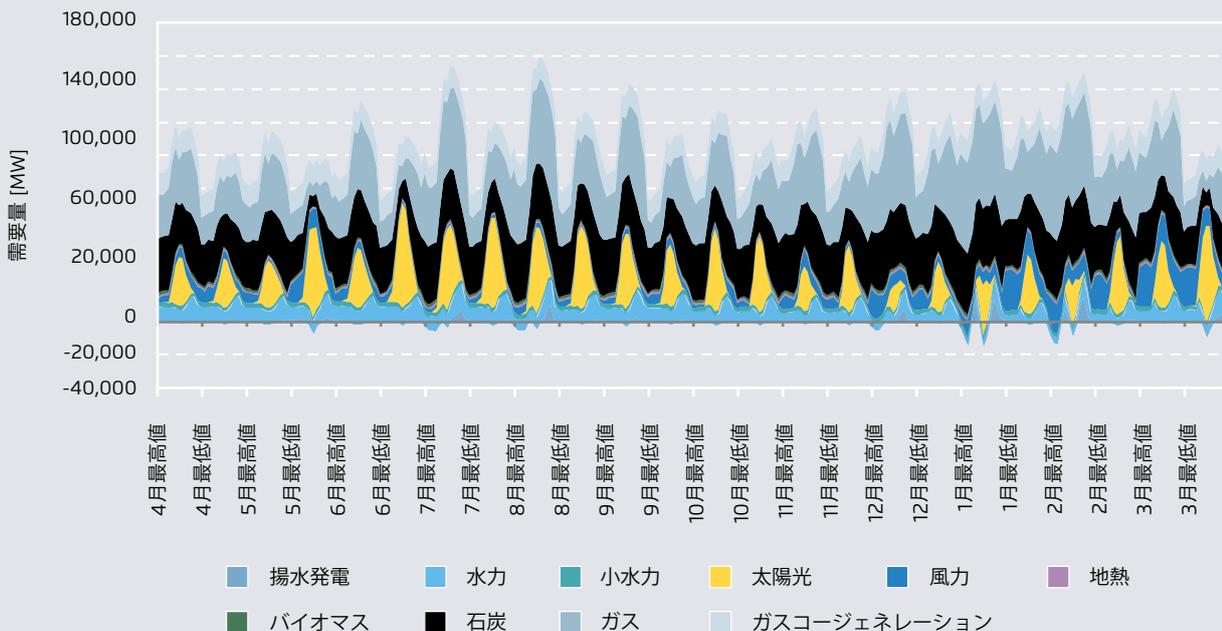
自然エネルギー導入 シナリオ

図 28 は自然エネルギー導入シナリオにおける発電出力を示す。このシナリオと政府目標シナリオの顕著な違いとして、以下の点が挙げられる。

- 自然エネルギーの大量導入による原子力ゼロの達成
- 風力の瞬間最大供給量は3.7倍、ピーク値は26 GWh/h (政府シナリオと同じ時間)
- 太陽光の最大供給量は1.5倍、ピーク値は64 GWh/h (政府シナリオと同じ時間)
- 石炭火力の最小出力は (政府シナリオの14 GWに対して) 6 GWまで縮小
- ガス火力の最大出力は (政府シナリオの50 GWに対して) 55 GWまで拡大

自然エネルギー導入シナリオにおける発電出力の概要

図 28



EGI (2019)

政府目標 vs 自然エネルギー導入シナリオの年間電源構成の比較

表 19

エネルギー源	政府目標シナリオ	自然エネルギー導入シナリオ
石炭	28%	28%
ガス	26%	31%
水力	10%	10%
原子力	21%	-
太陽光	7.1%	11.1%
風力	1.7%	6.2%
地熱	1%	1%
バイオマス	3.3%	1.1%
自然エネルギー合計	23%	30%

REI (2019)

表19は、政府目標シナリオと自然エネルギー導入シナリオにおける各エネルギー源の年間シェアを比較したものである。

時間断面 (スナップショット) についての詳細説明

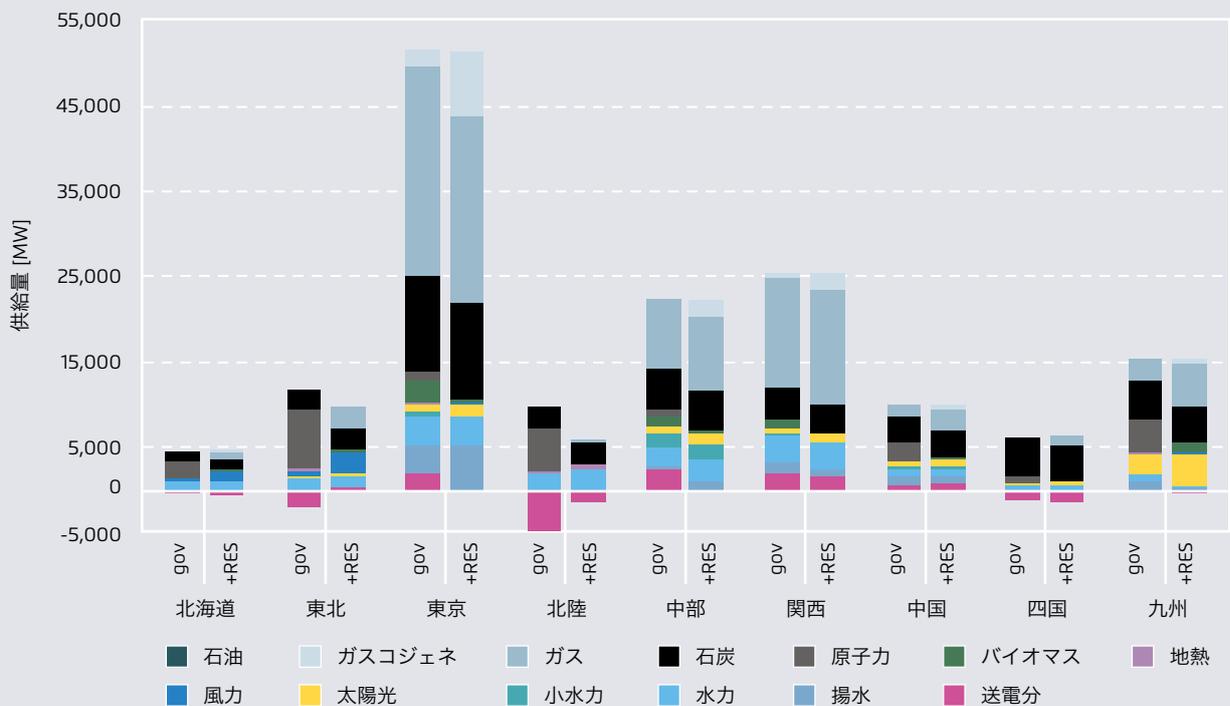
この項では、本研究で分析した多数のスナップショットにおける各地域の需給状況について説明する(すべてのスナップショットのデータは自然エネルギー財団のWebサイトからダウンロードできる)。

スナップショット1: 高需要・低変動型自然エネルギー (VRES)

図29は、スナップショット 1 (高需要・低VRES) における両シナリオの発電状況を各電力会社供給地域ごとに示している。

スナップショット1の供給量

図 29



REI (2019)

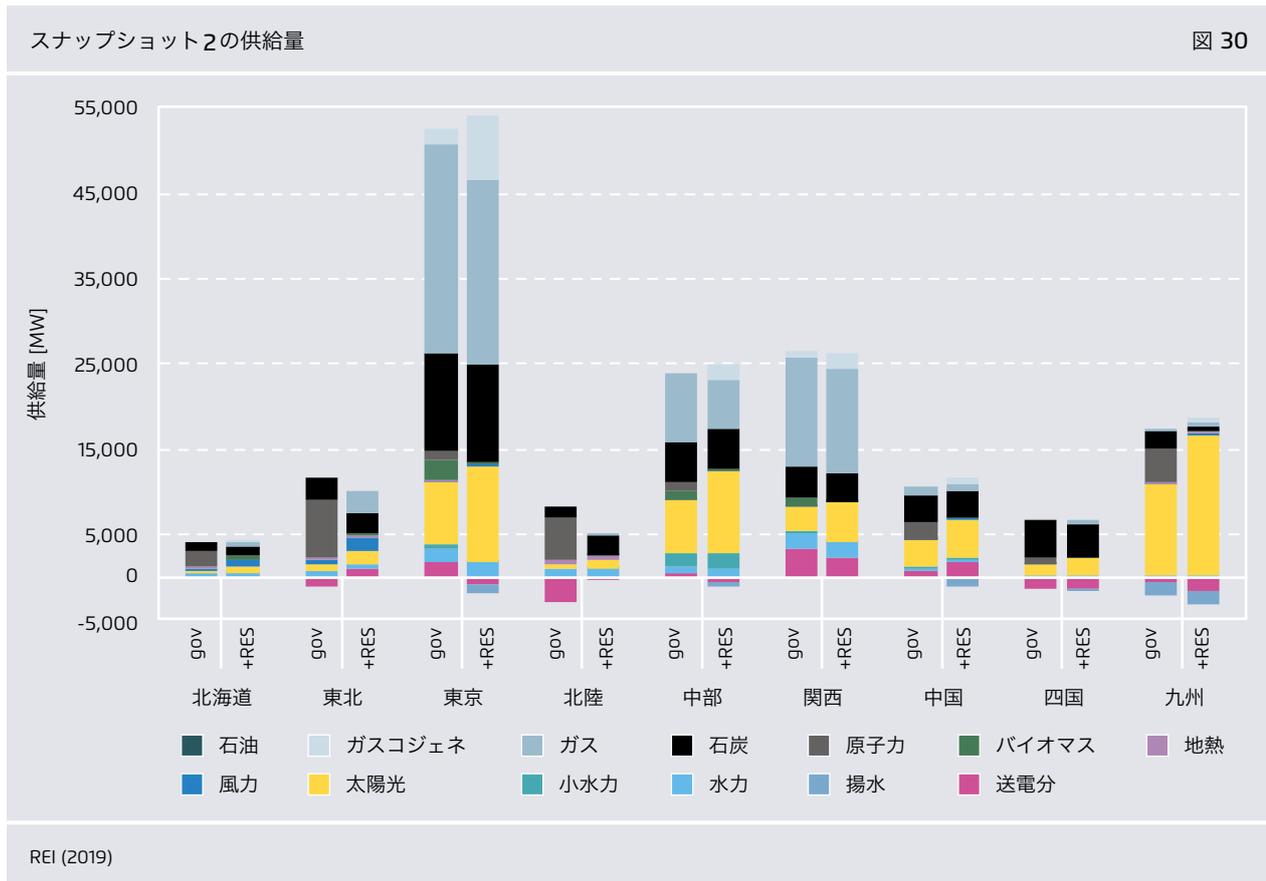
以下の2点に注目できる。

- 送電容量は適度に使用されており、主に北陸と四国からの送電が多い（送電分がマイナスの値になっている）。
- 揚水発電所では発電が行われている。

スナップショット2：高需要・中変動型自然エネルギー（VRES）

図 30 は、スナップショット2（高需要・中VRES）での SWITCHモデルの結果を示している。いくつかの所見を以下に示す。

- VRESのシェア、特に太陽光のシェアが低VRESのスナップショットよりはるかに高い。
- 自然エネルギー導入シナリオでは、揚水発電ユニットで揚水が行われている。
- 送電容量が多く使用される傾向がある。
- 九州でのVRESによる発電は、日本の平均よりはるかに多い。
- 風力によるVRESが重要な役割を果たしているのは、北海道・東北エリア、つまり東日本の電力系統のみである。



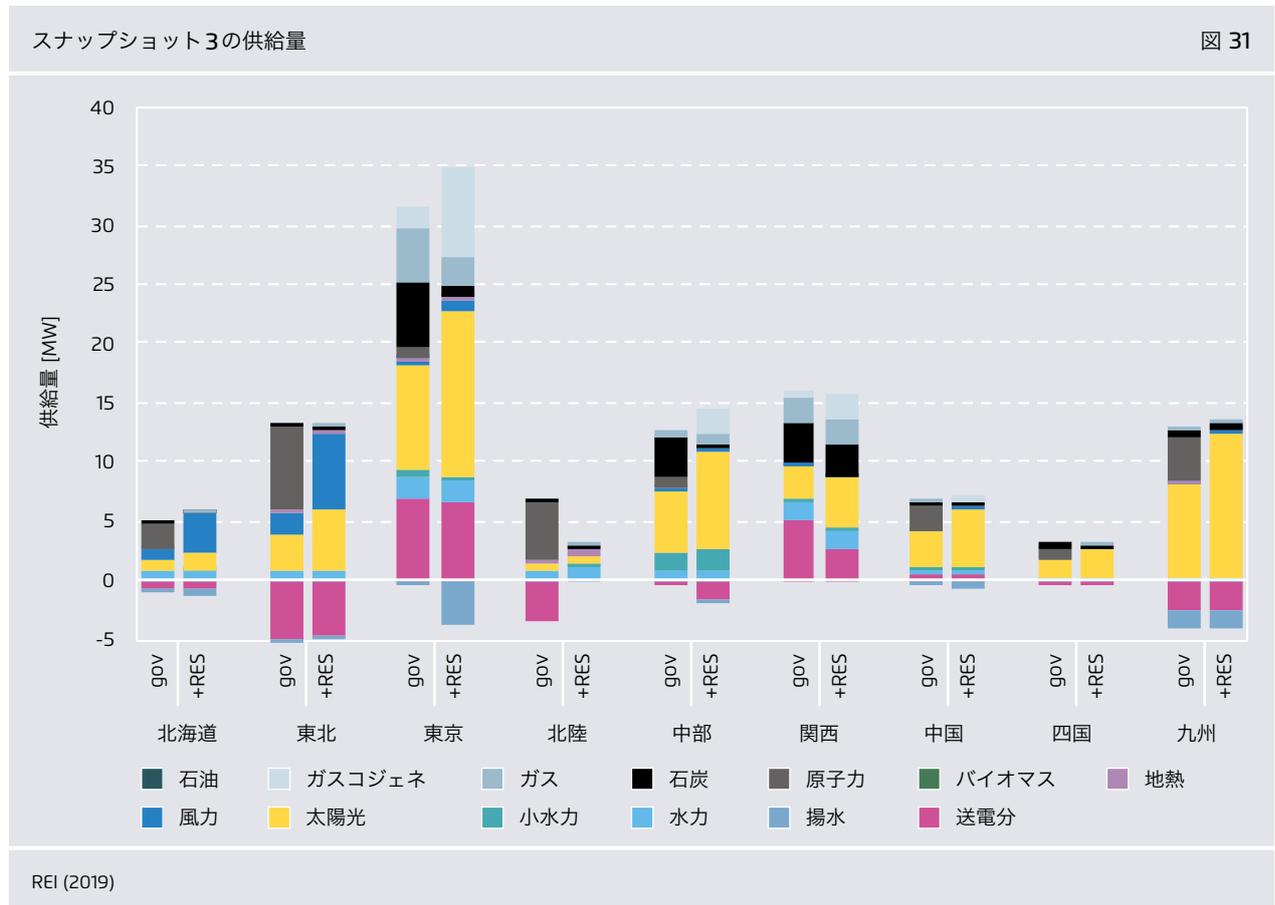
スナップショット3：低需要・高変動型自然エネルギー (VRES)

