

変動性再エネ大量導入が運用容量等に与える影響について

2024年10月10日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- 日本では、変動性再エネの設備導入量は着実に増加傾向にあり、2033年度には太陽光・風力発電の設備量は120GW（2023年度の約1.5倍）まで拡大する見通し、またその後も2050年カーボンニュートラル（再エネ主力電源化）に向けた更なる拡大が予想されている。
- このような背景の中、第1回本作業会（2024年7月19日）においては、**将来の変動性再エネ大量導入が運用容量等へ与える影響について、多数のご意見をいただいた。**
- これらのご意見については、本作業会で検討を進める**将来の運用容量等の在り方を大きく変える（新たな考え方を追加する）**ことに繋がり得る可能性があることから、第2回本作業会（2024年8月29日）で今後整理していく旨をお示したところ。
- 今回、将来の変動性再エネ大量導入による影響について、本作業会でいただいたご意見および「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委）」での議論状況なども踏まえ、網羅的に把握したうえで、**本作業会で扱う論点について整理したため、ご議論いただきたい。**

第1回本作業会（2024年7月19日）（資料3～5）作業会の設置や進め方等について

(辻メンバー)

- 今後の課題を考える上で、説明いただいた状況変化というところ、どのタイミングでどのくらい先まで、見込んで考えているかも大事なところと考えており、**再生可能エネルギーの大量導入という話が進んでいく中で、いつぐらいの年度を想定するかによって、見えてくる課題も、技術的な課題が違ってくることも多々ある**かと理解している。直流設備が入ってきたり、色々な系統の状況変化もあるので、手を広げ過ぎても、上手くまとまらないこともあると考えているが、どれくらい先まで考えて論点を議論していくか、上手く考えながら進めていきたい。
⇒第2回本作業会において、2030年頃をターゲットとする旨を事務局よりご回答（本資料P8に反映）

(河辺メンバー)

- フリンジというのは、基本的にガバナフリーとLFCの容量として、それによる潮流変動に対して確保されている形で書かれているかと考えている。それは現行の考え方で、**今後、再生可能エネルギーが入ってきて、負荷の予測外れに加えて再生可能エネルギー出力の予測外れが入ってきた時に、フリンジってというのは、例えばもっと長周期のEDC領域での潮流変化に対しても、確保していく必要があるのかどうか**が気になっている。
⇒No.1-2-1, No.1-2-2

(伊佐治メンバー)

- **負荷特性の話もあったが、実態を把握するように調査も始めており**、少し時間はかかるが、そういった状況も踏まえながら、改めて過去を見つめなおし、必要な手立てを行うことは重要と認識している。
⇒No.4-1-1 ⇒No.5-4-3
- **カーボンニュートラルの実現に向けては、更に再生可能エネルギー比率が高まってくるのは、自明のことと考え、そうなると同期電源の割合が低下してくることで、従来の運用では対応できない可能性もある**と考えている。

第1回本作業会（2024年7月19日）（資料6）運用容量等に関する基本的事項について

(伊佐治メンバー)

- 系統がだんだん弱くなっていることを考えると、どちらかというと運用容量が厳しくなってくる方に動いてしまわないかと懸念しているが、**厳しくなるから終わりではなく、他に何か対策をしてそれを支える**ことも含めて、事務局、一般送配電事業者と連携しながら、技術的な検討をして個別的な論点、議論する際に必要な説明をしていきたい。
⇒No.3-3-1 ⇒No.4-1-1 ⇒No.5-4-1

(辻メンバー)

- 同期安定性に関しては、もう一点定かではない部分もあるが、例えば今、中西系統で相差角を広域的に見て、制限を超えないよ
うにとの説明をいただいたが、**再生可能エネルギーの普及が進んできて、慣性力が下がってくる領域になってくると、相差角に加
えて、地域間で持っている慣性力の大きさが少し不揃いになった時に慣性力が弱くなる傾向もある**と、大学の研究を通じて認識し
ている。ケースバイケースであるが言いたいのは、**今後の状況の変化によって、相差角以外にも、色々安定性に効いてくる要因が
増えてくる部分があるか**と感じており、そういったところも一般送配電事業者の皆様と知見も活用しながら、漏れのないようにしっかり
検討が進むと良いと考えている。⇒長期的な課題として認識
- 本日説明いただいたところの電圧安定性は主に静特性に近い話を中心だと認識しており、**事故が起こった直後の過度的な時間
帯で、短絡容量が下がってくると、電圧が直ぐに回復しないような過度領域での電圧安定性の問題も、再生可能エネルギーの
導入が進んでくるとより現れてくる可能性がある**と考えている。直ぐ目の前の課題ではないかもしれないが、そういう**事故直後の電
圧回復が遅れたり、逆にオーバーシュートして過電圧**になったり流れの中で、**分散電源が一斉解列**してしまうようなリスク等、こ
ういったところも、もう少し先の将来断面を見る時は、重要なポイントの一つになると感じている。⇒No.4-1-1

(河辺メンバー)

- 気になっているのは系統事故時における再生可能エネルギーの運転停止がどれくらい起こりうるかというところで、今、グリッドコードも
あるので、ある程度の電圧低下や周波数変化に対しては、再生可能エネルギーも運転を継続するように設計されていると認識して
いるが、やはり**早い時期に導入されていた再生可能エネルギーは、大きな電圧低下等が起こった時に、運転を停止してしまう恐
れもあるのではないかと**考えている。地絡事故などが起こった際に、どのくらい脱落するかを事前想定するのは、なかなか難しいと認識
しており、一般送配電事業者の方々はどうに扱っているのか気になっている。本日の資料の中で、N-1 故障として、1 回線の
3 相 3 線地絡故障があったが、今申したように、その際の**瞬時電圧低下に伴い、インバータ連系のその再生可能エネルギーが停
止しうるといふことがあるのであれば、量が増えるにつれて、こういったことも考慮する必要があるのでないか**と考えている。
- 太陽光等の**再生可能エネルギーの発電電力が大きくなってくると**、平常時に投入されているコンデンサの容量が今よりも減少する
ことになり、時間帯によっては、**日中でもリアクトルを投入するという運用が、現在でも既に起こっている状況**だと聞いている。この
条件の元で、地絡事故などが起こって、再生可能エネルギーが結構な量脱落してしまうと、コンデンサ等が繋がっていないということで、
無効電力の供給源が繋がっていないという状況になるが、正味の負荷が一気に増える状況なので、**電圧の低下も従来よりも大き
くなり、その過度的な電圧不安定現象を誘発することになってしまうのでは**と懸念している。⇒No.4-4-1

本作業会における詳細論点 (1. 共通) (2 / 2)

34

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
共通	再エネ導入による影響	1-4-1	考えられる影響は何か	<p>再エネ導入による運用容量へ与える影響として、第1回本作業会にて多数のご意見をいただいた。これは、現行の考え方を大きく変えることや、新たな考え方を追加することに繋がる可能性があるため、第1回でいただいた下記のご意見も踏まえ、まず論点を網羅的に抽出した上で、本作業会で整理すべき論点を設定する。</p> <p>(第1回作業会でいただいたご意見)</p> <ul style="list-style-type: none"> 再エネの大量導入に伴い、想定年度により技術的な課題も異なるため、論点を考える上での想定年度を考えながら進めていきたい (辻メンバー)。 さらに再エネ比率が高まり、同期電源の割合が低下してくることで、従来の運用では対応できない可能性もあると認識している (伊佐治オブザーバー)。 再エネの普及が進み、地域間の慣性の不揃いが生じ、系統が脆弱になる傾向も考えられるため、今後の状況変化によって、中西0以外にも安定性に影響する要因が増えることもおこりえるか (辻メンバー)。 再エネ導入が進む中で、事故直後の短絡容量の低下による電圧回復遅れや、オーバーシュート、そういった流れの中で、分散電源が一斉解列するリスク等も、将来断面を見る際の重要なポイントと感じた (辻メンバー)。 再エネの系統事故時における運転停止 (地絡事故などが起こった際にどのぐらい脱落するか等) が、どの程度起こりうるのか、考慮する必要があるのではないかと (河辺メンバー)。 再エネ導入に伴い日中でもShRを投入する運用が既に発生している状況だと伺っている。この条件のもとで、地絡事故等により再エネが大量に脱落してしまう場合、無効電力の供給源が繋がっていない状態で、正味の負荷が一気に増えるという状況になるため、電圧低下度合いも従来よりも大きくなってしまい、過渡的な電圧不安定現象を誘発することになってしまわないか気にしている (河辺メンバー)。 <p>➤ 次回以降、再エネ導入により考えられる影響等について網羅的に整理した上で、本作業会で扱う論点を設定し、漏れのない検討へ繋げる</p>

1. 変動性再エネ大量導入による影響
 - 1 – 1 アデカシーの観点（影響①）
 - 1 – 2 セキュリティの観点（影響②～④）
2. 今後の主要論点

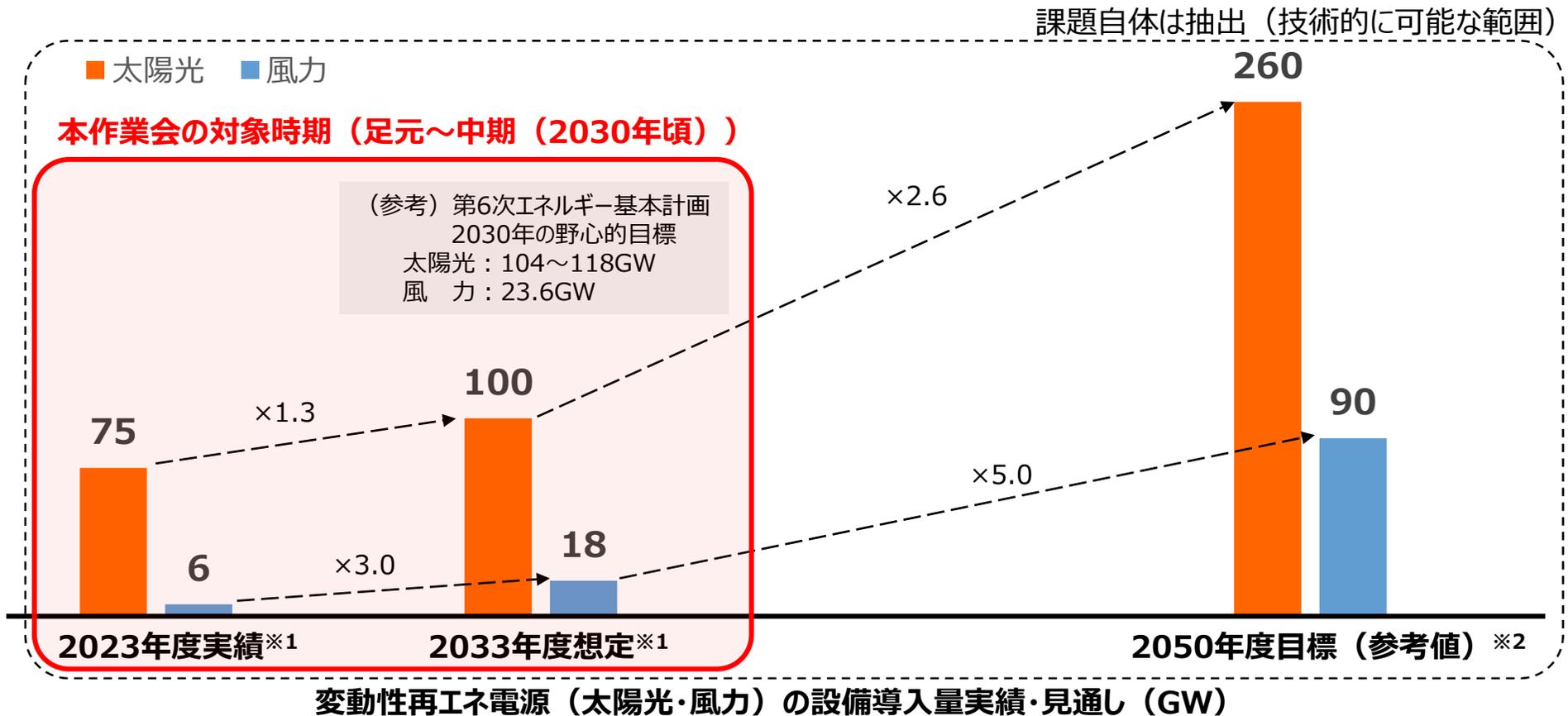
1. 変動性再エネ大量導入による影響

1 – 1 アデカシーの観点（影響①）

1 – 2 セキュリティの観点（影響②～④）

2. 今後の主要論点

- 足元から中期（2030年頃）、長期（2050年頃）にかけ、太陽光・風力発電所の設備導入量は指数関数的に拡大していくことが想定され、変動性再エネ大量導入による影響（課題）は今後更に顕在化してくると考えられる。
- この点、現在の技術レベルで把握できる課題自体は抽出の上、まずは中期（同時市場あるいは次期中給実現があり得る時期）に顕在化し得る（早めの対応が必要な）影響から整理していくこととしたい。



※1 2024年度供給計画取りまとめ（2024年3月29日公表）をもとに作成

https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/240329_kyokei_torimatome.pdf

※2 第43回基本政策分科会（2021年5月13日）資料1をもとに作成

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_004.pdf

- また、将来の変動性再エネ大量導入による影響整理にあたっては、下図のように電力システムにおける供給信頼度評価の概念として用いられる「アデカシー（Adequacy）」、「セキュリティ（Security）」の観点に分けて整理する。

