

海外文献調査報告 (系統事故に伴う分散型電源の脱落事例)

2025年12月16日

電力広域的運営推進機関

1. 海外調査の概要

- フェーズ2'で検討を行っているFRT要件の見直しにあたり、想定外での電源脱落を回避するため、まずは海外で発生した系統事故に伴う分散型電源の脱落事例を調査し、その電源脱落の要因を確認する。
- 分散型電源の大きな脱落が確認された事例として以下のイベントを調査した。

【各国・地域の調査したイベント】

イベント名	発生日	イベント概要
テキサス州オデッサでの系統擾乱①	2021年5月9日	<ul style="list-style-type: none"> コンバインドサイクル発電所のサーディアレスタ故障により、1線地絡（A相）故障が発生 1112MWの太陽光発電所と36MWの風力発電所が電源脱落
テキサス州オデッサでの系統擾乱②	2022年6月4日	<ul style="list-style-type: none"> 同期発電所のサーディアレスタ故障により、1線地絡（A相）故障が発生 太陽光発電所で1,711MWの電源脱落
CA州アナハイムヒルズでの系統擾乱（キャニオンファイア2）	2017年10月9日	<ul style="list-style-type: none"> キャニオンファイア2と呼ばれる山火事により、セラノ変電所付近で2つの送電系統故障が発生 220kV送電線での相間短絡、500kV送電線での相間短絡 1回目の故障で682MWの太陽光電源が脱落、2回目の故障で937MWが脱落
南イングランドでの系統擾乱	2019年8月9日	<ul style="list-style-type: none"> 落雷による400kV送電線の1相地絡故障が発生。 1878MWの電源脱落。うち、電圧保護により、150MWの分散型電源が解列 周波数が低下により、推定350MWのDERがトリップ。また931MWの負荷を喪失
南オーストラリア州でのブラックアウト	2016年9月28日	<ul style="list-style-type: none"> 87秒の間に5つの送電系統の故障が発生し、南オーストラリア（SA）の送電系統で6件の電圧擾乱が発生 9つの風力発電所で合計456MWの風力電源が長時間脱落。さらに各電圧擾乱中に42MWの一時的脱落が発生 456MWの電源が突然脱落したことにより連系線の受電量が増加。受電量が増加した結果、保護リレーにより連系線が切断され、オーストラリアの他の系統から系統が分離 連系線および風力電源の脱落で、擾乱前の負荷の50%程度の供給不足が突然発生

2. 系統事故に伴う分散型電源（DER）脱落の要因

- 今回調査した系統事故に伴うDER脱落要因としては、事故直後の系統擾乱（系統電圧低下、電圧位相の急変、波形乱れ）のみならず、事故除去後の系統電圧回復にかけてのDER出力の変化が影響し、各インバータの機器保護リレーの閾値を超え、トリップしているものが多く確認された。
(下表にDER脱落・出力停止要因を整理。詳細は次スライド以降の各国・地域の調査結果参照)
- 一方、これらの要因による脱落は、インバータの制御方法や機器保護リレーの閾値の見直しなどにより、回避できるよう対応されているものも多く確認された。
- 今回のFRT要件見直しは事故直後の過渡的な系統擾乱に対して運転継続する方向で考えているが、想定外のDER脱落を防ぐため、事故直後の系統擾乱のみならず、事故除去後の系統電圧回復にかけてのDER出力変化とそれがインバータ機器へ与える影響について関係者で確認していくこととした。

今回調査したイベントでのDER脱落・出力停止の主な要因

事故直後の系統擾乱（系統電圧低下、電圧位相の急変、波形乱れ）に起因するもの	Passive Anti-Islanding -Phase Jump (受動的単独運転検出機能-位相跳躍)
	Inverter DC Bus Voltage Unbalance (インバータDC母線電圧不平衡)
	PLL Loss of Synchronism (PLLの同期不能)
	Momentary Cessation (一時停止)
事故直後の電圧低下に伴うDER電流増加に起因するもの	Inverter Instantaneous AC Overcurrent (インバータ瞬時AC過電流)
事故除去後の系統電圧回復とDER出力変化が相乗的に起因するもの（DERからの無効電力供給により過電圧が要因となるもの）	Inverter Transient AC Overvoltage Tripping Persists (インバータ過渡AC過電圧)
	Feeder AC Overvoltage (フィーダAC過電圧)
	DC Reverse Current Tripping (DC逆電流トリップ)