図31は、スナップショット3 (低需要・高VRES) での発電状況を示している。

以下のような所見が得られる。

- 特に自然エネルギー導入シナリオでは自然エネルギーが大半を占めている。
- 風力発電はほぼ東日本の同期エリア (北海道、東北、東京) のみで行われている。

- 自然エネルギー導入シナリオでは、原発がない分をほぼVRESが代替している。この特徴は、特に九州および東北で顕著に見られる。
- 特に東京管内では、揚水発電所は最大限に揚水を行っている。
- 特に自然エネルギー導入シナリオの九州、四国、北海道、東北の各管内では、VRESのシェアが非常に高い。



付録4： 系統のモデル化に関する仮定

電気学会モデルの概要

本研究のために実施された動態調査は電気学会（IEE）が公開している日本の基幹系統モデルに基づいている⁵⁶。日本の電力系統は、東日本系統（50 Hzエリア）と西日本系統（60 Hzエリア）の2つの系統で構成されている。これらの系統は特性が異なるため、2種類の電力系統モデルが開発された。オリジナルの東日本モデルは107ノード、191ブランチ、オリジナルの西日本モデルは115ノード、129ブランチからなる。これらのモデルでは、すべての従来型の発電所を集約した後、系統ごとに30機の発電機を代表として選んでいる。これらの30機系統モデルは実系統を縮約し、特定できる情報を除いたもので、対応する電圧レベルも500 kV、275 kVのみとなっている。詳細な説明や特性については、以下に示す電気学会のWebサイトのリンクを参照すること。

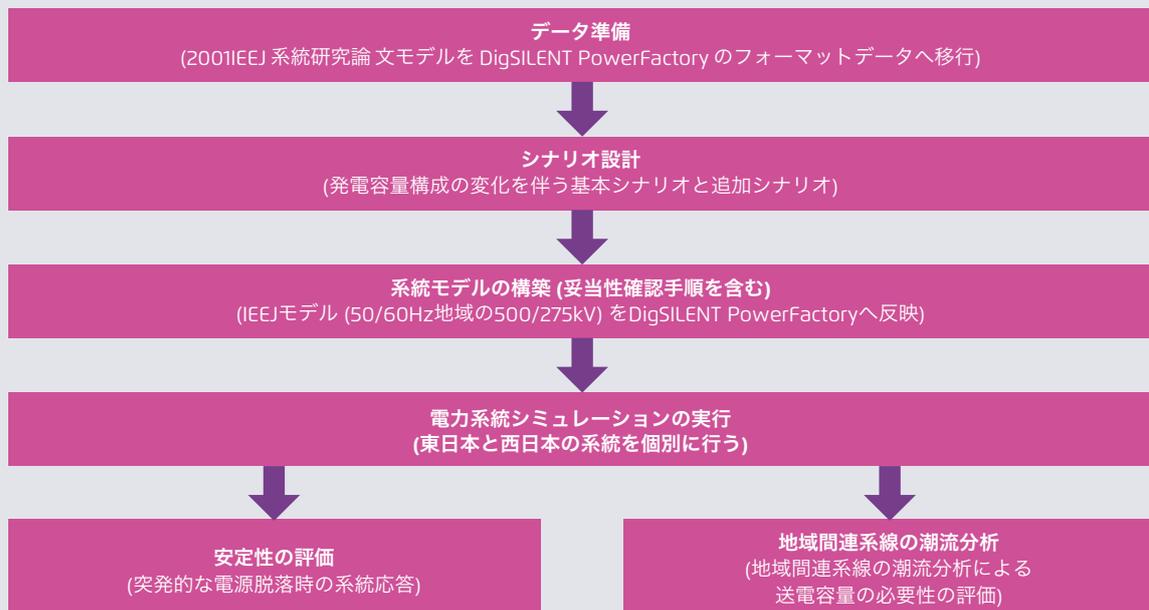
56 オリジナルの電気学会シミュレーション・モデルは公開されており、次のURLからダウンロードできる。http://www.iee.jp/pes/?page_id=141

本章では、この基幹モデル（「論文のモデル」）とそれに使用されるガバナーや自動電圧調整器等の機器をPowerFactoryの系統モデルに組み込み、検証した方法を説明する。電気学会の基幹系統モデルは、系統の安定性を評価し、新たな系統制御技術の系統内への影響を査定することを目的に開発され、最適化されたものである。本研究では、電気学会が提供する大規模の30機モデルが使用されている。

これらのシミュレーション・モデルは、日本の電力系統の動態を実際に非常に近い形で反映した、一般的に合意された標準モデルを技術者に提供することを目的としている。モデルの作成においては、多少の簡略化や妥協が必要だった。これらのモデルから得られる結果の確実性を保証するために、IEEモデルの動態は全般的に実際の系統の動態よりもやや敏感になっている（つまり厳しい条件下での反応がより大きく出る）。これらのモデルは、系統内の特定の地点における事故の調査のために最適化されている。すなわち、モデルにおける系統の応答（および事故後に安定状態に戻る能力）は、事故の起こった地

モデル化とシミュレーション手順の概要

図 32



点によって異なるということである(電気学会, 2018b)。そのため、この分析では複数の事故の地点を分析し、最悪のケースのシナリオを考慮に入れた。

モデル化の方法

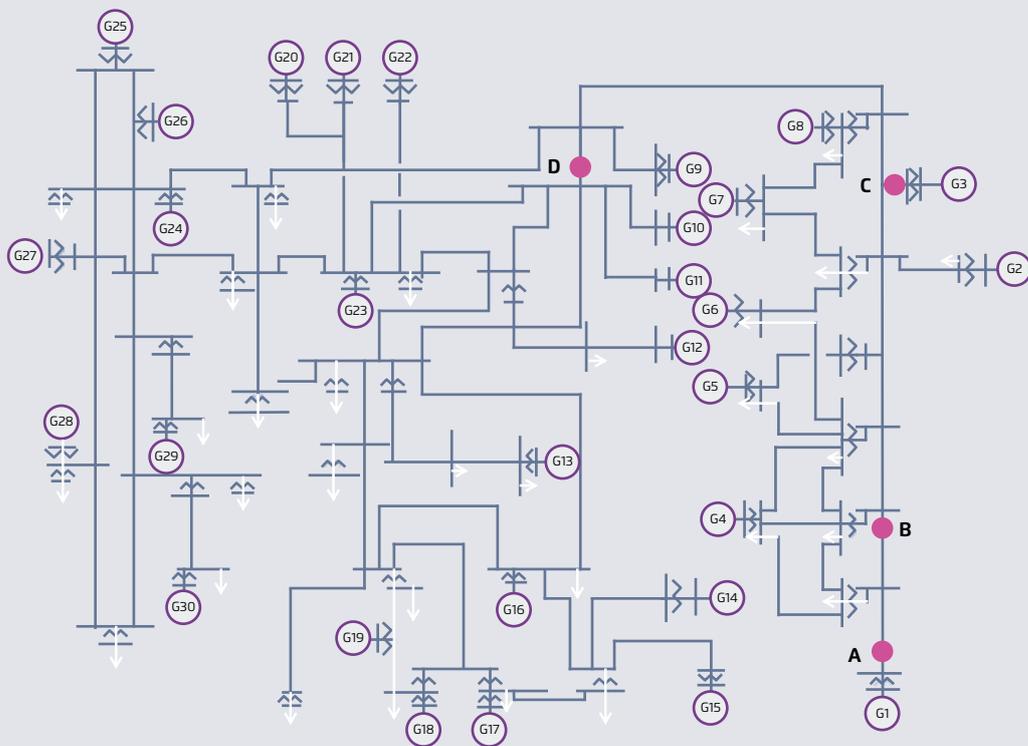
図32は、モデル化とシミュレーションの全体的な手順を示している。

第1段階では、電気学会による2001年研究によるシステムモデル(論文形式で入手可能)の事前処理と、DIgSILENT PowerFactoryのシミュレーション環境への移行が行われた。このシミュレーション環境は、意図された安定性分析の結果を得るのに最適の方法としてここで選択されたものである。この付録では、このデータ準備の手順を個別に説明していく。図33は、電気学会の2001年研究による東日本システムモデルのオリジナルの全体像を示している。

第2段階では、シナリオの策定と発電状況(スナップショット)の選択が行われた。第3段階は、システムモデルのシミュレーションの中心部分である。ここには、移行されたシステムモデルと、参考としたオリジナルの電気学会モデルの整合性を示すために、モデルの評価のプロセスが含まれている。この後、東西システムにおいてさまざまな供給量・負荷の条件のもと、すべてのシナリオについてシステムのシミュレーションが実施された。最後に、周波数安定性分析と潮流分析が行われた。安定性評価は、突発的な電源脱落に対するシステムの応答を示すために実施したもので、それに続いて評価が行われ、重要な結論が導き出された。潮流分析では、自然エネルギー電力供給の状況を変えることにより送電線負荷の拡大に関する一定の傾向が示され、今後のシステム増強の必要性を見極めることができた。

電気学会 東日本30機システムモデルの概要

図 33



電気学会(2001)

システムモデルの設定と評価の方法

定常状態のモデル化

本項では、システムのモデル化について詳しく説明する。電気学会モデルでは、システムの定常状態のパラメータの詳細をY法のフォーマットで示す資料が用意されている。Y法は、日本で広く利用されている電力中央研究所(CRIEPI)の電力系統動性解析プログラムの標準パラメータに基づいている。

このフォーマットでは、送電線、変圧器、発電機、ノードに関するすべてのデータが、基準電力を1000 MWとするp.u.法で示される。システムをDIgSILENT PowerFactoryに組み込むには、p.u.データをSI単位系に変換する必要がある。Y法のデータフォーマットファイルには、システムについてY法データを利用し、解釈する方法が記載されている。

東日本、西日本のすべてのノードの基準電圧は500 kVとされている。システムの基本データを右の表にまとめる。

図34は、定常状態のY法データをPowerFactoryにインポートするのに使用した手順を示したものである。

政府目標 vs 自然エネルギー導入シナリオの年間電源構成の比較

表 20

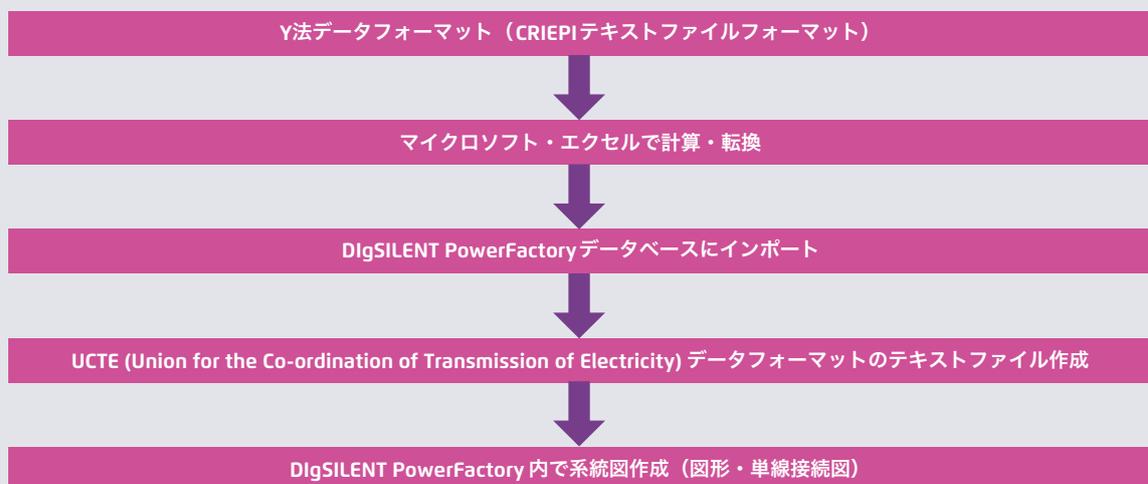
	電気学会東日本系統	電気学会西日本系統
周波数	50	60
S_{base}	1000 MVA	1000 MVA
U_{base}	500 kV	500 kV
ノード数	107	115
ブランチ数	191	129

電気学会 (2001)

UCTEフォーマットを伴う中間手順の後、データはPowerFactoryにインポートされる。データがインポートされると、系統図が作成される。その後、データはシステムの構成要素に割り当てられる。この手順は、東西両システムのモデルに対して実施される。更に、電気学会の2001年の東日本モデルに北海道管内が追加されている。PowerFactoryの系統図の最終版を図35、図36に示す。