1. 供給信頼度と費用便益評価におけるアデカシー評価について

6

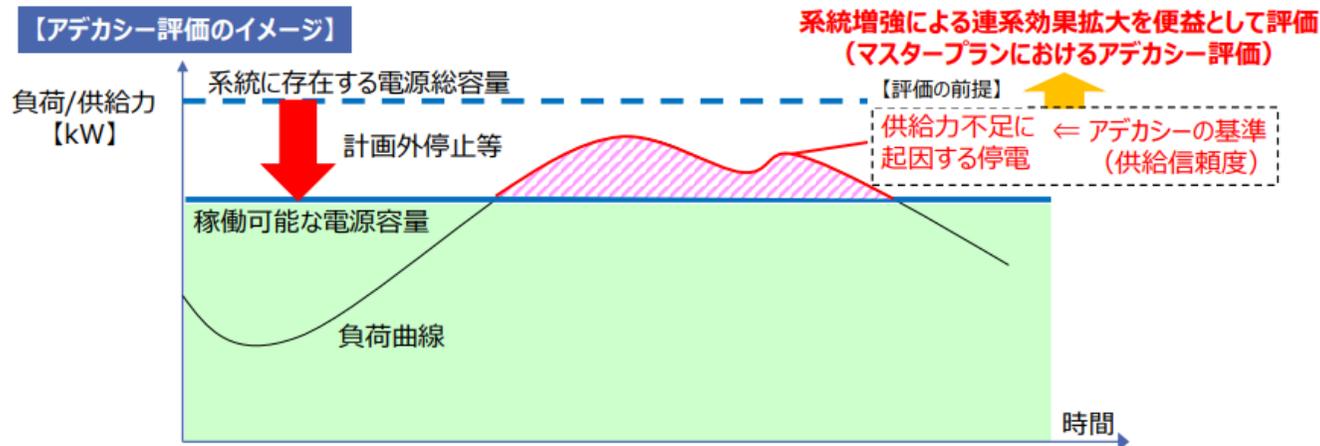
- 電力システムにおける供給信頼度には、アデカシーとセキュリティがあり、それぞれについて一定の基準を満たす必要がある。

アデカシー：需要に対して十分な電源予備力と送電余力を確保していること。

セキュリティ：落雷など突発的な障害が発生しても周波数、電圧、同期安定性等が適切に維持されること。

- **費用便益評価のアデカシー評価とは、系統増強による連系効果（エリア間融通）拡大の観点から得られる便益を貨幣価値換算するものである。**

【アデカシー評価のイメージ】

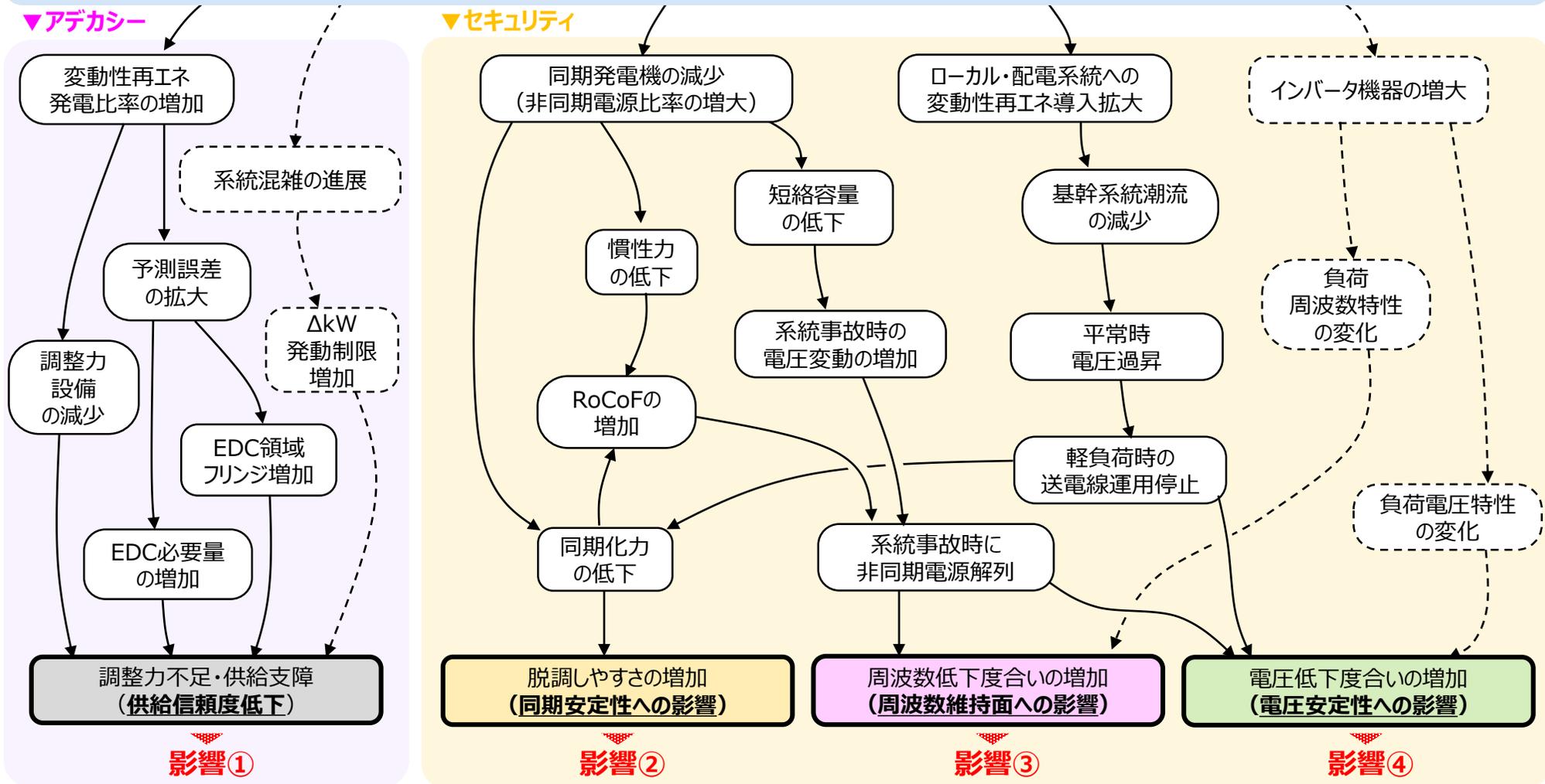


アデカシー評価における停電の代表的な例は、「高需要日に、電源の計画外停止や再エネの出力低下が重なり、供給力が不足」という状況である。

■ 変動性再生エネルギー大量導入が運用容量等へ与える影響の因果関係は下図の通り。(影響について次章以降詳細説明)

-----▶ : 付带的影響

変動性再生可能エネルギーの大量導入



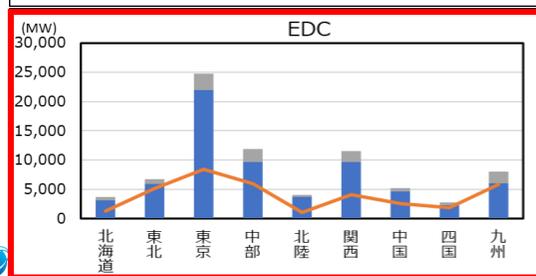
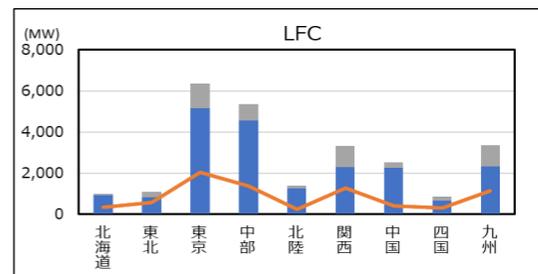
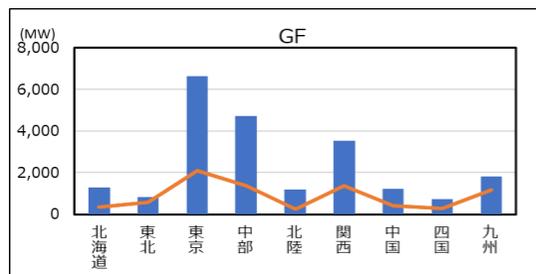
1. 変動性再エネ大量導入による影響
 - 1 – 1 アデカシーの観点（影響①）
 - 1 – 2 セキュリティの観点（影響②～④）
2. 今後の主要論点

- 将来的に変動性再エネ発電比率が高まることで、自然変動電源の発電**予測誤差の拡大に伴う調整力（EDC）必要量の増加**、および**調整力設備の減少**が考えられる。
- これらの結果、将来的に必要な調整力を確保できない場合には、供給信頼度への影響が考えられるが、第91回調整力等委では、**2030年頃の調整力必要量に対して、調整力設備が充足している**ことが示されている。
- この点、至近の試算結果では、中期に顕在化する課題ではないため、更なる長期的な調整力確保（アデカシー面の担保）については、引き続き、調整力等委とも連携しながら検討を深掘りしていくこととしたい。

中長期での調整力必要量・調整力設備量の試算結果

35

- 以下のとおり、一定の条件に基づき試算した結果※、全てのエリアにおいて調整力必要量に対する調整力設備量は充足しているとの結果が得られた。
※様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が見直されれば算定結果も異なることに留意が必要
- ただし、再エネ増加に伴う調整力必要量の増加により、足元よりも設備量の裕度が小さくなる傾向がみられる。



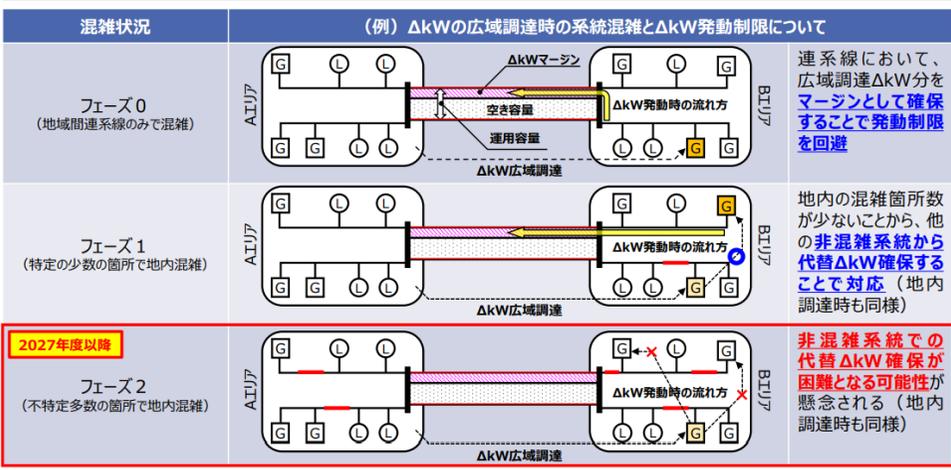
調整力必要量 (Orange line)
調整力設備量 (Blue bars)
調整力確保量からの除外分 (Grey bars)

- 一方、将来的な調整力必要量に対して調整力設備が充足している場合であっても、EDC成分のフリンジ量の増加・系統混雑の進展に伴い、**再エネ予測誤差に対して調整力（EDC）を発動できない影響**も考えられる。
- 上記の影響については、2027年度頃から地内送電線の不特定多数の箇所では系統混雑が発生する見通しであることを踏まえれば、中期的に顕在化し得る影響であり、**本作業会の主要論点（No.1-2-1「各制約要因におけるフリンジの取り扱いをどうするか」）において、既に深掘り検討を進めているところ**である。

将来的なΔkW確保の在り方を検討することの必要性

9

- 現行の地域間連系線および地内送電線における発動制限ΔkWへの対応は、あくまでも地域間連系線のみで混雑が発生するフェーズ0、ならびに特定の少数の箇所では地内混雑が発生するフェーズ1を前提としている。
- 2027年度以降、不特定多数の箇所では系統混雑が発生するフェーズ2が想定され、現行の対応方法では、対応が難しくなることも考えられることから、あらかじめ**将来的なΔkW確保の在り方を検討する必要がある**。



まとめ

41

- 地域間連系線および地内送電線におけるフリンジの現行の取り扱いを踏まえた見直しの余地は下表の通りであり、引き続き、深掘り検討を進めていくこととしたい。

大項目	中項目	現状	見直しの余地
各制約要因におけるフリンジへの対応	熱容量	地域間連系線・地内送電線ともにフリンジによる限界潮流の超過を許容	新たな状況変化（N-1電制の本格適用等）も踏まえ、平常時の常時熱容量超過は問題ないか、N-1故障時に他の系統制御との協調が問題ないか等 ➢ フリンジ実態（変動量や変動周期等）を把握した上で、許容することができるかどうか検討（影響評価）を進める
	同期安定性	地域間連系線・地内送電線の大宗でフリンジにより限界潮流を超過しないよう対応	フリンジへの具体的な対応方法として合理的かどうか ➢ 地域間連系線ならびに地内送電線の算出条件の実態を把握した上で、フリンジへの対応方法として、合理的な方法を深掘りしていく
	電圧安定性	同上	
	周波数維持	地域間連系線・地内送電線の大宗で常時周波数変動を算出に織り込むことでフリンジにより限界潮流が超過しないよう対応	フリンジへ対応していないことの合理的な説明が可能か ➢ 合理的な説明が可能かについて合わせて確認を進める
フリンジ算出方法	フリンジの考え方等	地内送電線は計画値が存在しないことから、フリンジ算出方法や考慮する成分について地域間連系線と地内送電線で異なる	将来の同時市場における調整力の在り方等を踏まえて、継続的に発動されるEDC成分の取扱いや、それも含めたフリンジ算出方法はどうか ➢ フリンジ実績や将来的な調整力の在り方等を踏まえ、EDC運用に対し、どのようにフリンジ対応すべきか検討を進める ➢ 地域間連系線と地内送電線の考え方・違いを整理する