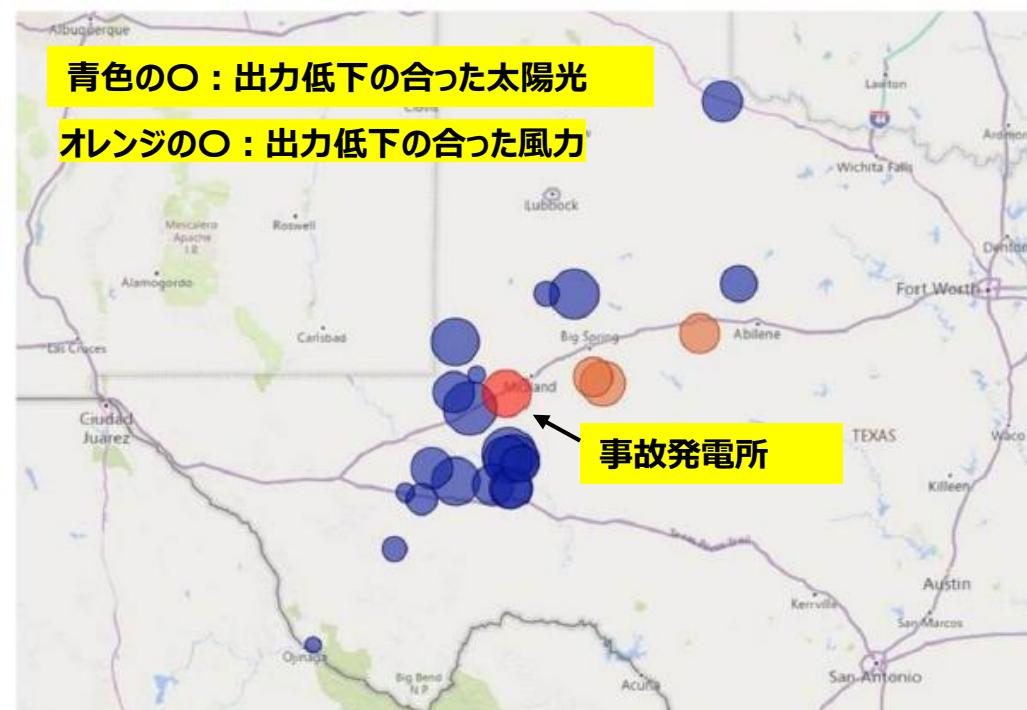
テキサス州オデッサでの 系統擾乱①②

参考資料：NERC、「Odessa Disturbance」、2021年9月
NERC、「Odessa Disturbance」、2022年6月

①2021年の事象概要

- 2021年5月9日午前11時21分、テキサス州オデッサ近郊のコンバインドサイクル発電所において、発電機昇圧変圧器のA相で地絡事故が発生。（試験運転中のタービンのサーボアレスタ故障が原因）
- 構内遮断器開放により、故障を3サイクル以内にクリアしたが、#2ユニットが部分的にトリップし、その後も出力を減少させ、合計192 MWの出力低下。
- この事故により、発電施設の345 kV変電所では電圧が0.72 puまで低下し、フォートストックトン周辺の138 kV変電所では0.84 pu、アルパイン近郊の69 kV母線では0.54 puまで低下。事故除去された後、地域の電圧は非常に短時間（数サイクル以内）でほぼ故障前のレベルに回復。
- コンバインドサイクル発電所での発電出力低下に加え、BPS（北米基幹電力システム）に接続された複数の太陽光発電および風力発電所でも、事故に伴い出力が減少。

発電タイプ	出力低下 [MW]
コンバインドサイクル発電所	192
太陽光発電所	1,112
風力発電所	36
合計	1,340



①2021年の事象発生時の系統状況

- 風力と太陽光の発電量は、事故前にはそれぞれ総発電量の34%、9%程度であった。
- 太陽光はまだ出力上昇中の時間帯で事故が発生。太陽光発電システム全体の発電量を見ると事故時に出力低下が明確に表れているが、その規模は全体の割合でみると僅かである。
- 事故発生後の周波数最下点は3.3秒後の59.8Hz程度、RoCoFも0.06Hz/s程度の状況であった。