定常状態Y法データのPowerFactoryへのインポート手順

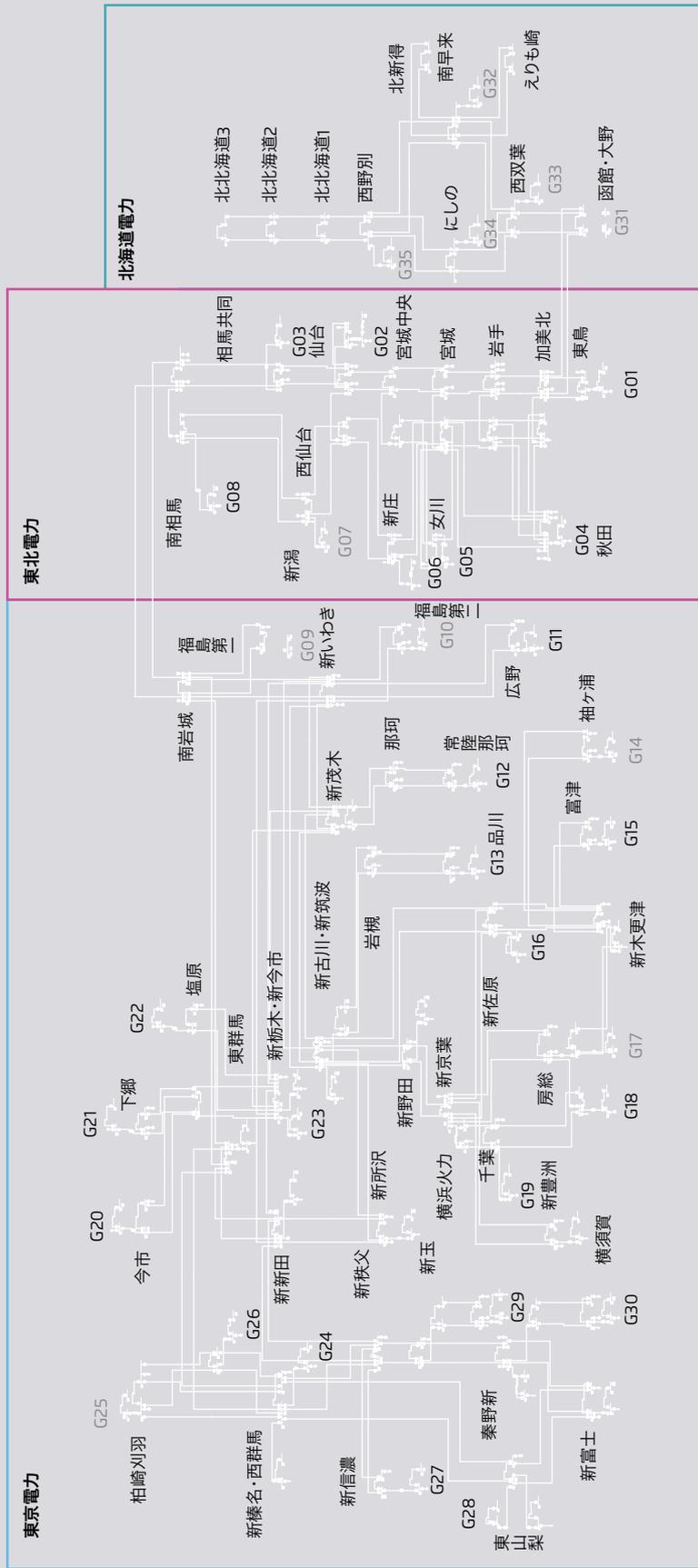
図 34



GridLab (2019)

図 35

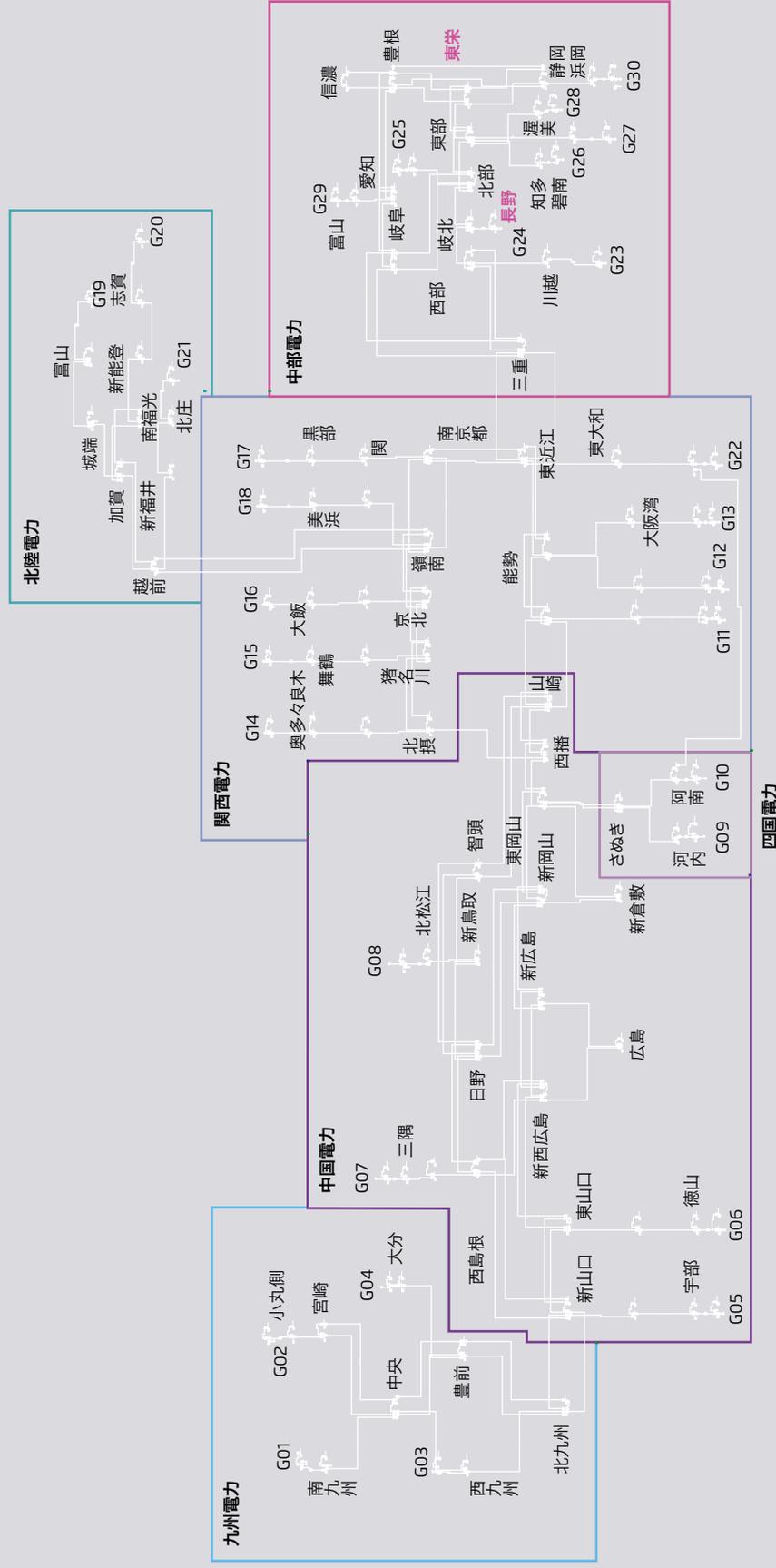
PowerFactoryでの東日本系統（50 Hz 地域）の系統図（最終版）



電気学会 (2001), GridLab (2019), REI (2019)

PowerFactoryでの西日本系統（60 Hz地域）の系統図（最終版）

図 36



電気学会 (2001), GridLab (2019), REI (2019)

動的なシステムのモデルリング

本項では、発電機の自動電圧調整器 (AVR) のモデル化について議論する。

a. 自動電圧調整器 (AVR)

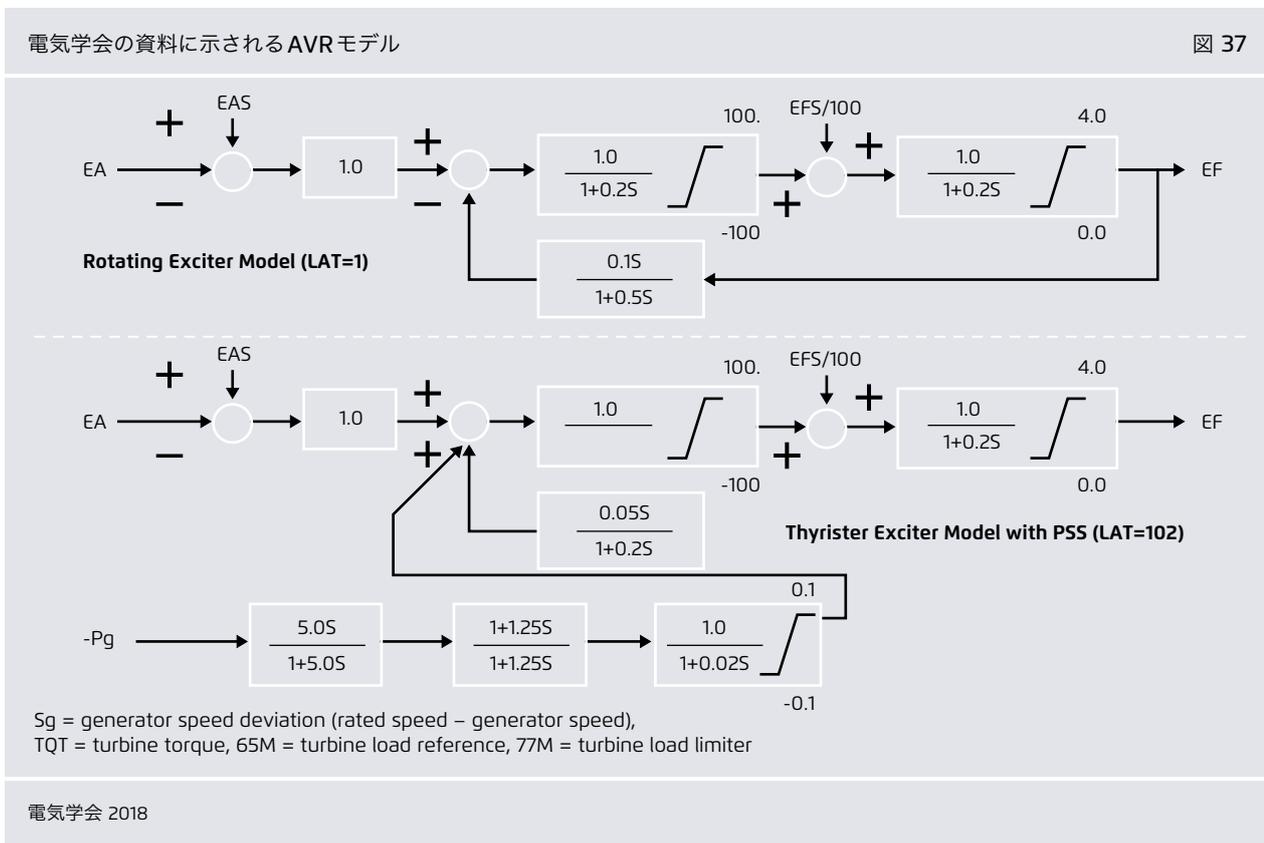
AVRは、負荷やシステムの動作点に変化があった際に、発電機の端子電圧を一定の値に調整するために利用する機器である。端子電圧を参考値と比較することでエラー信号を発生させ、発電機の励磁機界磁電流を調整する。日本のシステムの動作を正確かつ論理的に活かすために、電気学会の資料に示されるAVRモデル (LAT=1) が使用されている。回転形励磁機用モデルとして知られるこのモデルを図37に示す。

b. ガバナー

ガバナーは、発電機の速度を一定に (通常は50 Hzまたは60 Hzに) 保つために使用する機器である。負荷に変化があった際に、タービンの燃料スロットルを開閉することにより、発電機が確実に一定のスピードで回転し続けられるようにしている。火力および原子力発電所では、

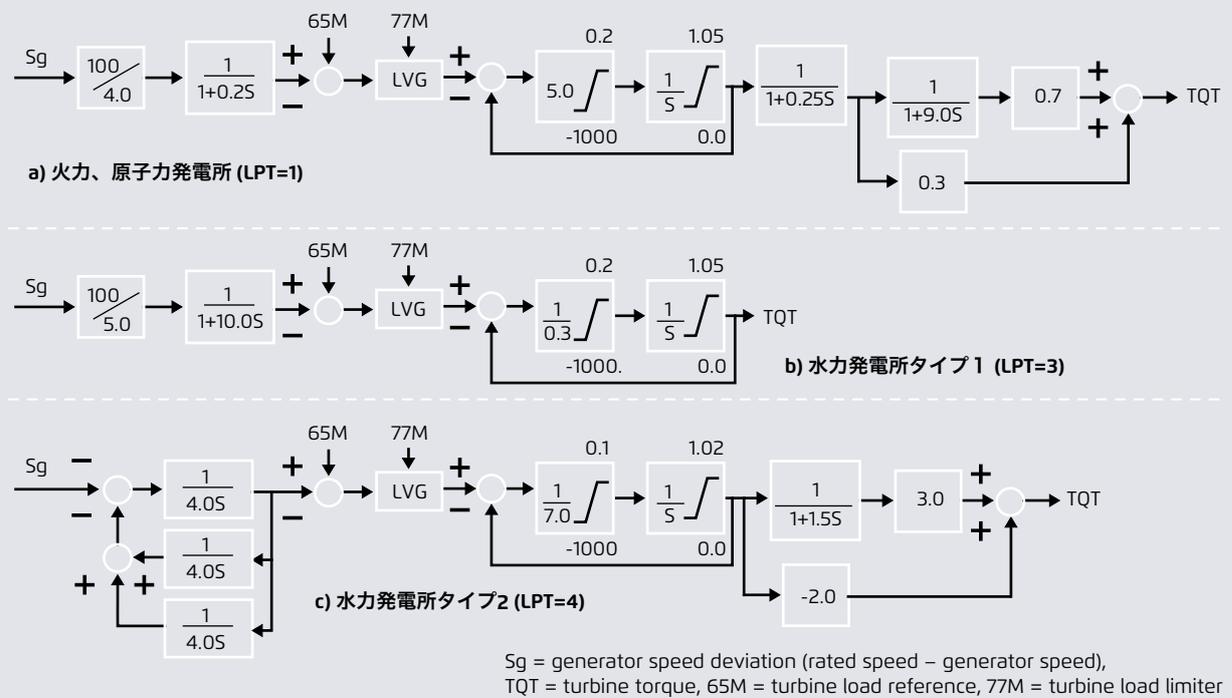
タービンに入る蒸気量を調節する。同様に、水力発電所では、水力タービンのランナーに入る水量を調節する。ガバナーの制御は、一次調整予備力 (瞬動予備力) の発動を担う。日本のシステムの動作を正確かつ論理的に活かすために、電気学会の資料に示されるガバナー系モデル (LPT=1, LPT=3, LPT=4) が使用されている。図38はガバナー系モデルを示す。