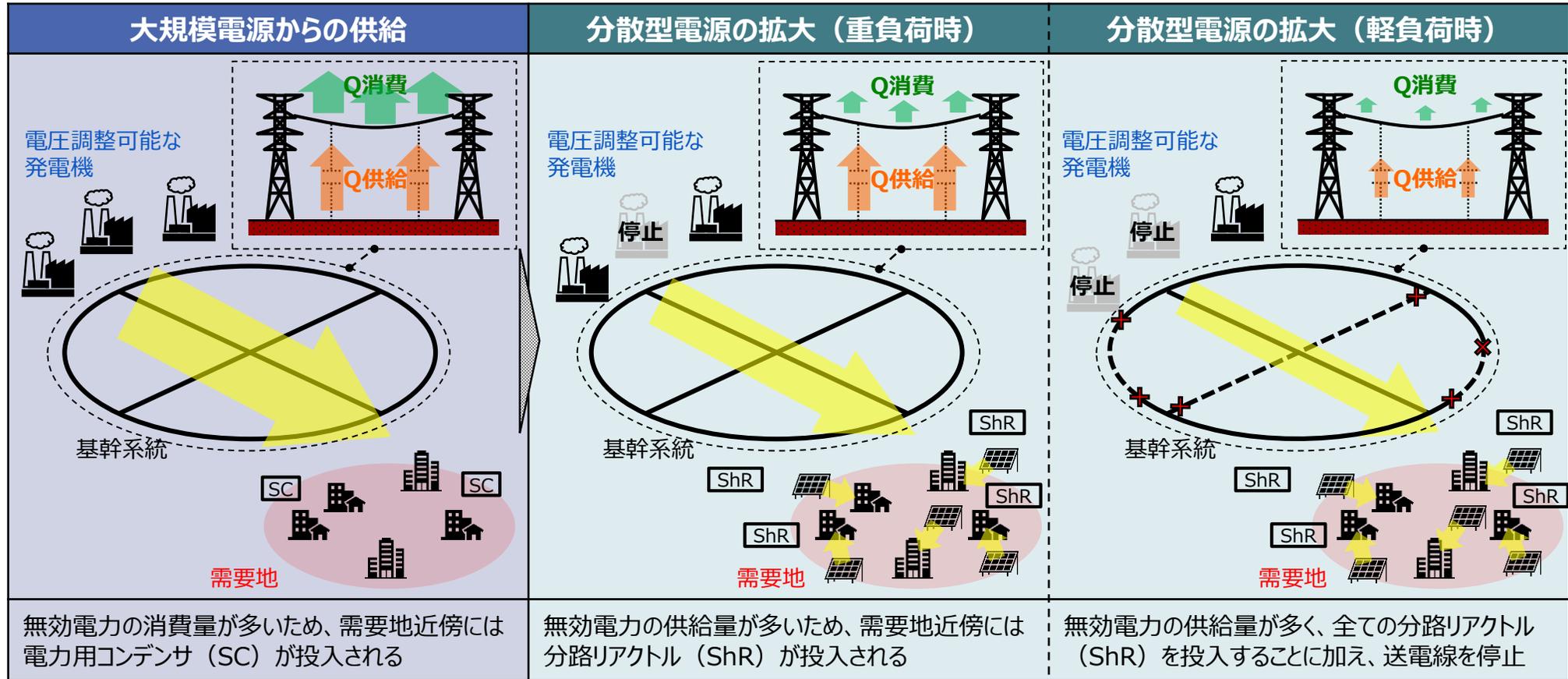
1. 変動性再エネ大量導入による影響

1 – 1 アデカシーの観点

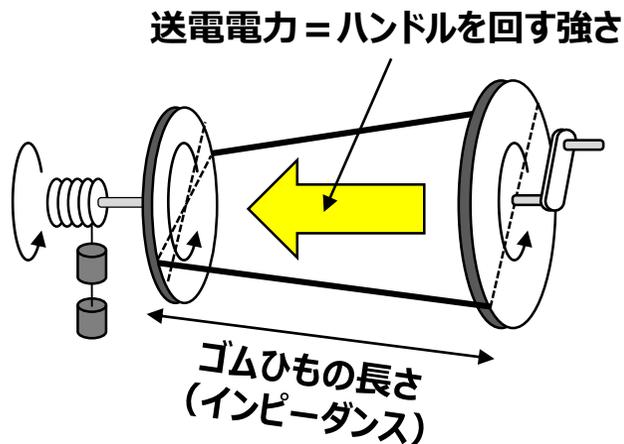
1 – 2 セキュリティの観点

2. 今後の主要論点

- 変動性再エネ等の分散型電源は、大部分がローカル・配電系統に連系され、近傍の電力需要を供給することとなるため、大規模電源から電力系統を介して電力需要を供給していた頃に比べ**潮流状況が大きく変化**する。
- これにより、「電力系統で消費する無効電力 < 大地から供給される無効電力」となり、かつ**電圧調整可能な発電機並列台数が減少**していること等から、平常時の電圧過昇が常態化している。
- 特に軽負荷期では、分路リアクトルを全量投入後に加えて、**送変電設備の停止を余儀なくされているエリアもある**。

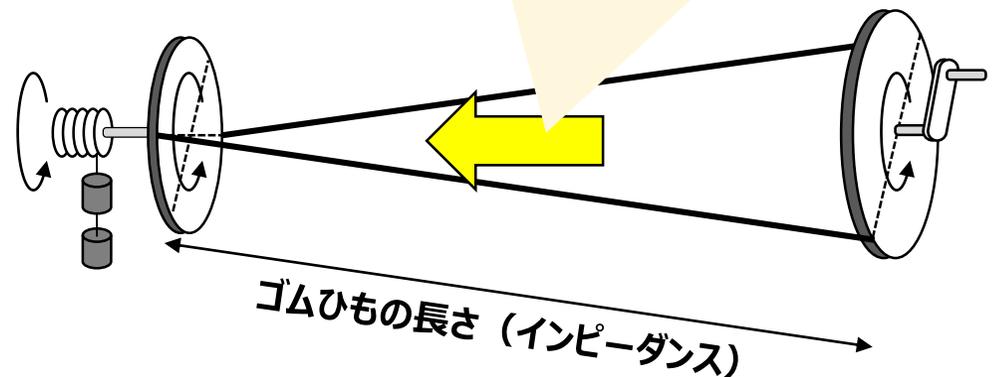


- 前頁のような状況の場合には、同期発電機と需要間の電氣的距離（インピーダンス）が増加するといった要因から電力系統の同期化力が低下するため、現時点においても運用容量を下げている。
- ただし、本事象は、そもそも基幹系統を流れる潮流が少ない（基幹系統で消費する無効電力が少ない）ために起こり得るものであることから、運用容量を下げたとしても系統混雑が生じるような状況にはないと考えられる。
- そのため、中期的に（至近で）影響が顕在化し得るとは考え難いため、**長期的な課題として認識しつつ、まずは新たに論点化しないこと**でどうか。



（正規系統における関係図）

同期発電機と需要間の電氣的距離が増加する（ゴム紐の長さが伸びる）ことにより、捻じれが大きくなるため、系統故障時に脱調がしやすくなる



（送電線運用停止時の関係図）

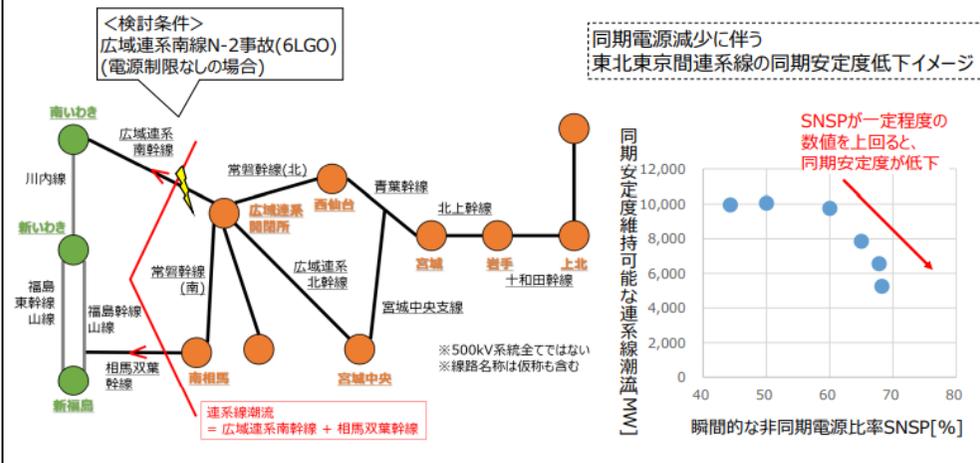
- 非同期電源である変動性再エネが大量に連系される場合、同期連系システムの同期化力が低下し、送電線故障時などの発電機間の加速／減速が大きくなり、同期発電機が脱調しやすくなる（安定限界潮流が低下）。
- この点、**2030年頃には、東エリア・中西エリアにおいてこの影響は顕在化しないものの、影響が顕在化する領域（瞬間的な非同期電源比率）までの裕度※が少なくなっている**ことが調整力等委で示されている。

※ 第57回調整力等委（2021年2月15日）において、2020年供給計画第10年度（2030年度）における瞬間的な非同期電源比率の年間最大値は、東北・東京エリアで約44%、中西6エリアで約46%であり、同期安定性が大きく低下する領域までの尤度が少ない状況。

（参考）東北東京エリアの技術的な課題の概算検討結果例

32

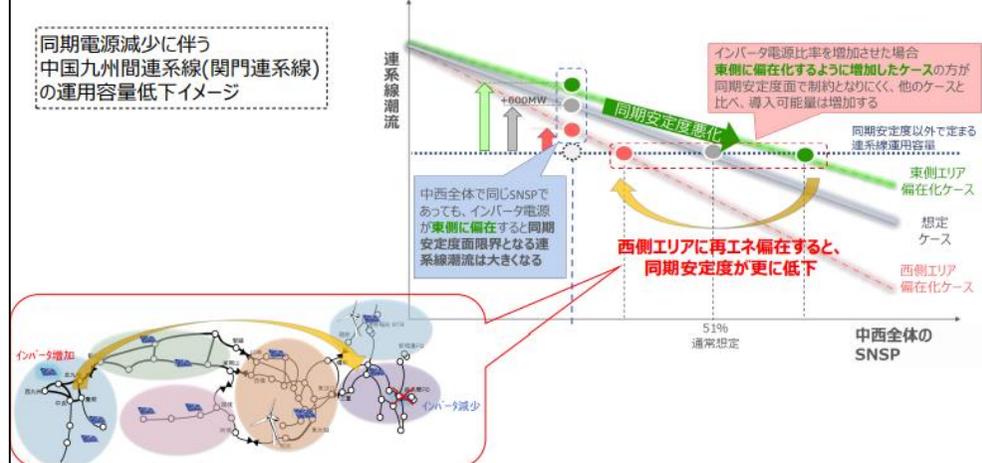
- 東北東京エリアの瞬間的な非同期電源比率(SNSP)の増加により同期安定度は低下し、SNSPが一定程度の数値を超過すると、同期安定度の低下が更に大きくなること分かった。
- 同期化力低下の**対応策の例**としては、**安定化リレーによる再エネ等も含めた電源制限対応、同期電源の運転並列台数を一定程度確保**するという対策が考えられ、引き続き検討していく。



（参考）中西6エリアの技術的な課題の概算検討結果例

34

- 中西エリアの瞬間的な非同期電源比率(SNSP)の増加により同期安定度は低下するが、**更に再エネの導入量を西側エリアに偏在させると、同期安定度は更に低下**している。
- 上記を踏まえると、**再エネが偏在するエリアの同期安定度向上策を講じる**ことにより、同期安定度およびRoCoFについても対応可能となると考えられ、引き続き検討していく。



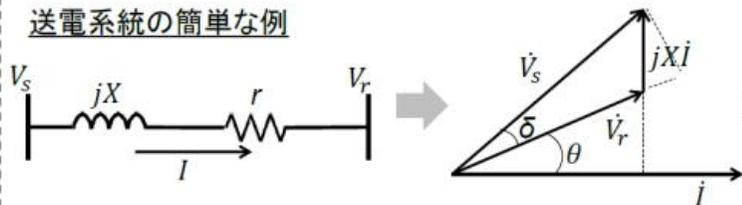
(参考) 同期化力低下の課題イメージ

26

- 慣性力が大きいほど、電源脱落等が発生したときの、同期電源の位相角の変化速度は遅くなる。また、電圧(電圧維持能力)が大きいほど、流通設備インピーダンスが小さいほど、送電可能電力(P-δ曲線のsinカーブの振幅)は大きくなる。その結果、同期化力が強くなる。これらは、現在、同期電源の電圧維持能力等によって維持されている。
- 他方で、**同期電源の減少により、電圧維持能力等が減少すると、同期化力が減少する**ことが懸念される。

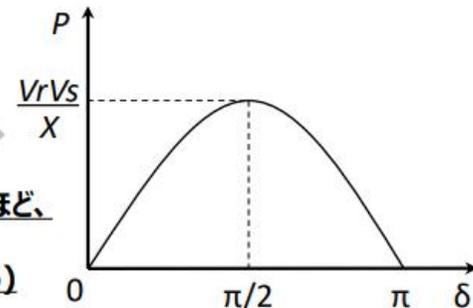
<同期化カイメージ>

送電システムの簡単な例



$$P_r = \frac{V_r V_s}{X} \sin \delta$$

⇒電圧 $V_r V_s$ が大きいほど、
流通インピーダンス X が小さいほど、
sinカーブの高さは高くなる
(送電可能電力は大きくなる)