Table I.1: Predisturbance Resource Mix		
BPS Operating Characteristic	MW	%
Internal Net Demand	47,434	-
Solar PV Output	4,533	9%
Wind Output	15,952	34%
Synchronous Generation	26,383	56%

*ERCOT was importing 566 MW through dc ties

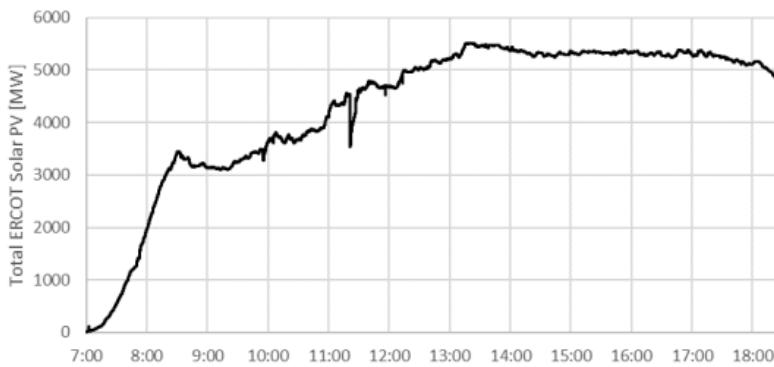
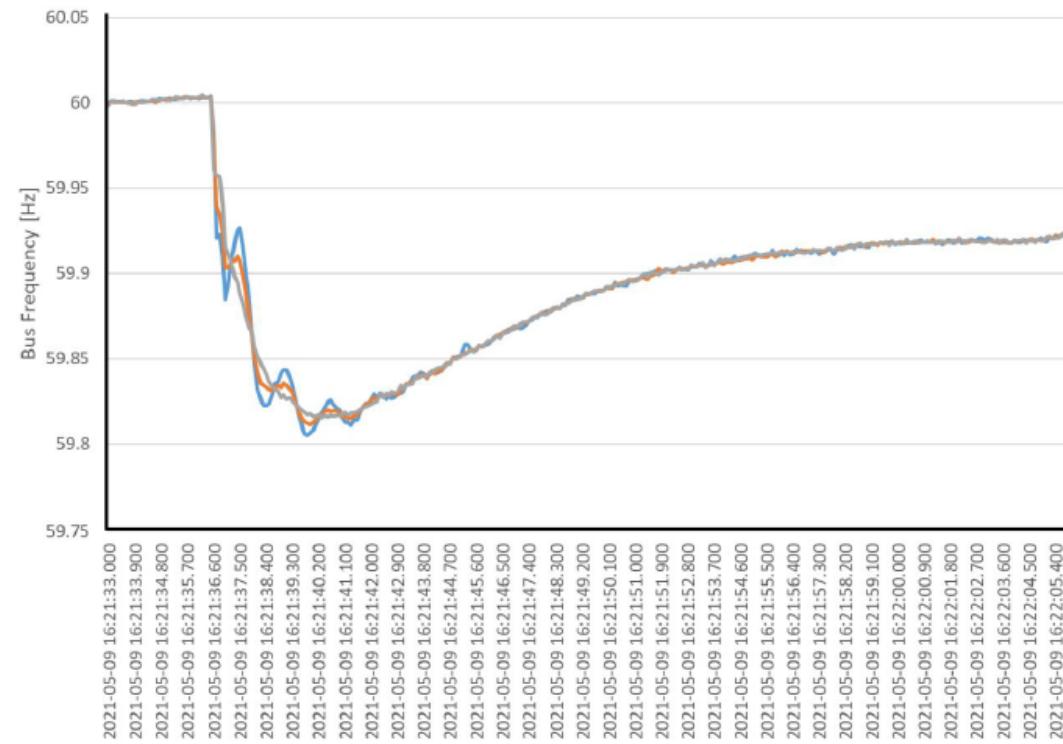