ガバナーへの入力信号は回転数偏差である。この数値は発電機の実際の回転数と定格回転数を比較することで算出される。この回転数偏差がトルク信号に変換される。図39では、65Mがガバナーに与えられた負荷の最初の参考値である。ガバナーが100%ではなく90%で動作していた場合、65Mは0.9p.u.に設定される。つまり、ガバナーが0.9p.u.で動作する通常稼働時には、発電機はその指定された出力で動作するということだ。図中の次のブロックのLVG (低バルブゲート) では、ガバナーに制限が設けられる。制限パラメータは77Mに指定されている。このブロックでは、入力値と77Mが比較され、低い方の値が次へ渡される。この仕組みにより、制限を超えるガバ



電気学会の資料に示されるガバナー系モデル

図 38



電気学会 2018

ナーの動作を確実に防いでいる。制限は、例えばシミュレーションの要件に応じて、1.0 p.u.から1.1 p.u.の間に設定することができる。

電気学会モデルによれば、シミュレーション・モデル内の瞬動予備力は導入量の5%から10%に指定されている。日本に特有の状況を考慮すると、原子力発電所は一次調整予備力には利用できない。つまり、ガバナーの制御は原子力発電所に対しては機能しないということである。

調査したシナリオおよびスナップショットではいずれも、事故後の周波数低下を制限するのに十分な瞬動予備力が確保されている。表 21は、すべてのシナリオにおいて一次制御のために発動される電力の値を示している。

発動される一次調整予備力の概要

表 21

	政府目標シナリオ		自然エネルギー導入シナリオ	
	P _{PCR_EAST} [MW]	P _{PCR_WEST} [MW]	P _{PCR_EAST} [MW]	P _{PCR_WEST} [MW]
低RES (S1)	1471	1473	1670	1518
中RES (S2)	1473	1484	1578	1529
高RES、高負荷 (S2b)			1491	1516
高RES、低負荷 (S3)	1446	1466	1492	1489

GridLab (2019)

c. 慣性のパラメータ化

周波数安定性の研究を行うには、系統全体の慣性について説明することが重要である。系統内の特定の時間における慣性の総計は、接続されている発電機の慣性定数と使用されている技術に依存する。具体的に言えば、自然エネルギーとパワーエレクトロニクスに基づく発電機は慣性を持たないため、少なくとも特別な技術改良がない場合は、系統全体の慣性を高めることはない。(Chown et al. 2017, Tielens et al. 2012, DNV Kema, 2013の情報に基づいた) 発電機の種類別の典型的な慣性定数を表22に示す。ここで考慮すべきは、特定の発電の種類における正確な慣性の値は依然として技術的側面や発電所の設備規模に依存するという点である。

発電種類別の慣性定数の値 表22

発電の種類	慣性定数H (MW*s/MVA)
コンバインドサイクル	5
原子力	5
水力	4
石炭	4
ガスコージェネレーション	2
その他	2

Chown et al. (2017), Tielens et al. (2012), DNV Kema (2013)

一部の資料では、慣性時定数 T_a という値も示されている。これは、慣性の値の2倍に等しい(方程式0-1を参照)。

方程式 0-1

$$T_a = 2 * H$$

T_a	慣性時定数 [s]
H	慣性定数[MW*s/MVA]

日本の従来型発電所と負荷についての電気学会系統モデルへのマッピング

2030年の日本の系統をシミュレーションするためには、既存および今後新設される従来型発電所を電気学会モデルにマッピングする必要があった。マッピングの基本参照モデルとして、小宮山ら(東京大学)が開発した最適電源構成(OPGM)モデル(Komiyama, 2016)を使用した。従来型発電所のマッピングの妥当性を確認するために、OPGMのさらなる検証を山ら(自然エネルギー財団)が実施した。

各電力会社と従来型発電所の地理的なマッピングが完了した後、発電機に割り当てられた容量をエクセルシートに入力した。この際、発電機を日本の都道府県名と番号で分類した。⁵⁷

この手順を東西両方のモデルに対して行った。このマッピングの後、電気学会モデルの発電機の総導入量を決定した。更に、この導入量を水力、揚水発電、石炭、コンバインドサイクル、コージェネレーションなどの従来型発電に配分した。その後、最も導入量の多い発電技術に基づいて、各発電機の発電の種類を決めた。⁵⁸

次に、系統安定性の分析のために残りの火力発電ユニットを地理的に割り当てた。その際に使用した原則を以下にまとめる。

- 東西の系統のそれぞれにおいて、各発電機(G1-G30)がもともと表していた発電所/ユニットを調査する(自然エネルギー財団より入手した電気学会の名称一覧および(Komiyama, 2016)の使用、または独自の問い合わせによる)
- 都道府県の情報をマッピングに割り当てる(こちらも自然エネルギー財団より入手した既存発電所の一覧および電気学会の名称一覧の使用による)
- 都道府県の情報と合わせて提供された2030年の燃料種類別の発電容量の概要を検討する

57 2030年の発電容量を各発電機(30機構成)および都道府県に割り当てるプロセスのデータベースは、本報告書と共に入手可能である。

58 従来の容量を2030年の対象期間に適用させた後の新たな発電機の一覧のデータベースは、本報告書と共に入手可能である。

→ 2030年に稼働している発電所の発電機 (G1-G30) にそれぞれ発電容量の値を割り当てる

→ 発電所に占めるシェアの大きさ (混在する場合もある) に応じて発電機の種類を確定し、それをモデルに組み込む (特に後で使用する慣性定数の観点から)

全体の導入量を計算した後、各時間断面 (スナップショット) に応じた実際のディスパッチ量を計算した。この計算には、さまざまなスナップショットのシナリオにおける SWITCHモデルの結果を使用した。SWITCHモデルでの分布は各電力会社供給地域の分布に一致すると想定された。各発電機ユニットの出力量を、各電会社供給地域の総発電量に比例して変更した。この出力量を計算するのに用いた公式は以下のとおりである。

$$P_{\text{gen.new}(G1)} = 671 \text{ MW} * \frac{6,886 \text{ MW}}{11,964 \text{ MW}} = 386 \text{ MW}$$

この計算をすべての発電機に対して実施した。この計算はエクセルで行われた。⁵⁹

スナップショットのシナリオにおける新たな負荷の分配は、自然エネルギー財団より入手した各電力会社の負荷分配データに基づいて行った。発電機に使用されたものと同様の公式を使用して、エクセルで計算を行った。⁶⁰

$$P_{\text{(gen.new)}} = P_{\text{(gen.capacity)}} * \frac{P_{\text{(EPCO.snapshot)}}}{P_{\text{(EPCO.TotalCapacity)}}$$

$P_{\text{(gen.new)}}$ = スナップショットに応じた各発電機単体の有効・無効電力の実際の供給量
 $P_{\text{(gen.capacity)}}$ = SWITCHモデルによる発電マッピングに応じた各発電機の発電容量 (P&Q)
 $P_{\text{(EPCO.snapshot)}}$ = スナップショットのディスパッチに応じた各電力会社の実際の総発電量
 $P_{\text{(EPCO.TotalCapacity)}}$ = SWITCHモデルのデータに応じた各電力会社の総導入量

$$P_{\text{load.new}} = P_{\text{basecase}} * \frac{P_{\text{EPCO new}}}{P_{\text{EPCO basecase}}}$$

$$Q_{\text{load.new}} = P_{\text{basecase}} * \frac{Q_{\text{basecase}}}{P_{\text{EPCO basecase}}}$$

この手順の仕組みをより明確に理解するために、例を挙げて説明する。電気学会の東日本モデルの発電機G1について考えてみよう。G1の発電容量は671 MWとなっている。G1は東北電力の発電機である。SWITCHモデルによると、東北の総導入量は11,964 MWである。自然エネルギー導入シナリオにおける低RESのスナップショットでは、東北管内での実際の発電量は6,886 MWとなっている。これらの値を上記の公式に代入すると、

59 SWITCHモデルの出力データに応じた3つのスナップショットの最終ディスパッチ量のデータベースは、本報告書と共に入手可能である。

60 スナップショットにおける負荷の値の計算のためのデータベースは、本報告書と共に入手可能である。

電気学会のモデルにおける自然エネルギー源の導入

SWITCHモデルから、さまざまなシナリオにおける各都道府県内の自然エネルギー導入量に関するデータが得られる。このデータは、各電力会社供給地域の自然エネルギー導入量をマッピングするのに使用され、基準値として扱われる。電気学会モデルにおける各ノードは、各電力会社供給地域の都道府県を表すものと仮定される。その各ノードには、風力発電所や太陽光発電システムが接続されている。発電設備の発電の量の値を以下の公式を使って計算する。

$$P_{(wind.prefecture)} = P_{(wind.prefecture.base)} * \frac{P_{wind.EPCO new}}{P_{wind.EPCO basecase}}$$

$$P_{(PV.prefecture)} = P_{(PV.prefecture.base)} * \frac{P_{PV.EPCO basecase}}{P_{PV.EPCO basecase}}$$

東西両モデルに対して、上記の計算をExcelで行った。⁶¹

電気学会モデルの検証

PowerFactoryに組み込んだ電気学会の静的・動的モデルを検証するために、電気学会の資料に示された地点で静的な電力潮流と短絡の調査を行った。PowerFactoryの結果を、与えられた電気学会モデルの標準的な結果と比較した。FFRの特徴と機能はオリジナルの電気学会モデルには含まれていないため、本項で説明する検証でも扱われていないことに留意する必要がある。

a. 電気学会による西日本モデルの検証

西日本モデルでは、三相短絡のシミュレーションが行われた。次ページの図39は、PowerFactoryの結果と電気学会の資料を比較したものである。検証のために選ばれたのは、ポイントDの地点である。示されているとおり、発電機の内部位相角、有効電力、送電線有効電力潮流は同等の数値だった。使用したモデルには標準的なモデルと同様の特徴が見られることが確認できた。

⁶¹ 各スナップショットにおける自然エネルギーの分布と特定の供給量の値の計算のためのデータベースは、本報告書と共に入手可能である。

静的電力潮流の結果(西日本モデル: ノード1340)

	電気学会資料	PowerFactory
電圧(p.u.)	1.01	1.006
角度	2.17	2.2
入力電力(MW)	1780	1776.7
出力電力(MW)	1780	1776.4

b. 電気学会による東日本モデルの検証

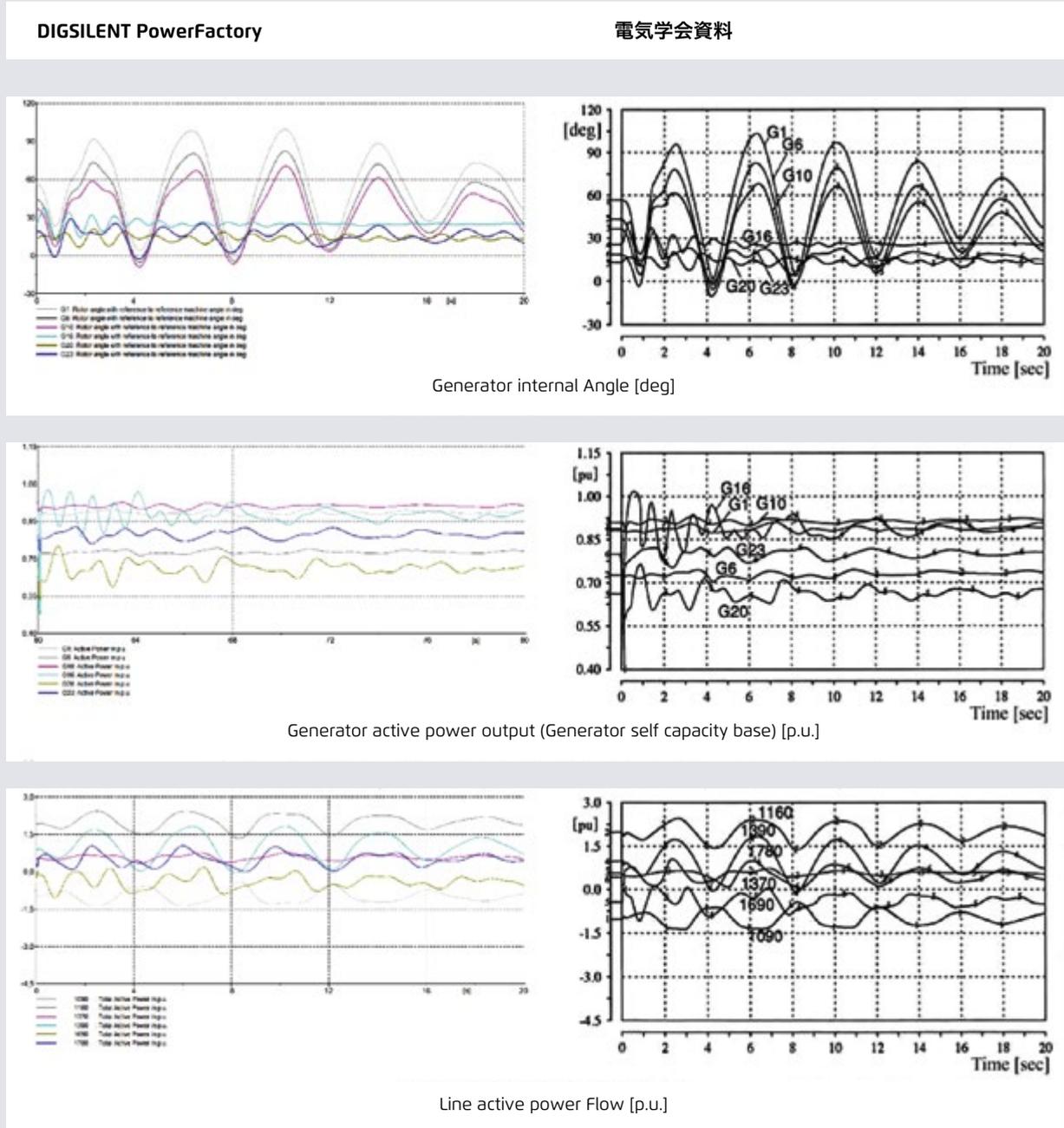
同様に、東日本モデルでも三相短絡のシミュレーションが行われた。下の図は、PowerFactoryの結果と電気学会の資料を比較したものである。検証のために選ばれたのは、ポイントDの地点である。図40にその結果を示す。