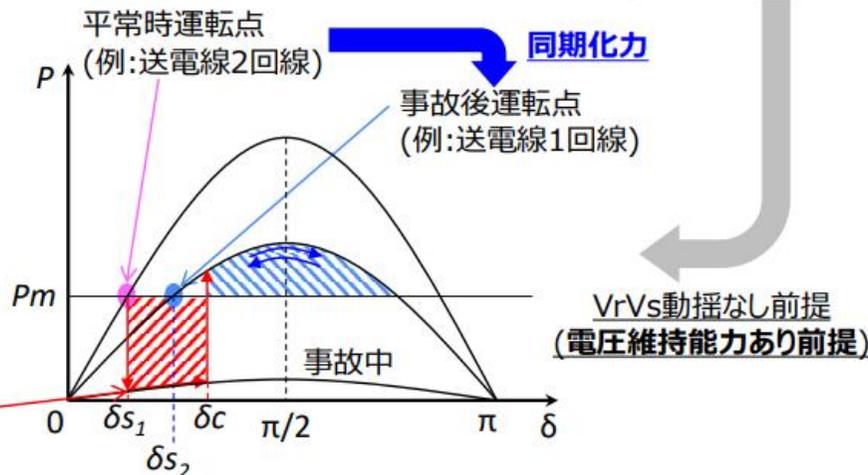
同期電源の加速・減速を表す動揺方程式

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e(\delta)$$

M: 慣性定数、 δ : 相角、t: 時間、
 P_m : 機械的入力エネルギー、 P_e : 電氣的出力エネルギー

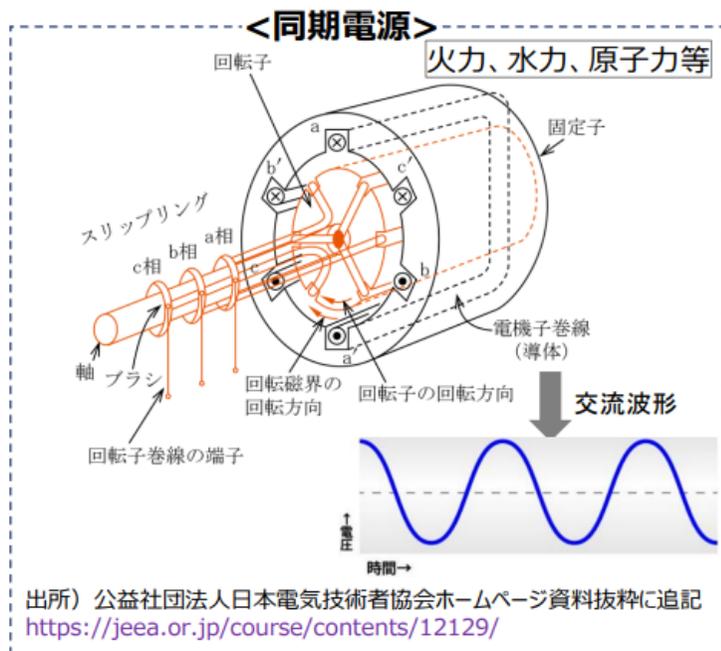
- $P_m > P_e$ のとき $\frac{d^2 \delta}{dt^2} > 0$ より同期機は加速する
- $P_m < P_e$ のとき $\frac{d^2 \delta}{dt^2} < 0$ より同期機は減速する

⇒慣性力Mが大きいほど、加速・減速は遅くなる
 ⇒sinカーブの高さが高いほど、同期化力は大きくなる

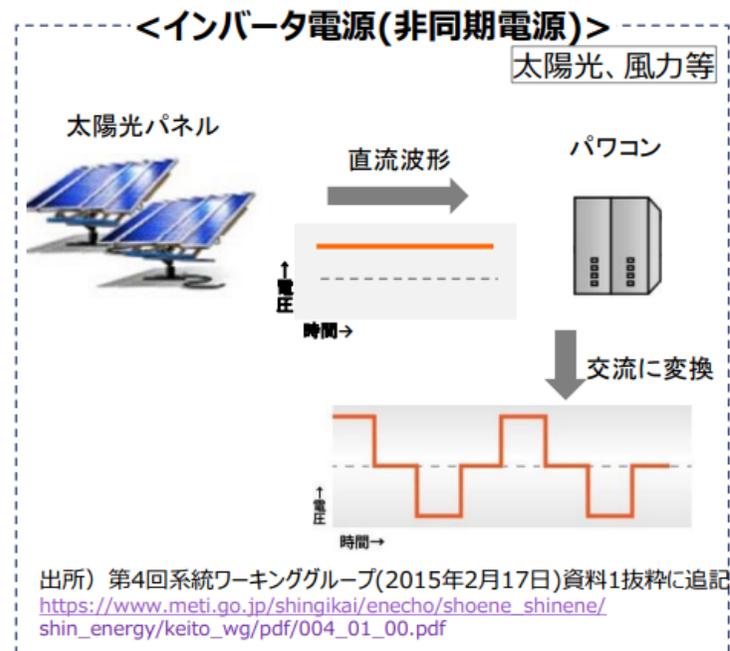


火力や水力などの同期電源と太陽光発電や風力発電などのインバータ電源(非同期電源)の違い 4

- これまでの電力系統は50Hz/60Hz交流系統であり、その50/60[サイクル/秒]の回転力を火力や水力などの同期電源により生み出すことで、安定的に電気を送ってきた。他方で、太陽光発電や風力発電などはインバータ電源(非同期電源)であり、自ら回転力を生み出さない。
- 具体的には、**同期電源は自ら回転エネルギーを持ち、いわゆる慣性力・同期化力を維持するものの、インバータ電源(非同期電源)は、それらの能力を持たない。**



【回転機】
回転エネルギーあり
慣性力・同期化力あり



【静止器】
回転エネルギーなし
慣性力・同期化力なし



- 前述の通り、同期化力低下に伴う運用容量等への影響は中期的に顕在化し得る可能性があり、**従来の運用では対応できない（運用容量を下げざるを得ない）影響が考えられる。**
- このような将来的な運用容量等への影響に対しては、第1回本作業会においてもご意見いただいている通り、それを**補う（支える）対策も含めた検討が必要**であると考えられるため、**新たに、主要論点No.3-3-1「将来的な同期安定性の低下を補う方策は何か」を追加し、検討・整理を進めていくこととしたい。**

第1回本作業会（2024年7月19日）（資料6）運用容量等に関する基本的事項について

（伊佐治メンバー）

整理いただき、感謝する。運用容量は地域によっても違うという話だが、地域の中でも基幹系なのかローカル系なのか、あるいはループなのか放射状なのか、電源線なのか、需要に供給している供給線なのかによって変わってくる。電源線でも、先程説明があったように、N-1電制の量がどれくらいあるのかと、あるいは負荷の系統切替がどれくらい出来るのか、系統の特性や構成によって運用が変わる点があると認識している。基幹系は空き容量マップを公表している中で、運用容量と要因を公表しているが、これから混雑が増えてくるとその説明性を向上させる必要があることは、承知し理解している。現状の水準の考え方を整理した上でそれを変えた時に安定供給、あるいは運用容量にどのように影響してくるのかをしっかり見た上で、**系統がだんだん弱くなっていることを考えると、どちらかという運用容量が厳しくなってくる方に動いてしまわないかと懸念しているが、厳しくなるから終わりではなく、他に何か対策をしてそれを支えることも含めて、事務局、一般送配電事業者と連携しながら、技術的な検討をして個別的な論点、議論する際に必要な説明をしていきたい。**

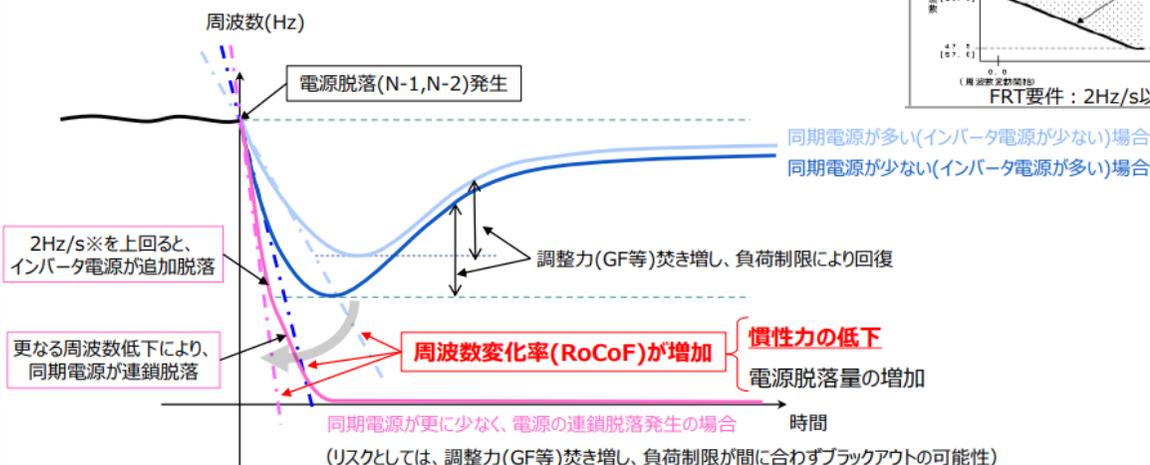
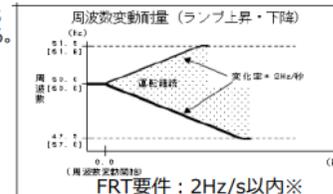
- 非同期（インバータ）電源である変動性再エネが大量に連系される場合、同期連系システムの慣性力が低下し、電源脱落時等の周波数低下スピードが速くなる（**周波数変化率RoCoFが増加**する）。
- **RoCoFがこれら非同期電源の運転可能範囲を超える場合には、周波数低下時に再エネ等も一斉に解列し、周波数がさらに大きく低下**することで、発電機が安定運転を継続できずに連鎖的に解列され、系統崩壊（ブラックアウト）に至る可能性も考えられる。

日本の同期電源減少に伴う主な技術的な課題（1/2）

10

- 「再エネ主力電源化」に向けた日本の主な技術的課題としては、インバータ電源(非同期電源)の増加および同期電源の減少による**慣性力の低下**により、**電源脱落時の周波数変化率RoCoFが増加**するという試算結果が得られた。
- 周波数変化率RoCoFが増加し、FRT要件の2Hz/s※を超過すると、インバータ電源等が運転継続せず、停止してしまう可能性があり、インバータ電源の停止により、周波数が更に低下し、その周波数の更なる低下により、同期電源が運転継続できず、解列してしまう可能性がある。（電源の連鎖脱落の可能性がある。）

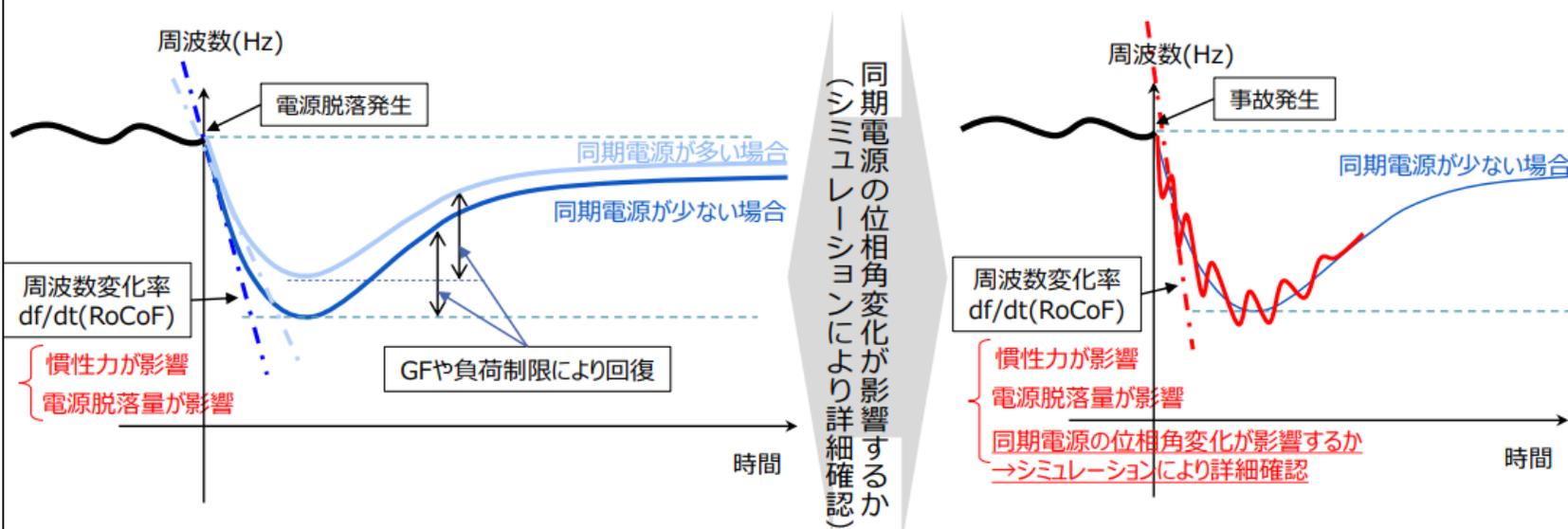
※系統連系規定では、事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)について規定を追加しており、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の±2Hz/sの周波数変動に対して運転を継続する(右図)」ことが示されている。



(参考) 慣性力低下の課題イメージ

24

- 電源脱落時には、一旦、周波数が低下するものの、極めて短時間（秒単位、分単位）しか経過しないうちに、一次調整力や二次調整力の発動、またはUFR等による負荷遮断を実施し、需給均衡(需要 = 供給力)の状態に戻す(周波数を回復すること)となる。
- **再エネ等のインバータ電源(非同期電源)が増加するとシステムの慣性力が減少するため、電源脱落時の周波数低下スピードが速くなる(周波数変化率RoCoF(Rate of Change of Frequency))が大きくなる。周波数変化率RoCoFが一定値を上回ると、再エネ等の分散電源が解列し、その結果、周波数がさらに大きく低下するリスクが生じる。**
- また、上記周波数変化に対して、系統動揺による個々の発電機の減速/加速を考慮すると、脱落した電源の近隣系統では、周波数変化率RoCoFが系統全体の平均値よりも大きくなるのが考えられるため、詳細に確認していく必要がある。