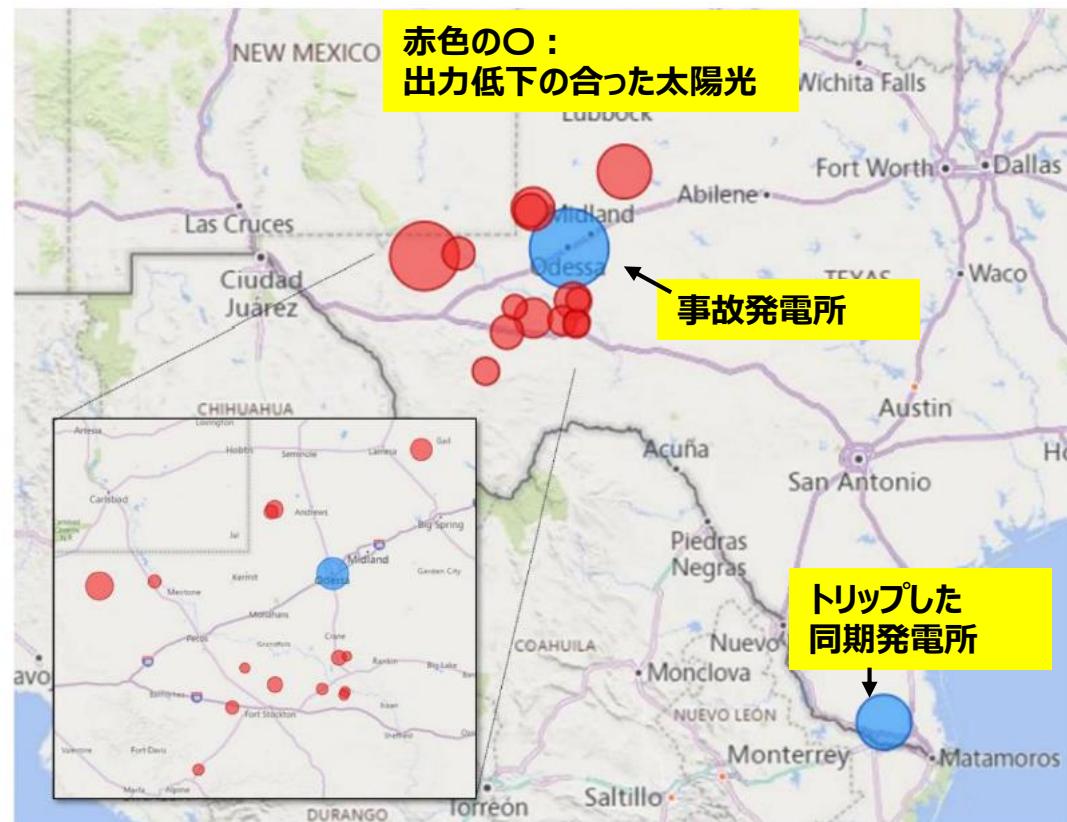
Figure I.1: ERCOT Solar PV Profile for May 9, 2021



②2022年の事象概要

- 2022年6月4日午後0時59分、テキサス州オデッサ近郊の同期発電所においてサーボアレスターが故障し、345kV系統でB相接地故障が発生。
- 構内遮断器開放により、故障を3サイクル以内にクリアしたが、333MWを送電していた発電所の一部が遮断。発電所内の他のユニットも予期せずトリップし、さらに202MWが停止。
- 450マイル⇒720km以上離れた南テキサスの別の同期発電所でも停止(309MW)。
- 多数の異なる地点に設置された1,711MWのインバータ電源も、各構内の保護および制御により予期せず出力低下。