静的電力潮流の結果(東日本モデル: ノード2108)

	電気学会資料	PowerFactory
電圧(p.u.)	1.096	1.096
角度	16.1	16
入力電力(MW)	4320	4320.4
出力電力(MW)	4320	4320.2
出力電力(MW)	4320	4320.2

西日本系統の特定の障害地点における回路不良（0.07秒後に復旧）の結果

図 39

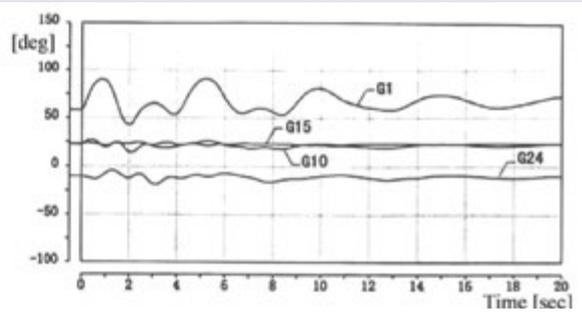
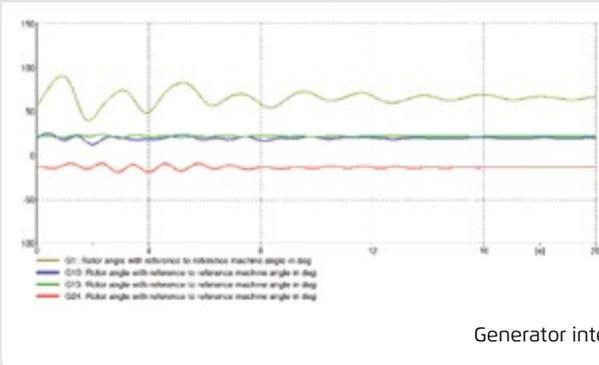


東日本系統の特定の障害地点における回路不良（0.07秒後に復旧）の結果

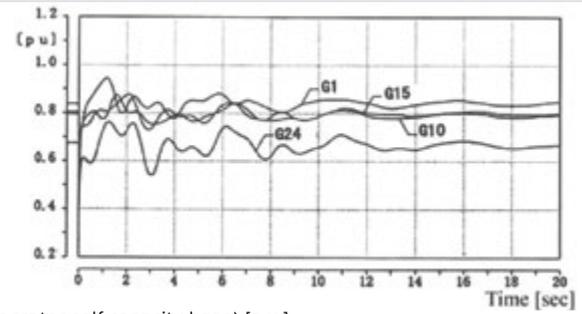
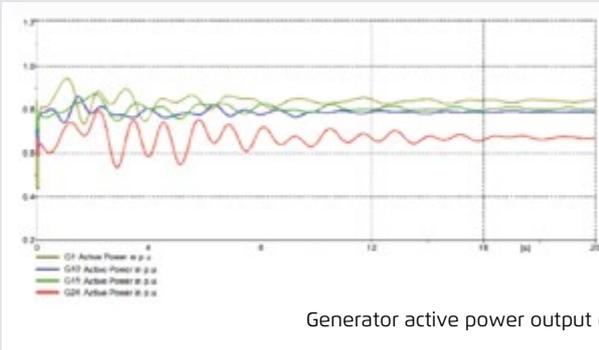
図 40

DIGSILENT PowerFactory

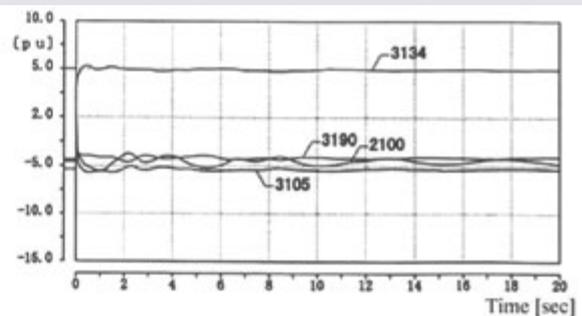
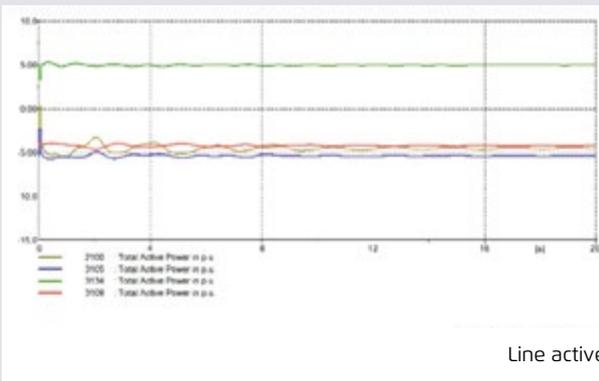
電気学会資料



Generator internal Angle [deg]



Generator active power output (Generator self capacity base) [p.u.]



Line active power Flow [p.u.]

モデル検証の結論として、導かれた送電線有効電力潮流の結果は電気学会モデルの資料が示す状態と完全に一致していることが分かった。さらに、動的なモデル化の結果は、オリジナルの電気学会モデルが示すカーブとの整合性が非常に高かった。したがって、モデルの新しいシミュレーション環境への移行は成功であり、このモデルがさらなるシミュレーションや分析に有効であることも分かった。

動的分析の評価基準

系統安定性を分析する方法では、周波数安定性の問題に重点を置いている。とりわけ重視しているのは、一次応答が作動するまでの時間（約0～5秒以内）の慣性応答である。これは、方程式0-2に従い同期して回転する発電機に固有の性質であり、自主的な反応である。

方程式0-2

$$\frac{2H}{\omega_s} * \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e$$

H = 慣性定数

ω_s = 同期速度

$\frac{d\omega}{dt}$ = (機械) 加速度

P_m = 機械力

P_e = 電力

実施された周波数安定性評価は、基準となる、あるいは参考となる事故に関する時間領域シミュレーションからなる。その目的の一つは、2030年の日本の電力系統において安定性を損なわない範囲で実現可能な、最小の慣性と最大のRES普及率を評価することである。そのため、日本の系統内の特定のノードの位置における系統の周波数応答を評価するために、次のようなさまざまな基準が提案された。

→ 周波数最下底

→ 周波数偏移 (周波数変化率・RoCoF)

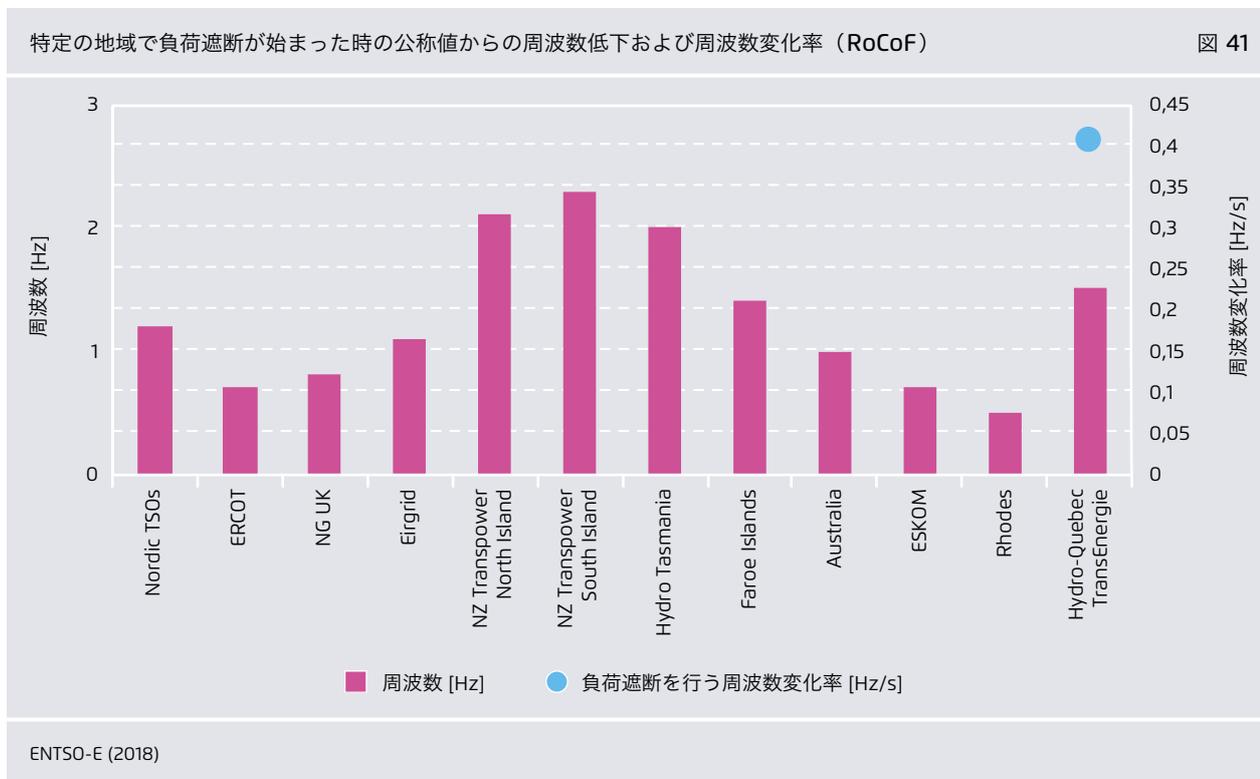
→ 系統の慣性の定義：

方程式0-3

$$H_{sys} = \sum_{i=1}^N S_{ni} H_i$$

S_{ni} = 慣発電機*i*の定格皮相電力[MVA]

H_i = 同タービン発電機*i*の慣性定数
[MW*s/MVA]



日本の送電網においては、0.2 Hz/sの周波数変化率 (RoCoF) が後の分析での臨界閾値であると考えられている。

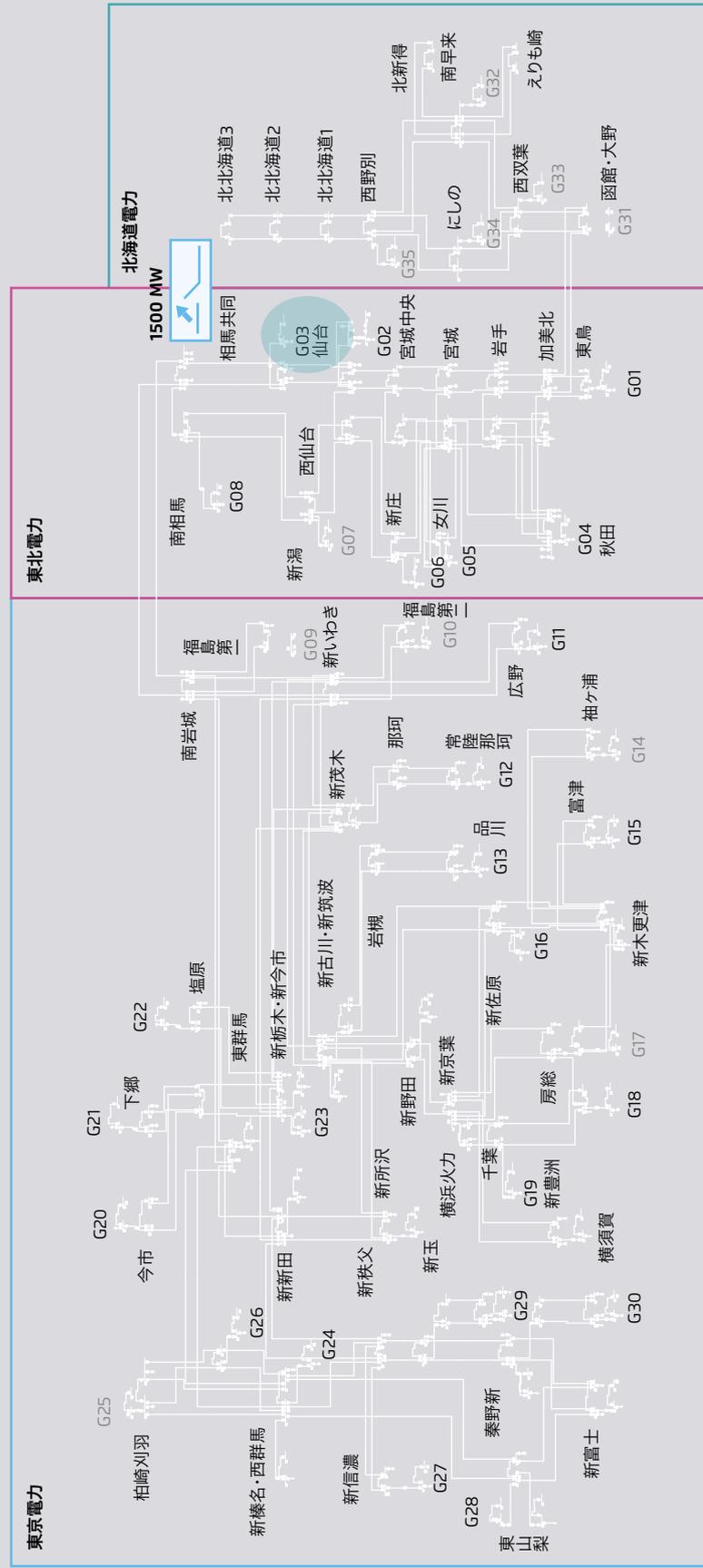
特定の発電機の特徴が周波数応答の状態に与える具体的な影響について理解することが重要である。既に述べたように、事故後の周波数低下の初期勾配 (RoCoF) はシステムの慣性に直接連携する。事故直後5秒以内に生じる慣性のレベルも、周波数最下底の値に大きな影響を与える。(ガバナーの制御機構により自律的に有効になる) 一次調整力を適切な量で発動させることが、周波数の低下を止め、周波数を安定した状態と値に戻す役割を担う。それでも、このときの周波数のレベルは、適用された比例 (P) 制御器のスキームによって、まだ公称値より低くなっている。ここでは、こうした制御器の構造の性質上、適切な動作を確保するために常に偏差の制御が必要である。そこで、周波数最下底 (RoCoFとの組み合わせ) と周波数を安定した状態に戻すために必要な期間の両方に、一次調整力が作用する。第4章の結果の項目で示したとおり、一次調整予備力の発動は事故後20秒以内に始まる。ガバナーの制御に関するより詳細な情報は、本付録の上記の項で述べられている。