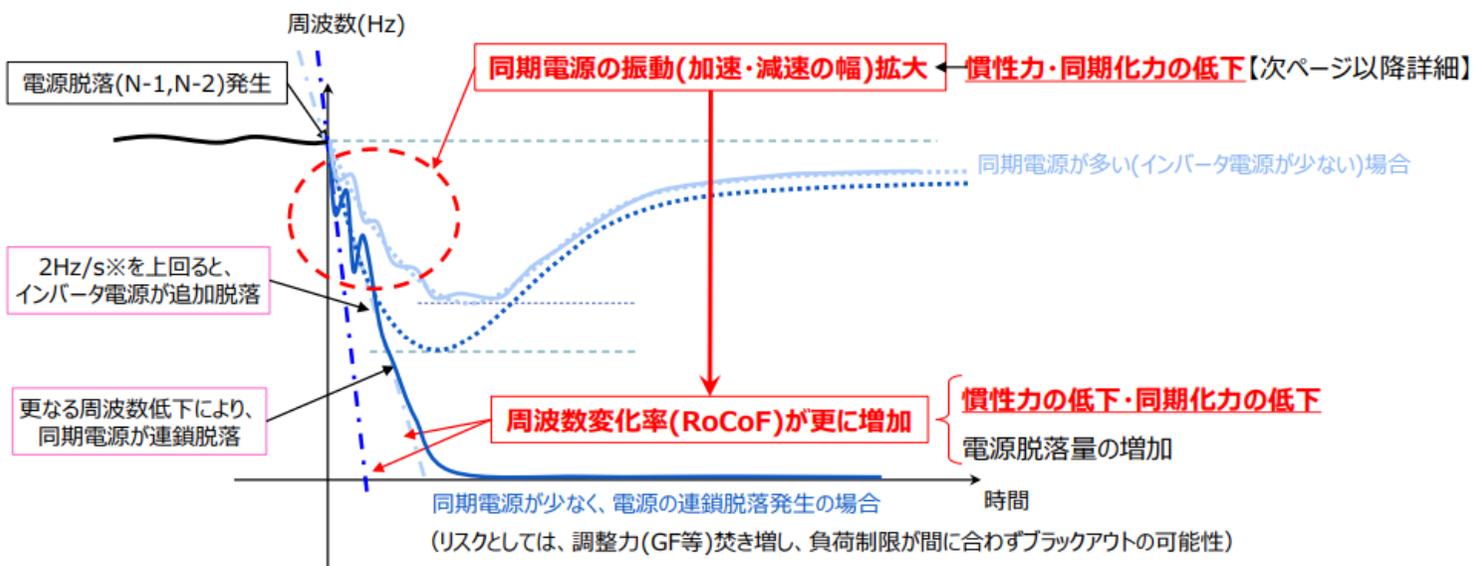
電力中央研究所報告「PV大量導入が第電源脱落時の周波数低下に及ぼす影響(2018年6月)」をもとに作成

- さらに、慣性力の低下の影響に加えて、同期化力の低下により、**電源脱落時等の同期電源の振動（加速・減速の幅⇒周波数変化）が大きくなり、周波数変化率RoCoFが更に増加すること**も影響として考えられる。

日本の同期電源減少に伴う主な技術的な課題 (2/2)

11

- さらに、電源脱落時の同期電源の動きを確認した結果、前述の**慣性力の低下の影響に加えて**、インバータ電源(非同期電源)の増加および同期電源の減少による**同期化力の低下により、電源脱落時の同期電源の振動(加速・減速の幅⇒周波数変化)が大きくなり、周波数変化率RoCoFが更に増加**するという試算結果が得られた。
- 同期電源の振動拡大の要因については、次ページ以降にて説明する。



※系統連系規定では、事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)について規定を追加しており、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の±2Hz/sの周波数変動に対して運転を継続する」ことが示されている。

- 慣性力・同期化力の低下に伴う周波数維持への影響は、第73回・第81回調整力等委にて**2030年頃には影響は顕在化しないものの、2050年頃では、一部の同期連系系統でRoCoFが非同期（インバータ）電源の運転可能範囲を超える**可能性が定量的に示されている。
- したがって、慣性力・同期化力の低下（RoCoF増加）に伴う長期的な運用容量等への影響については、引き続き、調整力等委とも連携しながら検討を深掘りしていくこととしたい。

RoCoFの算定結果

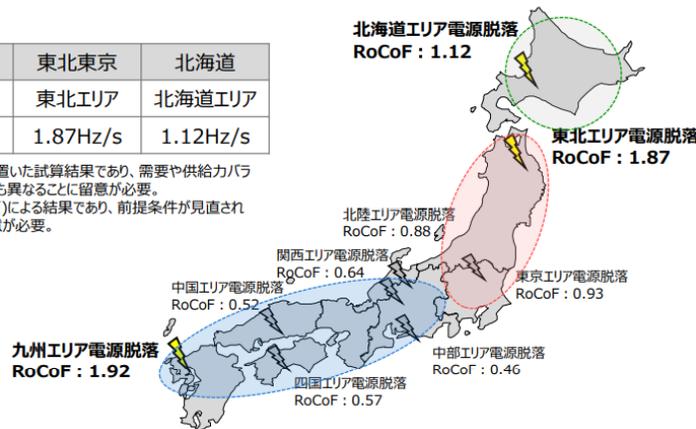
63

- 2030年の北海道、東北・東京、中西6エリアのRoCoF最大と推定される断面において、各電源脱落ケースにおけるRoCoFが2.0Hz/sを超過するエリアを確認したところ、**北海道エリアは最大が1.12、東北東京エリアは最大が東北エリアで1.87、中西6エリアは最大が九州エリアで1.92**となり、RoCoFが2.0Hz/s超過するエリアはなかった。
- したがって、第6次エネルギー基本計画を踏まえた2030年断面の試算において、また現時点の将来断面の試算における前提条件において、慣性力は確保されている結果となった。

<RoCoF算定結果>

※1,※2	中西6エリア	東北東京	北海道
対象エリア	九州エリア	東北エリア	北海道エリア
RoCoF	1.92Hz/s	1.87Hz/s	1.12Hz/s

- ※1 第6次エネルギー基本計画の前提を置いた試算結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。
- ※2 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要。



2050with（ベースシナリオ）各エリア電源脱落時におけるRoCoF確認結果

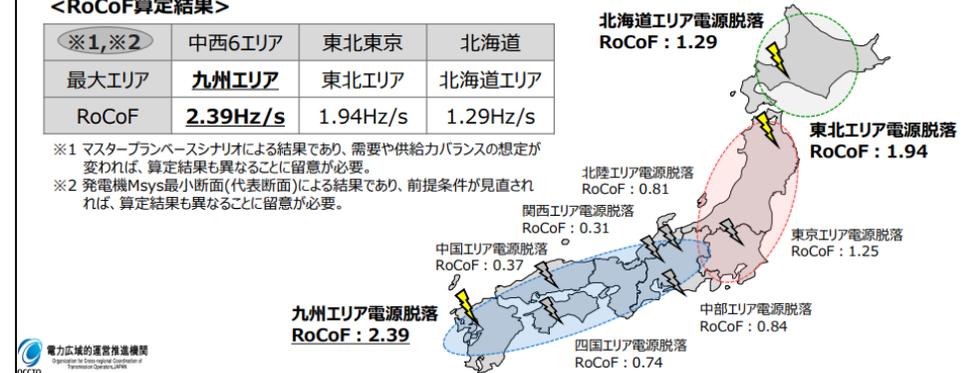
23

- 2050年の北海道、東北・東京エリア、中西6エリアの代表断面において、各電源脱落ケースにおけるRoCoFは、**北海道エリアは1.29、東北・東京エリアは最大が東北エリアで1.94、中西6エリアは最大が九州エリアで2.39**となり、九州エリアの電源脱落にてRoCoF2.0Hz/sを超過。
- Without（次スライド）と比較し、以下に記載するような系統増強や潮流状態の変化の影響により、中西6エリアと東北・東京エリアではRoCoFが大きく減少する結果となった。また、代表断面における電源の並解列状態による同期化力の変化もRoCoFに影響していると推測される。
 - ✓ 中西6エリア：交流連系線増強に伴う同期化力の増加に加え、東北・東京エリアからの受電量増加による潮流減少
 - ✓ 東北・東京エリア：交流系統増強に伴う同期化力増加に加え、直流連系線増強による分流に伴う交流系統の潮流減少

<RoCoF算定結果>

※1,※2	中西6エリア	東北東京	北海道
最大エリア	九州エリア	東北エリア	北海道エリア
RoCoF	2.39Hz/s	1.94Hz/s	1.29Hz/s

- ※1 マスタープランベースシナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。
- ※2 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要。



出所) 第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022年5月25日）資料6をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_73_06.pdf

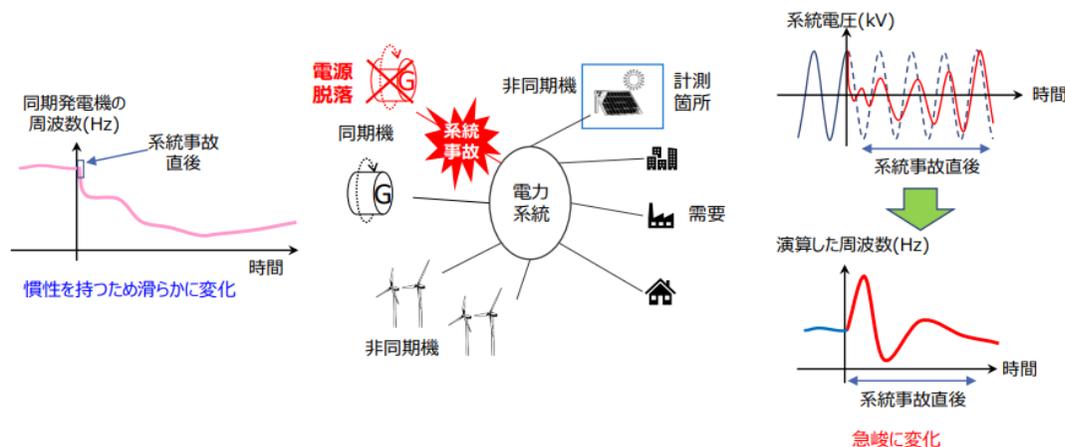
出所) 第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年1月24日）資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_81_03.pdf

- 一方で、非同期（インバータ）電源が検出する周波数は、近傍の電圧波形を基にして周波数を演算するため、故障点近傍の非同期電源については、電圧の乱れを周波数の変動として検出してしまふ影響が考えられる。
- この際の電圧変動は、変動性再エネ大量導入に伴う短絡容量の低下に伴って大きくなることから、**これまで故障点近傍の電圧変動に対して運転停止に至らなかった非同期電源が停止するといった可能性**が考えられる。

系統事故時の電圧・周波数の変動について

13

- 電力系統の周波数は同期電源の回転速度によって定まるものであり、この回転速度は需給変化時に変動するが、発電機は慣性力を持つために滑らかに変化しており、これは系統事故が発生した場合にも同様である。
- 他方で、電力系統の機器が検出する周波数は、電圧波形を元に周波数および電圧位相を演算する方式であるため、系統事故時の電圧の乱れを周波数の変動と検出してしまふことがある。
- この周波数の変化や電圧位相の変化によってインバータ電源が運転停止する可能性があり、その結果として更なる周波数低下を招くことで電源の連鎖脱落に至ることが懸念される。
- また、系統事故時などの電圧変動は電力系統の短絡容量が小さくなるほど大きくなる。さらに、短絡容量は同期電源が減少するほど小さくなるため、将来においてはこの影響が大きくなることが想定される。

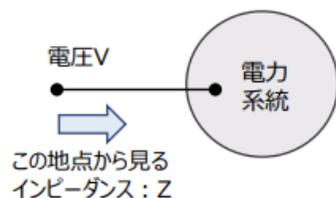


(参考) 短絡容量と電圧変動と同期発電機の関係性

14

- 短絡容量はその地点における電圧とその地点から電力系統を見た時のインピーダンスによって定義される。一般的に同期電源が少なくなるとインピーダンスは大きくなることから短絡容量が小さくなる。
- 短絡容量の大きさは電圧維持能力の程度も表しており、短絡容量が小さいほど、系統事故などのじょう乱が発生したときの電圧変動が大きくなる。そのため、同期電源が減少していくと、電圧変動が大きくなり易くなると考えられる。

<短絡容量のイメージ>

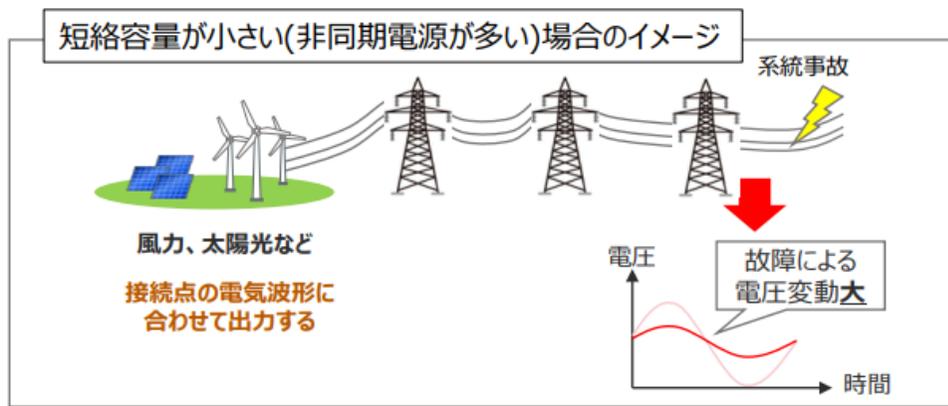
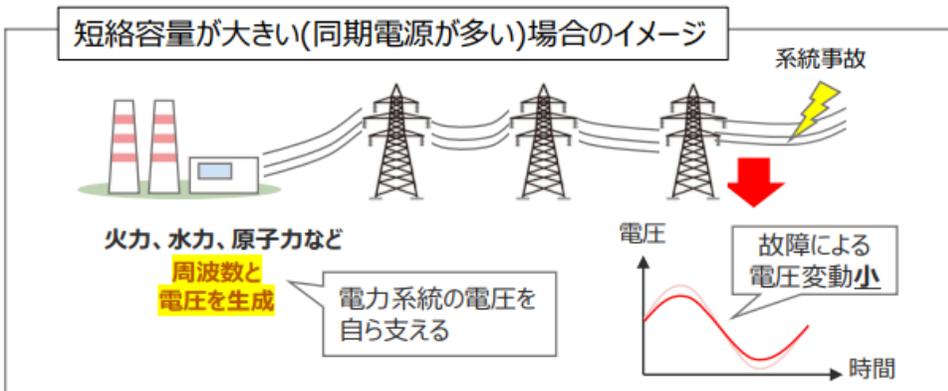


短絡容量(S)を表す式

$$S = V^2 / Z$$

⇒インピーダンス(Z)が大きくなると短絡容量が小さくなる

⇒短絡容量が小さくなると電圧維持能力が低下する



- これまで故障点近傍の電圧変動に対して運転停止に至らなかった非同期（インバータ）電源が停止する可能性は、第99回調整力等委にて**2030年頃から徐々に顕在化する**ことが示されている（中期的に影響範囲は限定的）。

【②：シミュレーションによる安定性確保の評価】

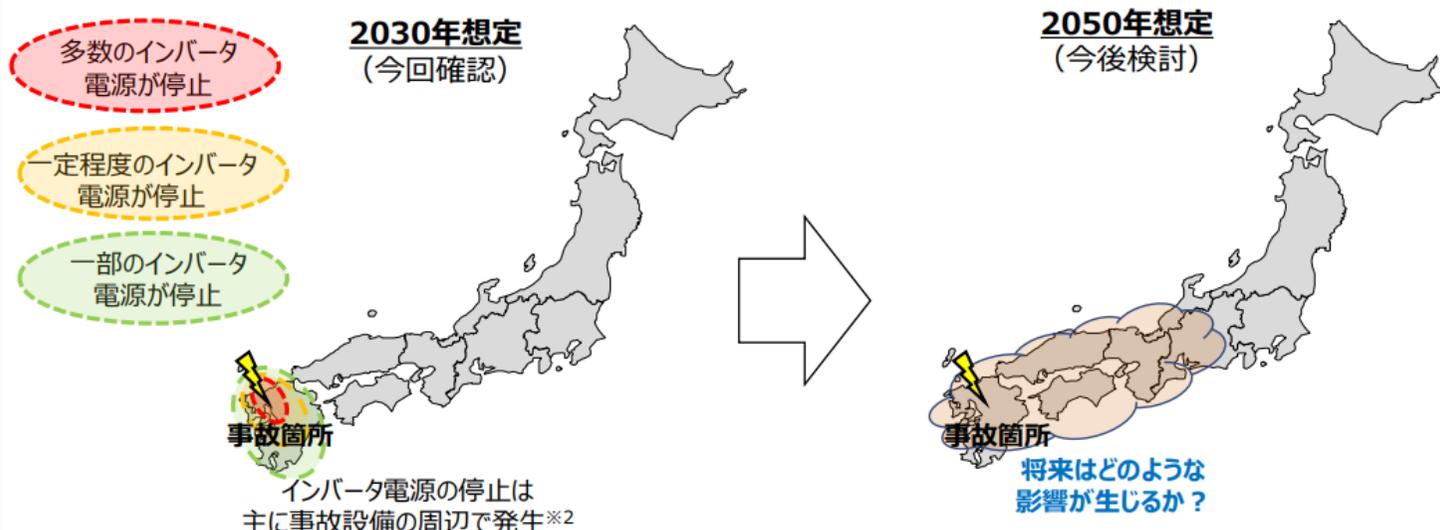
21

インバータ電源の応動を考慮した当面の安定性確保の評価（3/3）

- 2030年想定においては事故設備の周辺系統を中心にインバータ電源が運転停止することが見込まれることが分かった。ただし影響範囲が限定されていることにより、周波数低下が一定レベルに収まっていると考えられる※1。
- 今後、更なる再エネ導入拡大を進めた状況下として、2050年想定における地理的な影響範囲（停止する範囲）および影響量（停止する量）がどのように変わり、またそれによる系統安定性の確保状況について今後確認していくことだろうか。

※1 シミュレーション条件が変わることで影響範囲は変わりえることに留意が必要

停止するインバータ電源の地理的な分布イメージ（中西エリアの場合）



※2 今回の検討では九州エリアの事故を想定しているため九州エリア内で多数のインバータ電源停止となったが、他エリアの事故であれば当該エリア内でインバータ電源停止となる

- 故障点近傍の非同期電源解列の中期的影響は限定的である一方、現行、**周波数維持限度値から差し引かれて**いる発電機解列量（次頁参照）にも関係する要素であり、将来的な運用容量等への影響が考えられる。
- 本作業会では、周波数維持の限界潮流算出方法として、将来的に妥当な発電機解列量を整理する必要があると考えられるため、主要論点No.5-4-1「系統特性定数を用いた判定方法は妥当か」の中で、**将来的な周波数維持制約の算出方法、および運用容量が低下した場合にそれを補う方策も含めて整理・検討を進めていく**ことしたい。

4-1 中西周波数低下事象への対応【平常時】

21

- ◆ 周波数維持では、今年度も中西地域周波数低下事象を踏まえた対応を反映する。

【平常時】

① 「中西地域の周波数を59.0Hz以下にしない」ための対策

（2017年度第2回運用容量検討会資料2-1,2018年度第6回運用容量検討会資料1-1参照）

中西地域では、周波数が59.0Hz以下になると60Hzの各エリアが系統分離する等、安定供給に支障を及ぼすおそれがあることから、運用容量算出条件を以下のとおりとする。

- 周波数低下限度幅を0.8Hzとする
- **想定される発電機解列量を周波数維持限度値から差し引く**
- FCのEPPS見込み量は60万kWとし、FRT要件非対応発電設備等の不要脱落量を超える分については時間遅れを考慮する。

② 中国九州間連系線（中国向）対策（2019年度第2回運用容量検討会資料3参照）
社会的影響を考慮し、運用容量を維持する。

③ 中部関西間連系線（関西向）対策（2017年度第4回運用容量検討会資料2参照）
FRT要件非対応PVは連系線潮流が小さければ解列量が少なくなることから、連系線の検討潮流を細分化して算出することにより、運用容量の減少を抑制する。

- 2016年度の幸田碧南線および上越火力線ルート断故障の際、次の2つの要因により、太陽光や自家発の一部が運転停止したことで、想定以上の周波数低下が発生した。
 - ① FRT要件※非対応の電源が系統故障の周波数（電圧）変化を敏感に検出し解列にいたった（対策：解決策を協議）
 - ② 発電機側の周波数低下リレー（UFR）の整定値が59.0Hz以上であったため（対策：整定引き下げ）
- 以降、2017年度の地域間連系線の運用容量の算出より、上記の対応状況を踏まえた発電機解列量を考慮して、周波数維持制約の限界潮流を算出することとしている。

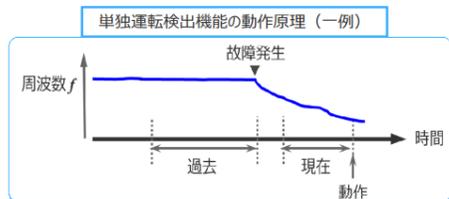
※ 系統故障による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備の種別毎に定められる事故時運転継続要件

調査結果

3

① 単独運転検出機能の動作

○一部のPCSの単独運転検出機能（受動的方式、FRT非対応）が、系統故障時の周波数変化を敏感に検出し、太陽光発電が解列することが判明した。



○PCSの単独運転検出機能（受動的方式）の動作原理（一例）は「過去」と「現在」の平均周波数の差が整定値を超えた際に動作する。

○なお、平成23年8月の系統連系規程の改定で、周波数変化率2Hz/s以内を運転継続範囲とするFRT（事故時運転継続）要件が追加されており、幸田碧南線および上越火力線のルート断故障時の周波数変化は、FRT要件の運転継続範囲であることを確認した。

② 周波数低下リレー（UFR）の整定値

○周波数低下時に、安定的に単独運転に移行するための条件となっている場合など、お客さま個々の事情により、一部の自家発においてUFRの整定値が59.0Hz以上であった。
また、調査の過程において、一部のPVについては単独運転を検出するためのUFRが、整定刻みの制約がある場合に、単独運転の防止を考慮して59.0Hzに整定されていることが判明した。

現在の取組みおよび今後の対策

5

○60Hz系統の一般送配電事業者において、下記の対応を実施している。
・自家発や太陽光発電の新設や設備更新時には、UFR整定を58.8Hz以下とする（対応済）
・既設の特別高圧連系の自家発などのUFR整定見直しに向け、お客さまと協議中。

○高低圧連系の太陽光発電のFRT要件非対応PCSやUFRについては、50Hz系統を含む一般送配電事業者10者と広域機関が一体となり、太陽光発電協会（JPEA）や日本電機工業会（JEMA）等へはたきかけ、合理的な解決策について協議し、検討を進めていく。

○一方、中国九州間連系線ルート故障対策として、上記の検討等には時間を要することから、同線の運用容量低下による社会的影響を考慮し、運用容量を維持する運用対策を当面実施していく。
具体的には、60Hz地域の一般送配電事業者が協議し、必要時に、系統保安ポンプ※（揚水動力）の追加実施や潮流調整（相殺潮流）などを組み合わせた対策を実施していく。

※（系統保安ポンプ）大規模電源が故障により電力系統から解列した際には、即座に対応できる上げ代不足により系統周波数が低下し、運用に支障を及ぼす場合がある。この対策として、予め揚水発電機によるポンプアップ運転を実施し、大規模電源故障時に、UFRにより即座に揚水発電機を解列させることで、周波数を回復できるようにする運用。

- 変動性再エネ大量導入に伴う直接的な影響ではないものの、非同期電源の導入拡大に伴い、付帯的にインバータ機器が増大することで、**インバータ需要設備（EV、蓄電設備、省エネ家電など）の割合の高まりが考えられる。**
- これにより、誘導機が大半であった時代から負荷周波数特性が変化している可能性が高いと考えられ、系統故障時の周波数低下がより厳しくなることが予想されるため、**現在、負荷特性の実態調査が進められているところ。**
- 本作業会では、引き続き、**主要論点No.5-4-3「調整力必要量の見直しや負荷特性の変化等を踏まえ、系統特性定数の再算定が必要か」**において、整理・検討を進めていくこととしたい。

（参考）負荷特性の根拠について

36

- 現在、日本（本土系統）で一般的に使用される βp （有効電力の周波数特性係数）の根拠は1948年にイギリスで実施された負荷特性把握試験結果を基に50Hz系統では4.0%MW/Hz、60Hz系統では3.3%MW/Hzが使用されている。

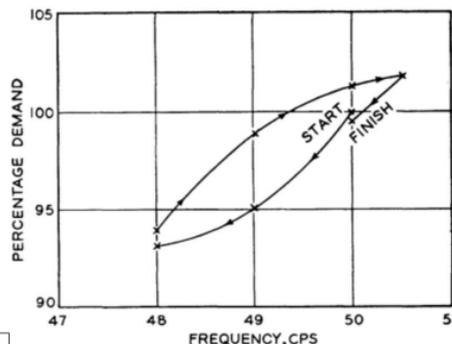
負荷の周波数特性

1948年9月、英国のCornWall地区（50Hz）で独立系統を作り周波数を48Hzまで低下させ、系統電圧の安定した状態で各発電出力の同時測定を行って得られたデータの結果、48～50Hzの間では負荷特性は1%の周波数変化に対し負荷の変化が約2%となっている。

また、英国ではこれ以前の1945年にも約1,000MWの工業地区において24回の測定を行い、このうち16回までは周波数1%の変化に対して負荷は1.75～2%の変化であった。

我が国ではこのような大幅な周波数低下の実験を行うことは不可能であり、負荷制限を必要とするような、周波数低下を伴う場合の負荷特性として1%Hz/2%負荷を採用している。

1948年9月の負荷特性把握試験結果
(Δf と Δp の関係)



中西 6 社大の技術検討資料より

電中研資料より

[%MW/%Hz]⇒[%MW/Hz]の変換について

【60Hz系の変換】:60[Hz]を100[%]基準とした際の1[%]の変動に対する変動割合を示す

$$\frac{2.0[\%MW]}{1[\%Hz]} = \frac{2.0[\%MW]}{\frac{1}{100} \times 60[Hz]} = 3.33[\%MW/Hz]$$

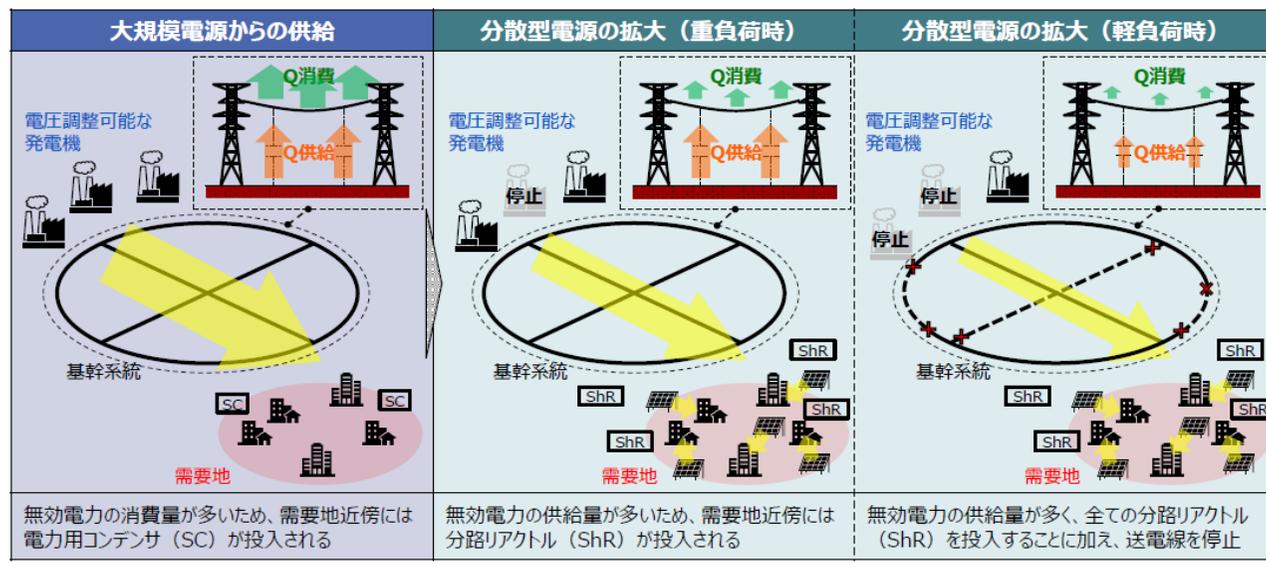
©Transmission & Distribution Grid Council