実際は、この時点になると、周波数を公称値に戻すための付加的な機構として二次調整機能が発動する。本研究のシミュレーションでは二次調整力は考慮されていないため、突発的な電源脱落后の周波数は、常に公称値よりも低いままになっている。

本研究では、突発的な1.5 GWの電源脱落后で周波数低下が発生した状態を最大の不測の事態と定義している。例として、東北電力管内における突発的な1.5 GWの火力発電の脱落を図42に示す。

PowerFactory で示された東日本系統のモデル（事故の地点を強調表示）

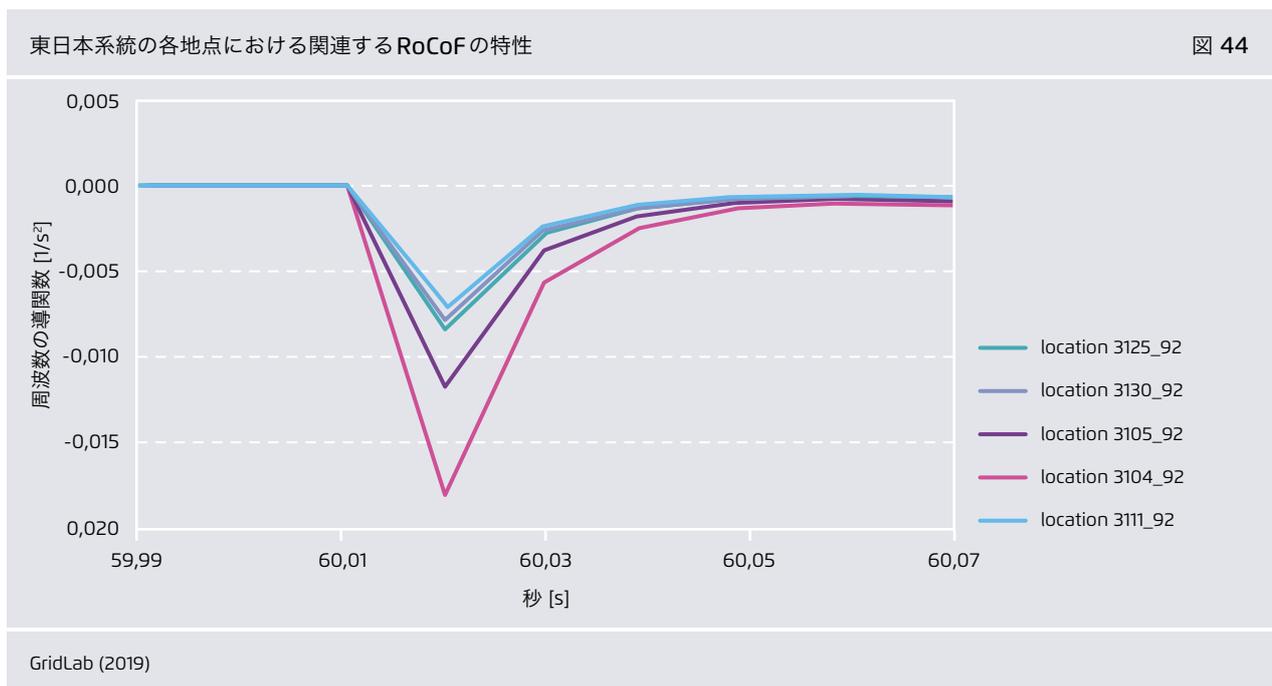
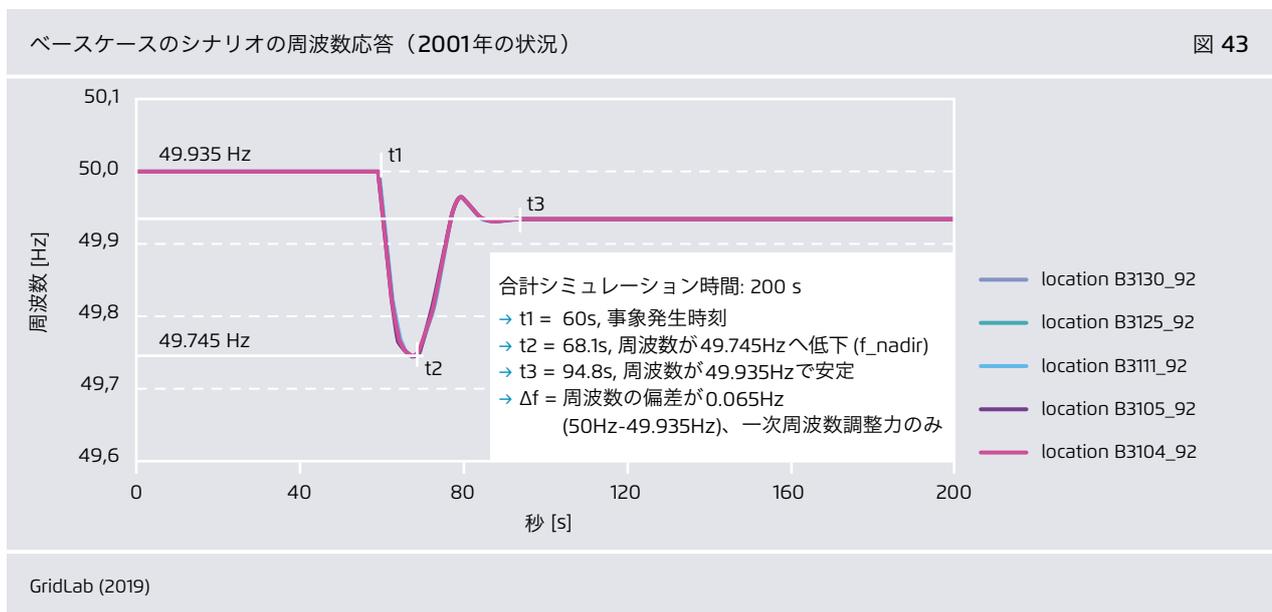
図 42



電気学会 (2001), GridLab (2019), REI (2019)

この例 (図 43) における周波数応答の結果は、オリジナルの2001年のシステムの条件を反映したベースケースのシナリオ (つまり変動型自然エネルギーは統合されていない) として使用された。システム内の一定地点での動的な段階における周波数の正確な動きや状態は、その事故の地点からの距離によって変わる (図 44 参照)。システムの具体

的なRoCoFの値は、計算方法の結果である。この方法には、(方程式0-4による) 方程式のアプローチ、または図を使った計算 (図 45 参照) がある。



方程式0-4

$$\frac{df}{dt} = -\frac{f_{sys}}{2} * \frac{\Delta P}{H_{sys Avail}}$$

f_{sys} = 系統の周波数
 ΔP = 電源脱落
 $H_{sys Avail}$ = 電源脱落后に利用できる系統の慣性

踏まえて、少なくとも時間単位の瞬時断面（スナップショット）ではSWITCHモデルの結果に応じた電力潮流の融通の値が考慮された。これにより、特に以下の電力会社供給地域間の連系線が影響を受ける。

- 北海道 - 東北（東日本系統）
- 関西 - 四国（西日本系統）
- 関西 - 中国（西日本系統）
- 東京 - 中部（東西連系線）

さらに、負荷の分配も変更していない。 選択したスナップショットに応じて、時間単位の需要の値だけを正しく適用して分配した。

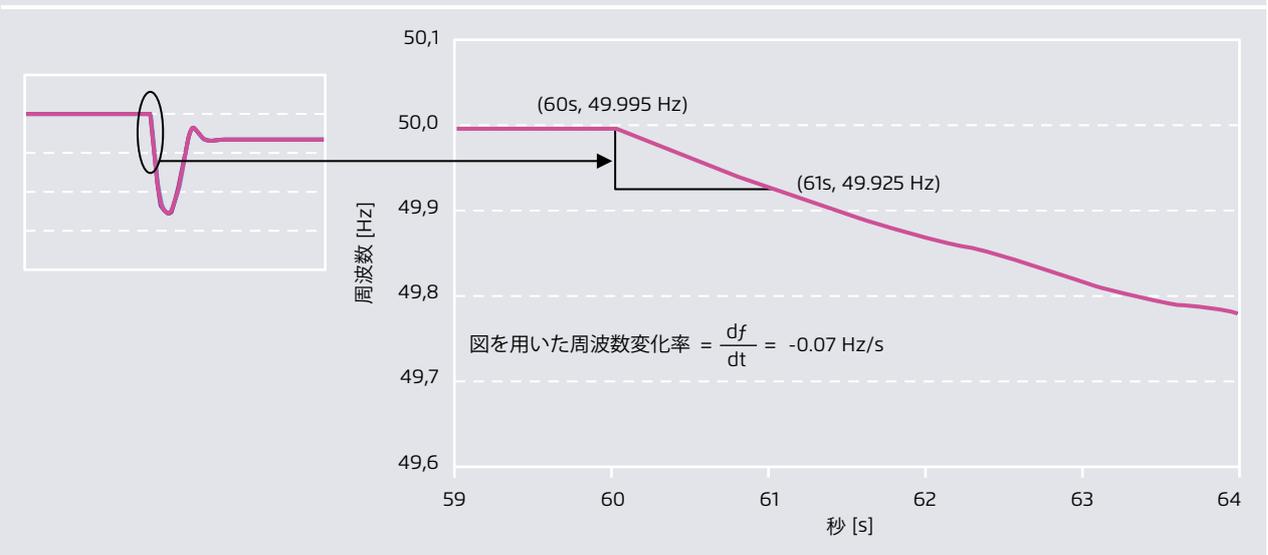
系統トポロジーに関する仮定

本研究では、系統トポロジーを一定のレベル以上に変えることなくどの程度までRESの統合が可能であるかを評価するために、系統トポロジーに関するいくつかの仮説を立てた。オリジナルである2001年の電気学会モデルのデータは、送電網の増強策を系統モデルに適用することもなく、電線の変性を変更することもなくそのまま利用した（例えば回線インピーダンスも変更していない）。オリジナルの電気学会系統モデルのトポロジーでは一部の直流送電線が明確には導入されていないという事実を

電源構成（導入量）の2030年のシナリオへの適用は、(Komiyama, 2016)による提案に基づいた2030年における変動型自然エネルギー電源の地域分布（変電所の選択）を考慮して行った。これに対応する各スナップショットでの風力・太陽光発電の数値的分布も、SWITCHモデルの計算の結果によるものである。この入力情報をもとに、従来型発電の容量を2030年の条件に応じて（都道府県レベルで）調整し、東西の系統の30構成に割り当てた。こうした手順の結果、2030年の構成における無効電力の需要は2001年のモデルと比べて大幅に変化し

図を使用したRoCoFの計算のための周波数応答の拡大図

図 45



GridLab (2019)

た。適切な系統運用を実現するためには、ノードの電圧を維持する合理的な対策（無効電力補償装置）を系統モデルに組み込む必要があった。

本報告書の安定性評価では、「安定運用」という言葉は、使用したモデルに即して「事故発生後に安定した周波数特性に到達できる」という意味で理解しなければならない。これは、結果として生じる運用条件において現実の日本の電力系統全体が「安定」と分類できるかどうかということではない。更に、現実の系統運用に適用される

対策のすべてを考慮することはできなかった。実際、さらなる比較と評価に向けて純粋な周波数応答の結果を得るために、慣性と一次調整機能のみが組み込まれた。追加で行った感度解析では、東日本と西日本を結ぶ直流連系線により提供されるアンシラリー制御機能の影響も調査した。一定の周波数偏差が生じた場合には、系統間の有効電力の投入（東から西またはその逆方向）が直流連系線を経由して自動的に行われる。このような周波数支援は600 MWまで可能である。

付録5： 風力と太陽光による周波数制御サポートのための戦略

風力による周波数制御サポートのための戦略

風力発電機はパワーエレクトロニクスコンバータを介して系統に接続されている。これらのコンバータは系統のパラメータを監視し、系統運用者が規定する系統接続の必要条件（グリッドコード）を確実に順守できるようにしている。全定格のコンバータを設置すると、風力発電機は系統から電氣的に分離される。不測の事態の際に電力系統のパラメータ（周波数、電圧など）に生じた変化は、本質的には風力発電機に伝達されない。これらの系統のパラメータの変化を、制御装置が感知し、利用できるようにしなければならない。そうすれば、制御装置はこうしたパラメータの変化に基づいて風力発電機に反応させることができる。本研究では、風力発電機からのFFR応答を調査した。