- 【影響②】で紹介した軽負荷時の送電線運用停止時については、系統故障時にはインピーダンス変化量が増大することから、電圧安定性への影響も懸念される。
- ただし、現時点では、平常時の電圧過昇対策として地内送電線を停止する期間は主に軽負荷期であることから、電圧安定性制約（主に重負荷期）への影響が、中期的に（至近で）顕在化し得るとは考え難いため、長期的な課題として認識しつつ、まずは新たに論点化しないことでどうか。

【影響②-1】 軽負荷時の送電線運用停止に伴う同期化力の低下（1 / 2）

15

- 変動性再エネ等の分散型電源は、大部分がローカル・配電系統に連系され、近隣の電力需要を供給することとなるため、大規模電源から電力系統を介して電力需要を供給していた頃に比べ潮流状況が大きく変化する。
- これにより、「電力系統で消費する無効電力 < 大地から供給される無効電力」となり、かつ電圧調整可能な発電機並列台数が減少していること等から、平常時の電圧過昇が常態化している。
- 特に軽負荷期では、分路リアクトルを全量投入後に加えて、送変電設備の停止を余儀なくされているエリアもある。



■ 一方、**短絡容量の低下（電圧変動の増加）による故障点近傍の非同期（インバータ）電源解列に伴う、電圧安定性への影響**は考えられる。（具体的な非同期電源解列の原理については、【影響③】で紹介したものと同様）

【影響③-2】 短絡容量の低下による周波数維持への影響

27

■ これまで故障点近傍の電圧変動に対して運転停止に至らなかった非同期（インバータ）電源が停止する可能性は、第99回調整力等委にて**2030年頃から徐々に顕在化する**ことが示されている（中期的に影響範囲は限定的）。

【②：シミュレーションによる安定性確保の評価】

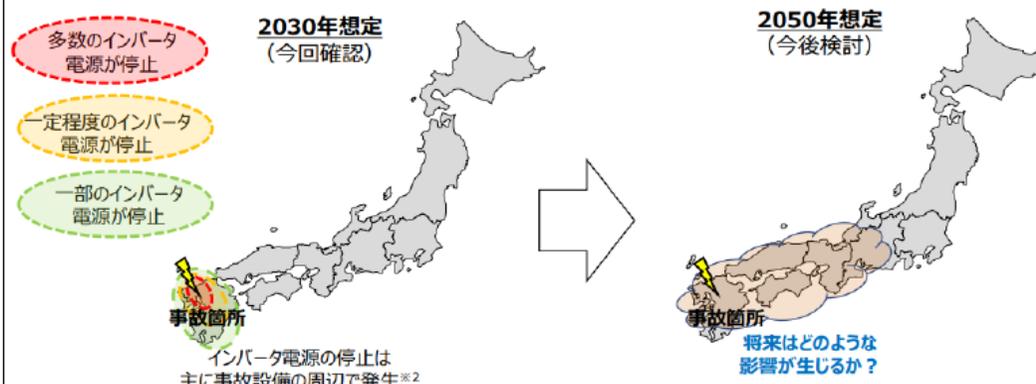
21

インバータ電源の応動を考慮した当面の安定性確保の評価（3/3）

- 2030年想定においては事故設備の周辺システムを中心にインバータ電源が運転停止が見込まれることが分かった。ただし影響範囲が限定されていることにより、周波数低下が一定レベルに収まっていると考えられる※1。
- 今後、更なる再エネ導入拡大を進めた状況下として、2050年想定における地理的な影響範囲（停止する範囲）および影響量（停止する量）がどのように変わり、またそれによる系統安定性の確保状況について今後確認していくことだろうか。

※1 シミュレーション条件が変わることで影響範囲は変わりえることに留意が必要

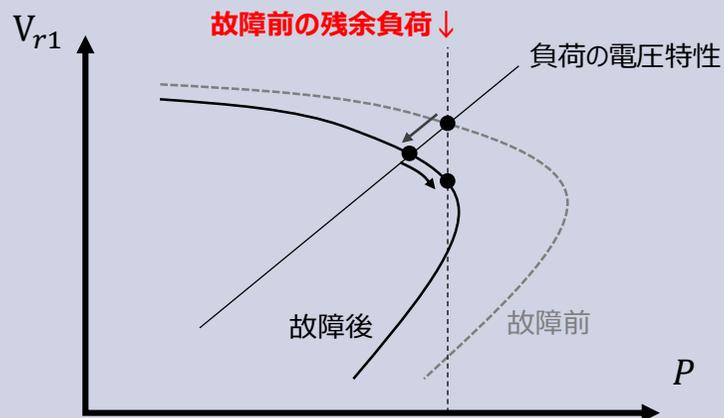
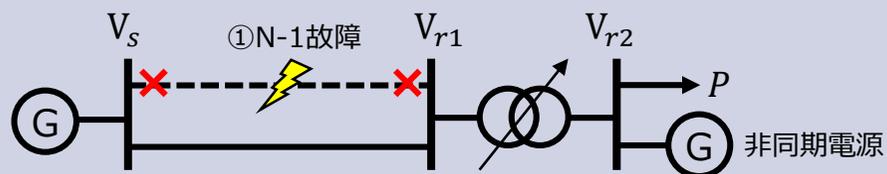
停止するインバータ電源の地理的な分布イメージ（中西エリアの場合）



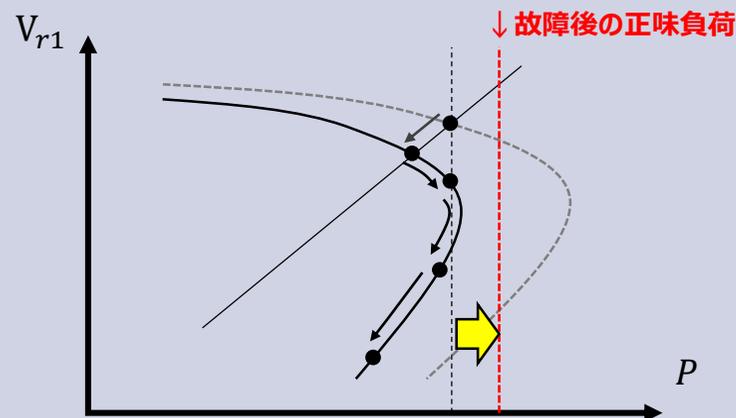
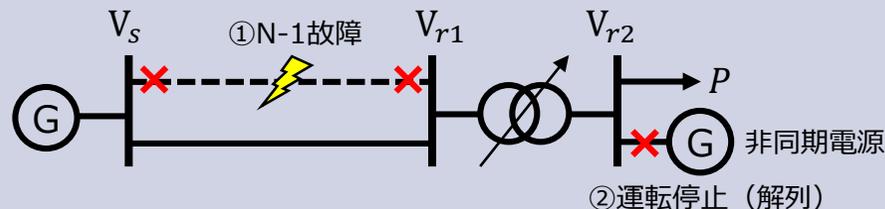
※2 今回の検討では九州エリアの事故を想定しているため九州エリア内で多数のインバータ電源停止となったが、他エリアの事故であれば当該エリア内でインバータ電源停止となる

- 具体的には、現行の電圧安定性の限界潮流は、**非同期電源の不要解列は想定されていない（残余需要で想定）**ため、故障時の非同期電源解列が生じる場合には、**将来的な運用容量等への影響が考えられる。**
- 本作業会においては、将来的な電圧安定性の限界潮流の算出として妥当な方法の検討・整理が必要と考えられるため、主要論点No.4-1-1「電圧安定性の妥当な評価方法は何か」の中で、**将来的な電圧安定性制約の算出方法、および運用容量が低下した場合にそれを補う方策も含めて整理・検討を進めていく**ことしたい。

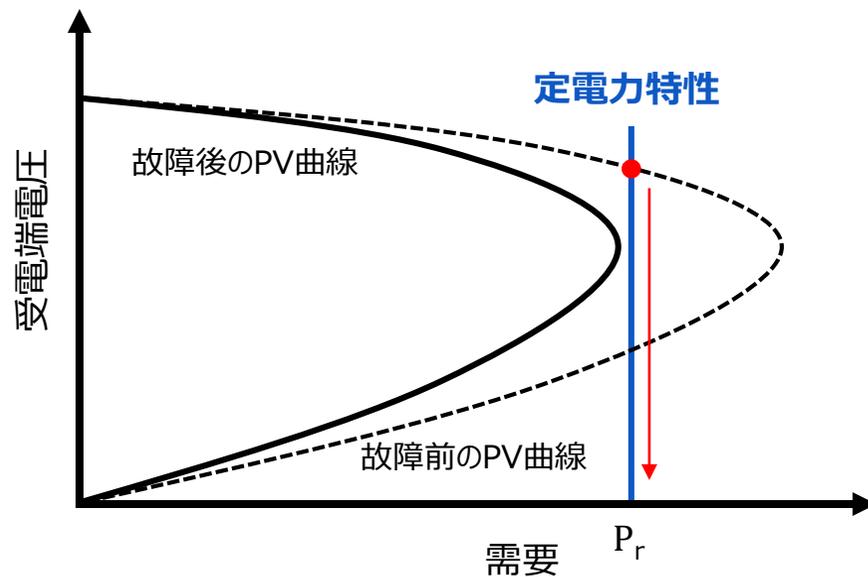
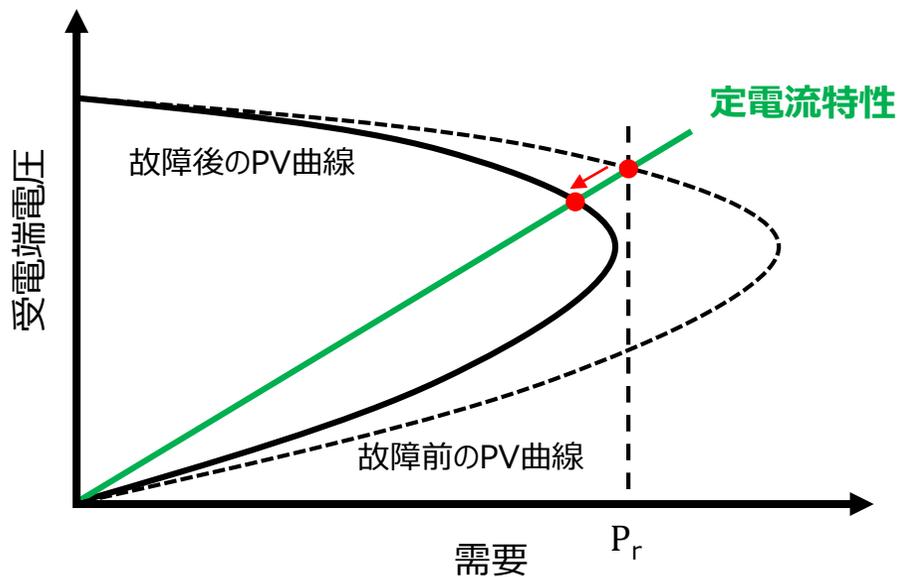
現行の算出方法（インバータ電源解列未考慮）



中長期的な系統故障時の電圧低下様相（想定）



- また、非同期（インバータ）需要の進展に伴い、負荷の周波数特性と同様に、電圧特性についても**定電力特性**（需要電力量は系統電圧に依らず、常に一定である特性）の割合が増加していくことが予想される。
- このような状況変化は、**系統故障直後に電圧が著しく低下**することとなるため、電力用コンデンサの投入等の系統運用操作による**適正電圧への回復が難しくなり、電圧不安定現象に至る可能性**の高まりが影響として考えられる。
- この点、負荷の周波数特性と合わせて実態調査がなされており、本作業会では、引き続き、**主要論点No.4-1-1「電圧安定性の妥当な評価方法は何か」**において、負荷特性の変化も踏まえた妥当な評価方法について整理・検討を進めていくこととしたい。



■ 変動性再エネ大量導入による影響をまとめると下表の通りであり、**まずは中期（同時市場あるいは次期中給実現があり得る時期）に顕在化し得る（早めの対応が必要な）影響**について、**新たに追加する論点No.3-3-1も含めた主要論点の中で検討を進めていく**こととしたい。

考えられ得る影響			影響有無		本作業会での扱い
			2030～	2050～	
①	供給信頼度低下	予測誤差増に伴うΔkW不足	なし	?	調整力等委と連携
		系統混雑の進展に伴うΔkWの発動制限	あり	—	論点No.1-2-1 で検討
②	同期安定性低下	平常時電圧過昇	なし	?	長期課題として認識
		非同期電源比率増に伴う限界潮流の低下	あり	あり	論点No.3-3-1 を追加
③	周波数維持の低下	RoCoFの増加	なし	あり	調整力等委と連携
		故障点近傍の非同期電源解列	あり	—	論点No.5-4-1 で検討
		負荷の周波数特性の変化	あり	—	論点No.5-4-3 で検討
④	電圧安定性の低下	平常時電圧過昇	なし	?	長期課題として認識
		故障点近傍の非同期電源解列	あり	—	論点No.4-1-1 で検討
		負荷の電圧特性の変化	あり	—	論点No.4-1-1 で検討

1. 変動性再エネ大量導入による影響

1 – 1 アデカシーの観点

1 – 2 セキュリティの観点

2. 今後の主要論点

- 前章の内容を踏まえ、本作業会で取扱うべき主要論点は、現時点で以下の通り。
- 今後、それぞれの論点について、具体的な進め方の整理や深掘り検討を進めることとしたい。

大項目	中項目	No.	論点
共通	想定故障（クライテリア）	1-1-1	N-1,N-2故障の具体的様相や社会的影響の考え方の違いは妥当か
	フリンジ	1-2-1	各決定要因におけるフリンジの取り扱いをどうするか
		1-2-2	地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いを統一することが可能か
	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内混雑の進展を見据え、地内系統における緊急的な運用容量の拡大スキームが必要かどうか
	再エネ導入による影響	1-4-1	再エネ大量導入が運用容量へ与える影響とは何か
熱	短時間容量	2-1-1	地内送電線へ適用している短時間容量を地域間連系線へ適用できない理由は何か
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西 θ を運用容量の新たな制約として追加する必要があるか
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
	低下補填	3-3-1	将来的な同期安定性の低下を補う方策は何か
電圧安定性	算出・判定方法・低下補填	4-1-1	電圧安定性の妥当な算出方法・評価方法・補う方策は何か
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
周波数維持	EPPS	5-1-1	周波数品質を踏まえ、考え方の見直しやその影響評価が必要かどうか
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まないことの（EUE算定への影響も含めて）理由は何か
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
	系統特性定数	5-4-1	系統特性定数を用いた算出方法・判定方法・補う方策は妥当か
		5-4-2	調整力調達の在り方や系統構成、周波数制御方式が変化していく中でも系統特性定数は必要か
5-4-3		調整力必要量の見直しや負荷特性の変化等を踏まえ、系統特性定数の再算定が必要か	

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	想定故障 (クライテリア)	1-1-1	想定故障や社会的影響 の考え方の違いは妥当か	<p>現行のクライテリア（信頼度基準）においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと（ただし、電制は許容）、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。</p> <p>この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか（例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか）、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものか検討する。</p> <p>➤ 次回以降、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認。その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討</p>
	フリンジ	1-2-1	各決定要因における フリンジの取扱い	<p>地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方とする（フリンジで対応する）にあたり、まずもって地域間連系線のフリンジの取扱いに、見直しの余地がないかを再確認する。</p> <p>地域間連系線では、同期安定性および電圧安定性のみ限界潮流からフリンジを控除しているが、他の制約要因（熱容量等、周波数維持）に織り込んでいないことを踏まえ、故障時の影響や事故後の対応可否について深掘り検討し、必要により見直しを行ったうえで、エリア内送電線に適用可能かを判断したい（論点No.1-2-2）。</p> <p>➤ 第2回本作業会にて検討状況を報告（資料4）、次回以降見直し要否を含め深掘り検討</p>
		1-2-2	連系線と地内送電線での 取扱い統一可否	<p>同時市場導入検討においては、地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取扱いを統一する方向性が示されたものの、実際に考え方を統一することが可能かの検討が必要である。</p> <p>現在フリンジを考慮していないエリアにおいて、地域間連系線や他エリアと異なる理由について深掘りを行い、場合によっては未考慮側に合わせることも選択肢とし、合理的な取扱いについて整理していくこととしたい。</p> <p>➤ 第2回本作業会での報告内容（資料4）を踏まえ、一般送配電事業者と共に統一することの影響評価を行い、次回以降に検討結果を報告</p>
	緊急的な 運用容量拡大	1-3-1	地内系統の緊急拡大 スキーム整理が必要か	<p>地域間連系線では、N-0（設備健全時）において、需給ひっ迫に伴う計画停電等のおそれがある場合には、N-1故障・N-2故障時の供給信頼度低下を許容した緊急的な運用容量の拡大が認められているが、地内系統における緊急拡大の考え方は整理されていない。</p> <p>地内系統においても、今後の系統混雑の進展に伴い、需給ひっ迫時においても供給力が制限されることが懸念されるため、地内運用容量を緊急的に拡大できる仕組み（適用基準、承認者、拡大までのスキーム、情報公表、事後検証など）の整理が必要ではないか。</p> <p>➤ 次回以降、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みを紹介した上で、地内系統の緊急拡大スキームの整理結果を報告</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	再エネ導入による影響	1-4-1	考えられる影響は何か	<p>再エネ導入による運用容量へ与える影響として、第1回本作業会にて多数のご意見をいただいた。これらは、現行の考え方を大きく変えることや、新たな考え方を追加することに繋がる可能性があるため、第1回でいただいた下記のご意見も踏まえ、まず論点を網羅的に抽出した上で、本作業会で整理すべき論点を設定する。</p> <p>（第1回作業会でいただいたご意見）</p> <ul style="list-style-type: none"> 再エネの大量導入に伴い、想定年度により技術的な課題も異なるため、論点を考える上での想定年度を考えながら進めていきたい（辻メンバー）。 さらに再エネ比率が高まり、同期電源の割合が低下してくることで、従来の運用では対応できない可能性もあると認識している（伊佐治オブザーバー）。 再エネの普及が進み、地域間の慣性の不揃いが生じ、系統が脆弱になる傾向も考えられるため、今後の状況変化によって、中西圏以外にも安定性に影響する要因が増えることもおこりえるか（辻メンバー）。 再エネ導入が進む中で、事故直後の短絡容量の低下による電圧回復遅れや、オーバーシュート、そういった流れの中で、分散電源が一斉解列するリスク等も、将来断面を見る際の重要なポイントと感じた（辻メンバー）。 再エネの系統事故時における運転停止（地絡事故などが起こった際にどのぐらい脱落するか等）が、どの程度起こりうるのか、考慮する必要があるのではないかと（河辺メンバー）。 再エネ導入に伴い日中でもShRを投入する運用が既に発生している状況だと伺っている。この条件のもとで、地絡事故等により再エネが大量に脱落してしまう場合、無効電力の供給源が繋がっていない状況で、正味の負荷が一気に増えるという状況になるため、電圧低下度合いも従来よりも大きくなってしまい、過渡的な電圧不安定現象を誘発することになってしまわないか気にしている（河辺メンバー）。 <p>➤ 次回以降、再エネ導入により考えられる影響等について網羅的に整理した上で、本作業会で扱う論点を設定し、漏れのない検討へ繋げる</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
熱	短時間容量	2-1-1	連系線へ短時間容量を適用できるか	<p>現在、地域間連系線においては、連続容量超過時に短時間で潮流調整が困難であることから、連続容量を熱容量としている（本四連系線は短時間可能時間が4Hと長いため、下げ代不足時や夏季に限り短時間も採用されている）。今後、同時市場（次期中給）になれば、緊急時SCED機能により5分以内に潮流調整可能となることを踏まえれば、地域間連系線にも短時間容量を適用することが可能となるかどうか。</p> <p>➤ 次回以降、次期中給で具備される機能紹介および、当該機能を活用することによるN-1故障（2ルート連系の場合、N-2故障）時の短時間での潮流調整の実現性を報告</p>
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か	<p>N-1電制量を常時周波数変動（0.2Hz）に納める案が第28回広域系統整備委員会にて示された後、「流通設備の整備計画の策定（送配電等業務指針 第55条関連）におけるN-1電制の考え方について」で定めているが、0.2Hz以内でなければならない理由はあるか。</p> <p>また、エリア予備率を考慮する案も示され、同様に定められているが、単機最大脱落がどのエリアでも発生すると思えば、電制後のエリア予備率確保による上限も不要となるか。</p> <p>➤ 次回以降、過去の整理の経緯・背景を踏まえ、現状や将来の状況変化を見据えた場合にこれらの考え方の変更要否を整理し、報告</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西θを運用容量の制約へ追加すべきか	<p>中西60Hz系統は長距離くし形系統であり、東向き潮流の重潮流化で同期安定性が不安定になりやすい傾向（西系統の送電線N-2事故や中系統の電源脱落事故が発生すると系統間脱調に至る可能性）がある。上記事象を防止するため、中西θ（九州の西側ノードから中国の東側ノードまでの位相差）が上限（限界値）に至らないように監視しており、超過時には持替え運用を行っている実態がある。</p> <p>一方、持替え運用は混雑処理（再給電）と同義であり、同時市場においてはSCUCで一括処理することが効率的と考えられるところ、中西θという指標を、新たな運用容量の考え方とすべく、管理方法やSCUCへの組み込み方等について検討を進める必要がある。</p> <p>➤ 次回以降、中西地域における中西θを考慮した運用実態（必要性）を紹介いただいた上で、事務局にて運用容量の制約要因とする場合の考え方（管理方法等）を整理・検討する</p>
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、同期安定性の場合には、最も遮断量が小さい箇所が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>次回以降、同期安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する。</p>
	低下補填	3-3-1	将来的な同期安定性の低下を補う方策はあるか	<p>将来的な再エネ大量導入等に伴い、電力系統内の非同期電源比率が高まることで、中期的な運用容量への影響（運用容量低下）が顕在化し得る可能性が調整力等委で報告されていることを踏まえ、当該影響を補う方策についての検討が必要か。</p> <p>➤ 既存の技術で効果的と考えられる電源制限装置等を活用した対策効果の見通しについて、次回以降、本作業会にて報告する。</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
電圧安定性	算出・判定方法・低下補填	4-1-1	電圧安定性の妥当な算出方法・評価方法・補う方策は何か	<p>関西中国間連系線では、電圧安定性が運用容量の決定要因となっており、その限界潮流の判断基準をL法（電圧0.9PU）で評価していることの妥当性（故障後の二次系統電圧の回復による低め解への移行や調相資源の投入等を模擬できないため、一定程度尤度を持たせたうえでの0.9PUとも考えられる）を説明できるかどうか。</p> <p>地内の電圧安定性の判定方法として、V法など他の計算ツールを用いているエリアもあることから、判定方法の違いについて、現在、送配電網協議会にて調査を進めている、負荷の電圧特性等も踏まえた合理的な説明ができるか。</p> <p>また、将来的な短絡容量低下に伴う、非同期（インバータ）電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。</p> <p>➤ 次回以降、各エリアの判定方法の違い（L法、V法等）を把握した上で、負荷の電圧特性等を勘案し、算出・評価方法として妥当な説明が可能かについて整理結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。</p>
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、電圧低下の著しい箇所から離れた電源が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>➤ 次回以降、電圧安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	EPPS	5-1-1	考え方見直し（影響評価）が必要か	<p>EPPSを確実に動作させるために、新FC以外のFCにおいても周波数逆転を許容しない考え方（整定）を見直す必要があるか。また、考え方の変更にあたっては、EPPS送電後の健全側の周波数低下による影響をシミュレーション等で精緻に評価する必要があるか。</p> <p>➤ 次回以降、周波数品質の悪化を踏まえ、見直すことの必要性を整理のうえ、見直すとなった場合には、その影響や設備側の整定変更要否について検討結果を報告</p>
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まない理由とは	<p>現行の関門連系線（九州向き）は周波数制約（無制御）で決まっており、PV不要脱落も相まって運用容量が相当小さく、卸（kWh）取引の変化やEUE（kW）評価において、九州向けが分断するケースも散見され、追加の社会コストがかかる等、課題が顕在化し始めている。負荷遮断の織り込みで解決する課題とも考えられるため、具体的な拡大方策の検討が必要か。</p> <p>➤ 次回以降、負荷制限が織り込まれていない箇所（関門連系線の九州向き等）について、社会的便益（≒EUE評価結果への影響）等も踏まえた織り込み要否等について検討する</p>
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>周波数上昇系統で効果は一律と考えられるものの、熱容量と同じ電制対象箇所の考え方で問題ないか整理が必要か。</p> <p>➤ 次回以降、周波数上昇制約の拡大を目的として電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>
	系統特性定数	5-4-1	系統特性定数を用いた算出方法・判定方法・補う方策の妥当性	<p>系統特性定数を用いて周波数上昇・低下限度を算出（判定）する場合、平常時（N-0）と緊急時（N-2）の算出方法の違いや、過渡的な周波数上昇の扱い等のエリア毎の違いの妥当性を深掘り検討する必要があるか。</p> <p>また、将来的なRoCoFの増加、短絡容量低下に伴う、非同期（インバータ）電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、将来的な周波数維持制約の合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。</p> <p>➤ 次回以降、算出方法・判定方法の妥当性について、検討結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。</p>
		5-4-2	系統特性定数の必要性	<p>系統特性定数に関する前提（調整力調達の内訳）が変化している一方で、系統の構成や周波数制御方式も変化していく中、そもそも系統特性定数が、今後も必要かどうかについても、平常時（N-0）、作業時（N-1）、緊急時（N-2）の事象毎に検討する必要があるか。</p> <p>➤ 第2回本作業会での事業者プレゼン内容（資料3-1）を踏まえ、次回以降、系統特性定数の必要性について、検討結果を報告</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	系統特性定数	5-4-3	状況変化による系統特性定数の再算定	<p>仮に、系統特性定数が将来的にも必要となった場合、調整力調達の在り方の変化による一次調整力がエリア需要の3%を下回る可能性や、負荷側においては拡大するインバータ需要による負荷特性が変化している可能性が予想されることを踏まえ、系統特性定数の再算定の必要性について検討する必要があるか。</p> <p>➤ 次回以降、負荷特性も含めた状況変化を踏まえた再算定の方法（検証の進め方）について検討し、再算定を行う場合には、机上だけでなく実績との突合せ等含めた結果を報告</p>

以上