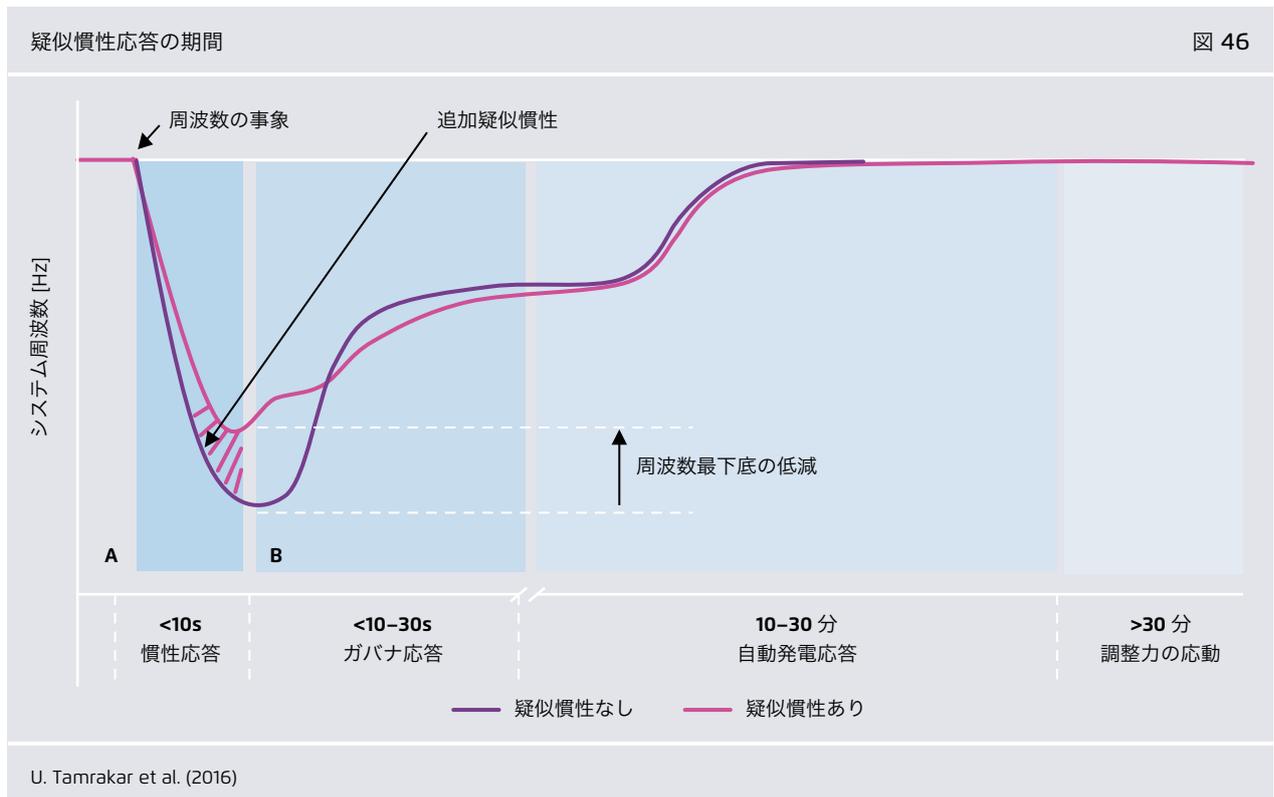
現在、風力発電機からの疑似慣性と高速周波数応答（FFR）を活かすために、広範な研究が実施されている。これらの制御戦略を次の項で簡単に説明する。

a. 疑似慣性

疑似慣性は、基本的には同期発電機の慣性応答の模倣である。疑似慣性は、ユニットの電氣的トルクによる制御された貢献であり、ユニットの端子で測定された周波数変化率に比例するものと定義される(ENTSO-E, 2018)。図46は、疑似慣性応答による周波数支援の様子を示している。

この制御戦略では、図47および図48に示すように、不測の事態には周波数変化率（RoCoF）を計算して、発電機に適切なトルク信号を発信できるようにしている。

図が示すとおり、疑似慣性のモデルリング過程は複雑で、タービンおよびローターの動態に加え、速度制御装置の正確なモデルリングが必要である。これらのシステムのモデル化は本研究の対象外であるため、疑似慣性応答は本研究では周波数制御の供給源として考慮されていない。

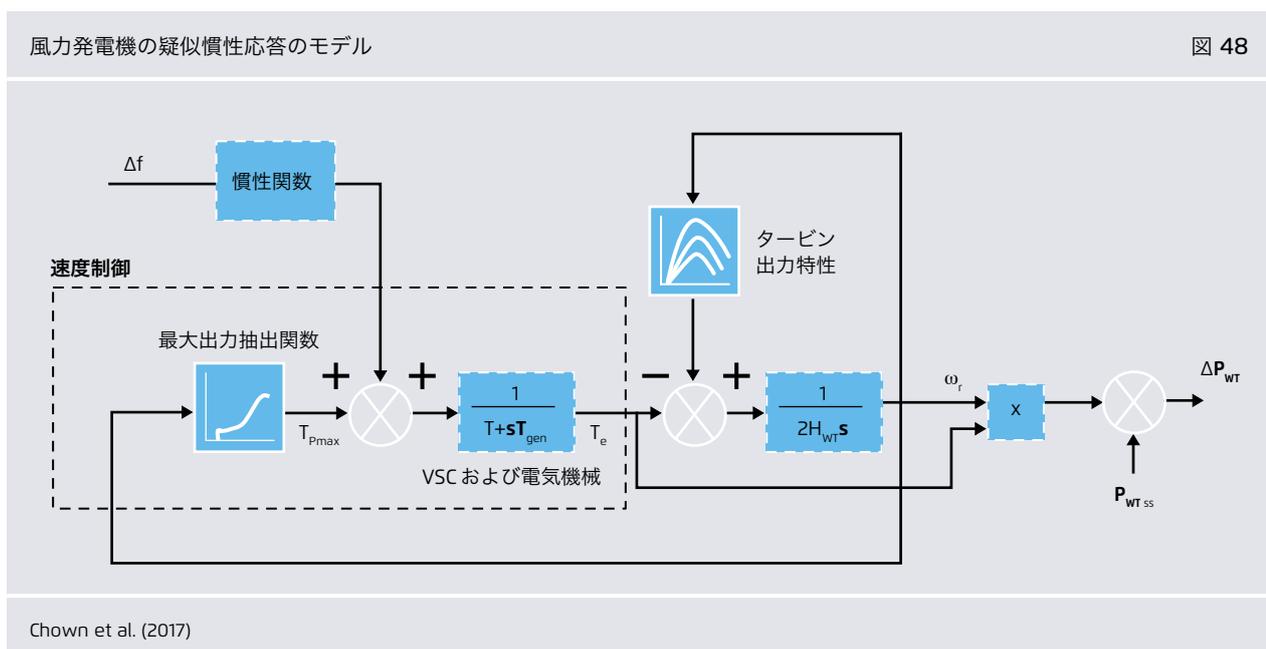
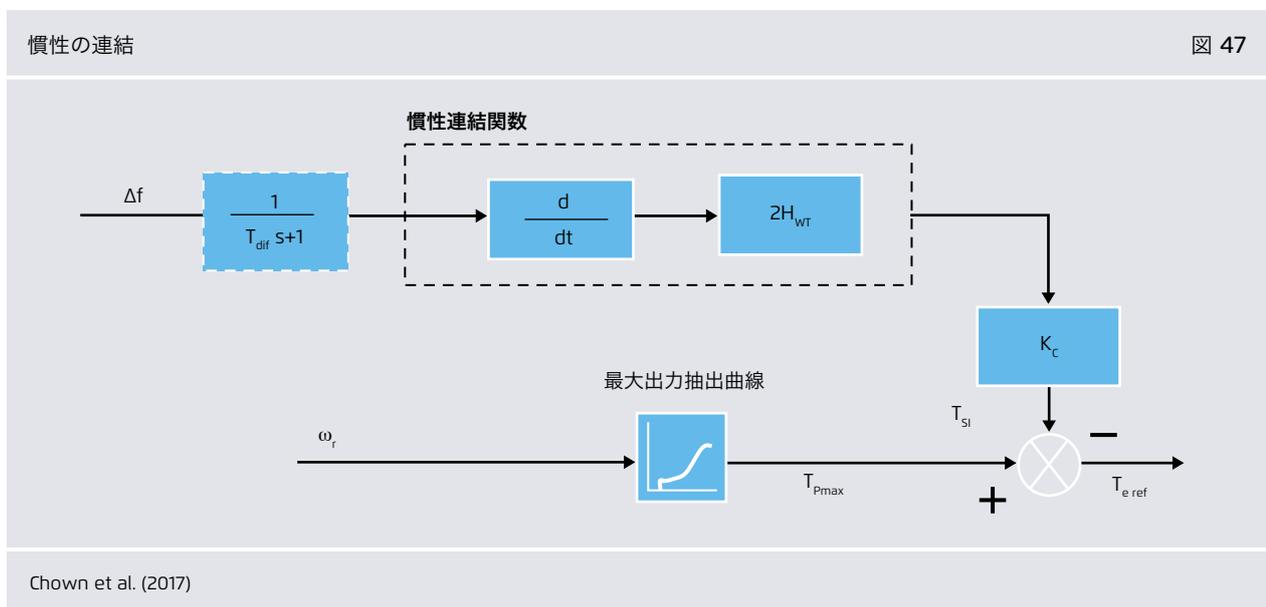


b. 高速周波数予備力 (FFR)

風力発電機の高速周波数予備力 (FFR) は、有効電力の供給量の一次的な上昇からなる。これは、高速な出力変化を行って慣性応答の低下の影響を緩和し、周波数の安定性を維持できるようにする系統のサービスである (ENTSO-E, 2018)。高速周波数予備力のアプローチを図 49 に示す。

このプロセスには5つの段階がある。

- **起動の段階。** 制御装置は常に系統の周波数を監視しており、周波数が一定の不感帯 (通常は20 mHz) を外れると、支援の段階を起動する。
- **支援の段階。** 制御装置が起動すると、新たな有効電力の基準値が風力発電機に送られる。通常、風力発電機は経済的理由から定格出力で動作しているた



め、追加の有効電力には風力発電機の回転質量に蓄えられている運動エネルギーが用いられる。



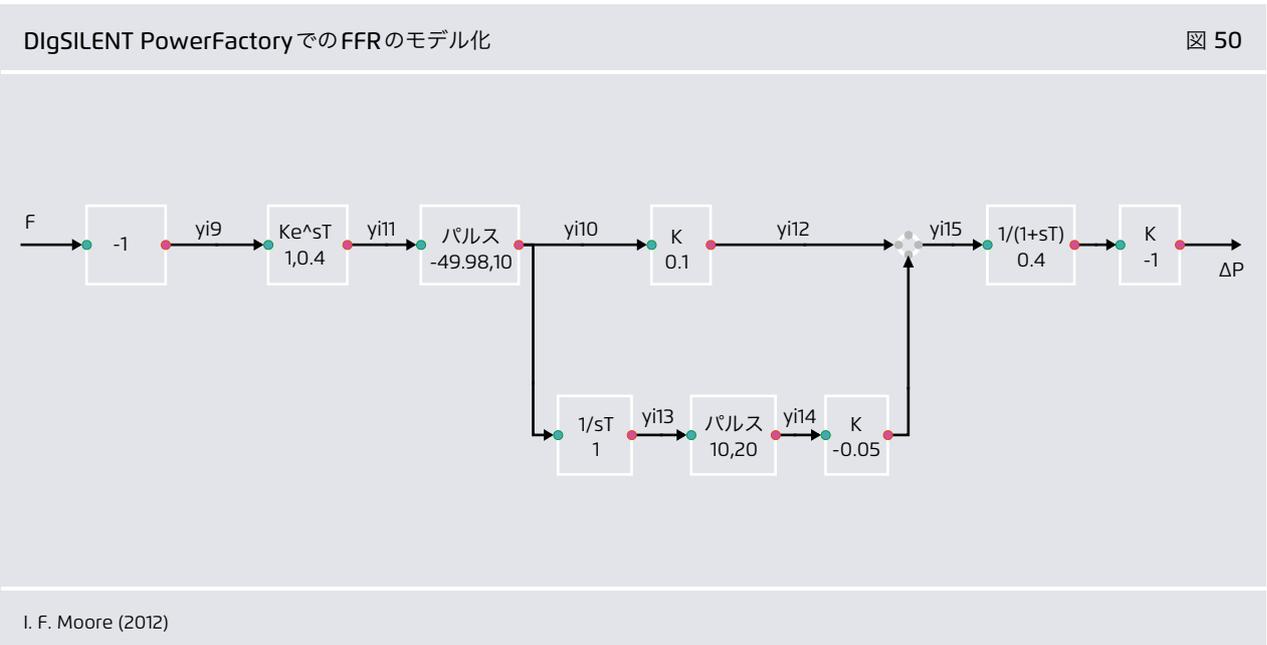
→ **移行の段階**。電力が風力発電機の運動エネルギーから引き出されるため、発電機が速度が低下する。速度が一定限度以下になると、発電機が停止し電力が完全に失われる場合がある。そのため、発電機を定格速度に戻す必要がある。そこで、この段階では制御装置が適切なタイミングを決めて支援の段階から回復の段階へと移行する。

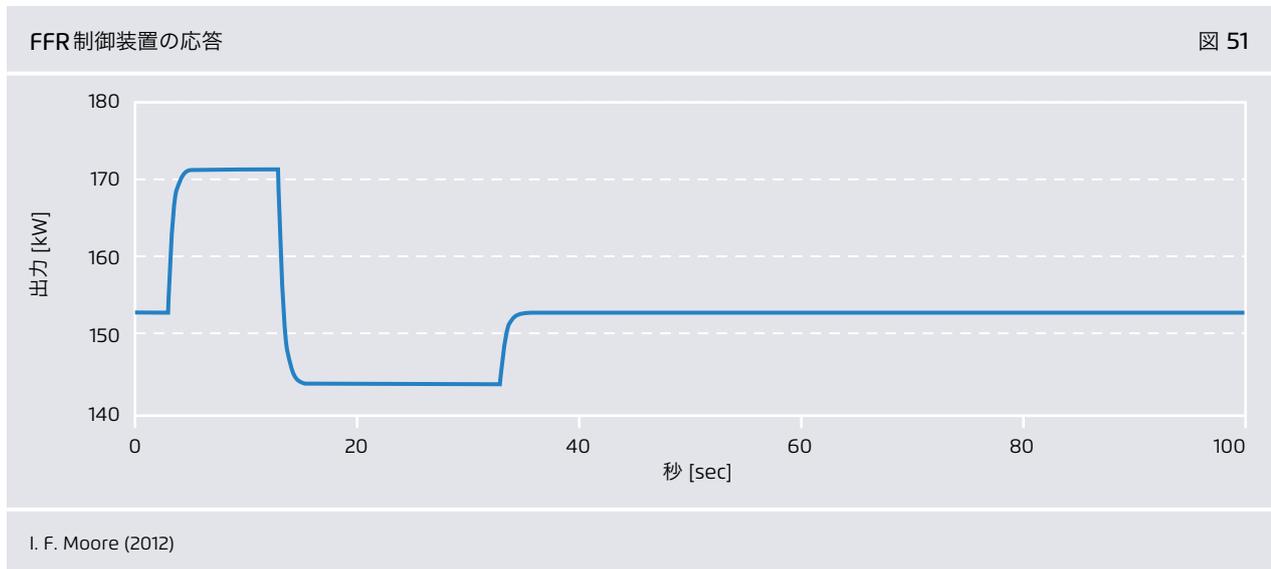
→ **回復の段階**。この段階では、風力発電機のローターの速度が元の速さに戻る。この回復を達成するために、有効電力の基準値が定格出力より低い値に下げられる。これにより、発電機が追加の運動エネルギーを得て、速度を障害前の値に戻すことができるようになる。

→ **再接続の段階**。公称速度を達成し次第、風力発電機は定格出力の運転点に戻る。

図50は、PowerFactoryに組み込まれた風力発電機のFFRスキームである。このスキームには、測定遅延が追加で実装されている。これは、不測の事態の際に系統内の高速周波数誤差を補うためのものである。

この制御装置には、風力発電機から必要なFFRを獲得するためにさまざまパラメータが設定されている。周波数不感帯は20 mHzに設定されている。支援の段階で増加する有効電力は、運転点の10%分で10秒間続く。同様に、回復の段階で減少する有効電力は、運転点の5%分で20秒間続く。図51は、モデル化されたFFRの応答を示している。





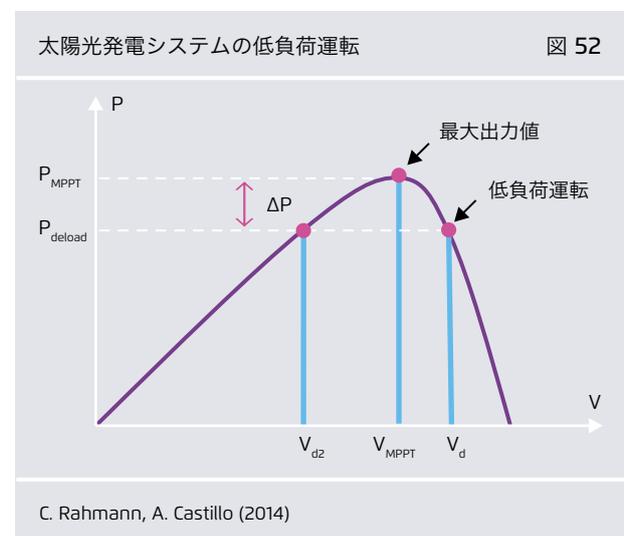
太陽光発電システムからの高速周波数制御サポートのための戦略

太陽光発電に固有の特性は、直流電力を発電することである。太陽光発電システムを交流の系統に接続するには、コンバータを使用して直流から交流に変換する。これらの太陽光発電機は、コンバータとともに静止系となるため、従来型発電のように回転質量を持つことはない。系統における太陽光発電の普及率が高まると、系統内の慣性予備力が低下する可能性がある。こうなると、不測の事態の際には周波数最下底の大幅な低下とRoCoF値の上昇が起こり得る。

高速周波数応答のための制御戦略は、従来型同期発電機のガバナーの動作と似ている。この仕組みをガバナーのドループ特性という。有効電力の変化は、周波数不感帯からの偏差に比例する(G. Lammert et al., 2016)。コンバータのパワーエレクトロニクス的高速制御機能により、有効電力の変化の期間は慣性応答に類似している。電源脱落の際には、太陽光発電システムは周波数低下を制御するために出力を上昇させなければならない。この追加の有効電力を得るために、FFRに関わる太陽光発電システムは低負荷の状態で作動する。そこで太陽光発電システムは、図52に示されるようにMPPT点ではなく低負荷点で作動する。

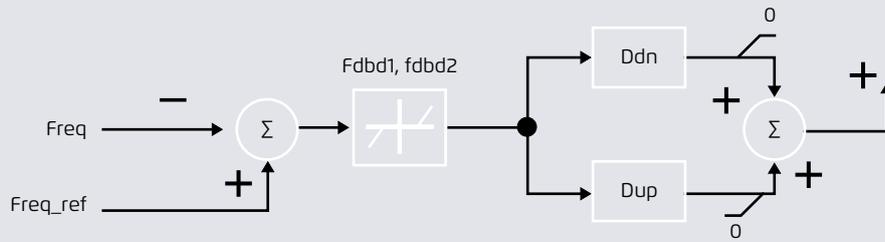
シミュレーションのために、カッセル大学が開発したWECCモデルを使用した (Rahmann, 2014)。太陽光発

電システム内の物理的プロセスは、今回の調査の主題に関係がないためここでは考慮されていない。シミュレーション (PowerFactory) における太陽光発電システムの定格出力は、それぞれの自然エネルギー導入シナリオでの太陽光発電システムの出力に合ったMPPTの運転点に対応している。太陽光発電からのFFRをシミュレーションするため、FFRに加わっている太陽光発電システムの有効電力の運転点は下げられている。出力の均衡を保つために、これらの太陽光発電システムの出力は20%まで下げられる。追加に必要な電力は、近くの火力発電所へ再給電される。図53は、太陽光発電のFFRに使用され



WECCモデルにおける周波数制御装置

図 53



G. Lammert et al. (2016)

る周波数制御装置を示したものである。不感帯の範囲を越える周波数の偏差が起こると、それに比例する有効電力の基準値が生じる。

低下パラメータ (Dup) は400に、周波数不感帯は ±0,0004 p.u.に設定されている。

付録6： 参照

- Chown GA., Wright J., van Heerden R. and Coker M. (2017).** System inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) with increasing nonsynchronous renewable energy penetration
- DEA (2004).** Wind turbines connected to grids with voltages, <http://www.wt-certification.dk/Common/WindTurbinesConnectedtoGridswithVoltageabove100kV.pdf>
- DNV KEMA Energy & Sustainability (2013).** RoCoF: An independent analysis on the ability of Generators to ride through Rate of Change of Frequency values up to 2Hz/s.
- Eirgrid.** WFPS Frequency Response Test Procedure
- Elkraft/Eltra (2004).** Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV, <http://www.wt-certification.dk/Common/WindTurbinesConnectedtoGridswithVoltageabove100kV.pdf>
- ENTSO-E (2001).** Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/entsoe_transferCapacityDefinitions.pdf
- ENTSO-E (2014).** Incidents Classification Scale Methodology
- ENTSO-E (2017).** Guideline on Electricity Balancing. https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/
- ENTSO-E (2018).** Future System Inertia 2, ENTSO-E Report <https://docs.entsoe.eu/id/dataset/nordic-report-future-system-inertia/resource/6efce80b-2d87-48c0-b1fe-41b70f2e54e4>
- FEPC (2018).** Electricity Statistics Information. Retrieved August 2018, from <http://www5.fepec.or.jp/tok-bin-eng/kensaku.cgi>
- Fingrid (2018).** FCR-N Prices Finland, https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves_and_balancing/reserve-market-information/frequency-controlled-disturbance-reserve/
- German TSOs (2018).** Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz
- Hydro-Québec.** Technical Requirements for the connection of generation facilities to the Hydro-Quebec Transmission system
- IEE Japan (2018).** Japanese Power System Models. Retrieved March 2018, from http://www.iee.jp/pes/?page_id=141
- IEE Japan (2018 b):** Description of Bulk Power System Models. http://www.iee.jp/pes/?page_id=1052, 2nd September 2018
- Japan Meteorological Agency (気象庁).** 各種データ・資料 (Data and Material). Retrieved April 2018, from <http://www.jma.go.jp/jma/menu/menureport.html>
- Komiyama, Ryoich (2016).** Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nation-wide power grid
- Komiyama, R., & Fujii, Y. (2018).** National electric power grid model of Japan. IEW2018 (The 37th Edition of International Energy Workshop) 4G-Integration of VRE IV, Chalmers Conference Center.

G. Lammert, L. D. P. Ospina, P. Pourbeik,

D. Fetzer, M. Braun (2016). "Implementation and Validation of WECC Generic Photovoltaic System Models in DigSILENT PowerFactory", IEEE paper, DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741608.

METI (2015). 長期エネルギー需給見通し and Demand Outlook. http://www.meti.go.jp/english/press/2015/0716_01.html

METI (2017). 2030年エネルギーミックス実現のための対策 ～原子力・火力・化石燃料・熱～ http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/023/pdf/023_005.pdf

METI (2018). なっとく!再生可能エネルギー。 Retrieved April 2018, from http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html

METI (2018b). エネルギー基本計画 Retrieved from http://www.meti.go.jp/english/press/2018/pdf/0703_002c.pdf

I. F. Moore (2012). "Inertial Response from Wind Turbines", Ph.D. thesis, Cardiff University, UK, 2012. Seitenumbruch vorletzte Seite nie löschen

NREL (2014). Western Wind and Solar Integration Study Phase 3 – Frequency Response and Transient Stability: Executive Summary

OCCTO. (2016). 周波数制御に対応したマージン及びその他のマージンについて。

M. Persson (2017). Frequency Response by Wind Farms in Power Systems with High Wind Power Penetration, Ph.D. thesis, Department of Electrical Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden, 2017.

C. Rahmann, A. Castillo (2014). Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions, Journal, Energies 2014, 7, 6306–6322; doi:10.3390/en7106306.

REI (2015). 日本のエネルギー転換戦略の提案－豊かで安全な日本へ－ https://www.renewable-ei.org/images/pdf/20150218/JREF_Energy_Transition.pdf

REI (2018). 2017年度の発電量内訳 更新日: 2018年12月10日 <https://www.renewable-ei.org/statistics/electricity/>

Shinichi Imai, T. Y. (2004). UFLS program to ensure stable island operation. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. New York.

Statista. (2018). Share of renewable energy in Japanese electricity production from fiscal year 2010 to 2016. Retrieved from <https://www.statista.com/statistics/745908/japan-share-of-renewables-in-electricity-production/>

Sugiyama, T., Komiyama, R., & Fujii, Y. (2016). 全国の電力基幹システムを考慮した最適電源構成モデルの開発と太陽光・風力発電大量導入に関する分析。電気学会論文誌。B、136(12)、864–875.

U. Tamrakar; D. Shrestha; M. Maharjan; B. Bhattarai; T. Hansen; R. Tonkoski (2017). Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions, Paper, Applied Science, app7070654, June 2017

TEPCO (2018). 過去の電力使用実績データのダウンロード。 Retrieved August 2018, from <http://www.tepco.co.jp/en/forecast/html/download-e.html>

Pieter Tielens, Dirk Van Hertem (2012). Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables

TSOs (2018). Germany Grid Development Plan Germany. <https://www.netzentwicklungsplan.de/en/front>

Tsujii, Y., Tsuji, T., Oyama, T., Nakachi, Y., & Chand Verma, S. (2016). 再生可能エネルギー増加時における需給制御の影響把握。電気学会論文誌. B、136(1), 33-43.

Wakeyama, T. (2016). Impact of increasing share of renewables on the Japanese power system – model based analysis. 15th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. Vienna: Energynautics.

Wakeyama, T. (2017). Evaluating the impacts of priority dispatch rule on RE curtailment in Japan. 16th International Wind Integration Workshop. Berlin.

Yuji Yamashita, R. S. (2018). Kyushu Electric mulls cutback on solar power. Asahi Shinbun

**アゴラ・エナギーヴェンデと自然エネルギー財団は、
ドイツと日本をはじめとする世界各国のエネルギー転換にどのように貢献しているのでしょうか？**

ドイツのアゴラ・エナギーヴェンデは、エネルギー政策に関わるステークホルダーとの対話を中心とするシンクタンク、政策研究所です。ドイツ、ヨーロッパ、そして世界中のエネルギー転換を成功させるために、科学的な根拠に基づいた、政策的に可能なアプローチを行うことを旨としています。公共政策・市民組織・企業・学術関係者と協働し、エネルギー転換とその課題や政策取り組みについて、共通理解を築くことを目的としています。

公益財団法人 自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として2011年8月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会を構築することを目的として活動しています。自然エネルギー政策についての調査研究や提言、企業・自治体・消費者団体などのネットワークづくり、国内外の最新情報の紹介等を行っています。

アゴラ・エナギーヴェンデと自然エネルギー財団は、ドイツと日本のエネルギー転換に関する専門知識や情報交換の促進を図るため、2016年に連携を開始しました。



アゴラ・エナギーヴェンデ (Agora Energiewende)

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Germany
TEL: +49 (0)30 700 14 35-000
FAX: +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.org
info@agora-energiewende.de



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0003 東京都港区西新橋1-13-1
DLX ビルディング 8F
TEL: 03-6866-1020
FAX: 03-6866-1021
www.renewable-ei.org
info@renewable-ei.org