発電タイプ	出力低下 [MW]
コンバインドサイクル発電所	844
太陽光発電所	1,711
風力発電所	0
合計	1,340

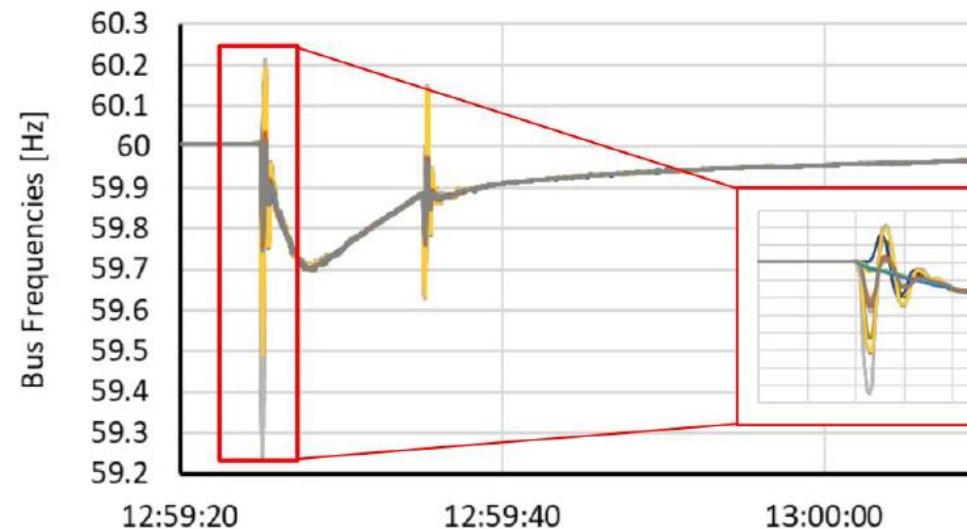


②2022年の事象発生時の系統状況

- 風力と太陽光の発電量は、事故前にはそれぞれ総発電量の10%と16%程度であった。
- 太陽光発電が一日のピーク出力に達した時間帯でこの障害が発生で事故が発生。太陽光発電システム全体の発電量を見ると事故時に出力低下が明確に表れているが、その規模は全体の割合でみると僅かであった。
- 事故発生後の周波数最下点は3秒後の59.7Hz程度、RoCoFも0.1Hz/s程度の状況であった。

Table I.1: Predisturbance Resource Mix		
BPS Operating Characteristic	MW	Percentage
Internal Net Demand	55,436	-
Solar PV Output	8,740	15.8%
Wind Output	5,742	10.4%
Synchronous Generation	40,744	73.5%

*ERCOT was importing 210 MW



- テキサスREとERCOTは、影響を受けたすべての太陽光発電施設からデータを要求し、10MWを超える異常な出力変動があったサイトで、出力低下の主な原因とインバータの特性を分析
- 2021年と2022年のオデッサ擾乱における太陽光発電の異常なパフォーマンスの原因を以下の通りに整理している。

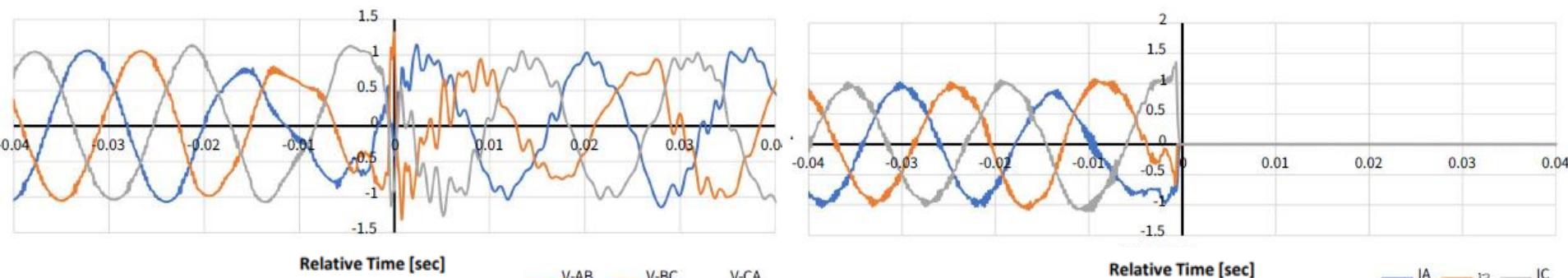
Table 1.1: Causes of Solar PV Active Power Reductions

Cause of Reduction	Odessa 2021 Reduction [MW]	Odessa 2022 Reduction [MW]
Inverter Instantaneous AC Overcurrent	—	459
Passive Anti-Islanding (Phase Jump)	—	385
Inverter Instantaneous AC Overvoltage	269	295
Inverter DC Bus Voltage Unbalance	—	211
Feeder Underfrequency	21	148*
Unknown/Misc.	51	96
Incorrect Ride-Through Configuration	—	135
Plant Controller Interactions	—	146
Momentary Cessation	153	130**
Inverter Overfrequency	—	—
PLL Loss of Synchronism	389	—
Feeder AC Overvoltage	147	—
Inverter Underfrequency	48	—
Not Analyzed	34	—

* In addition to inverter-level tripping (not included in total tripping calculation.)

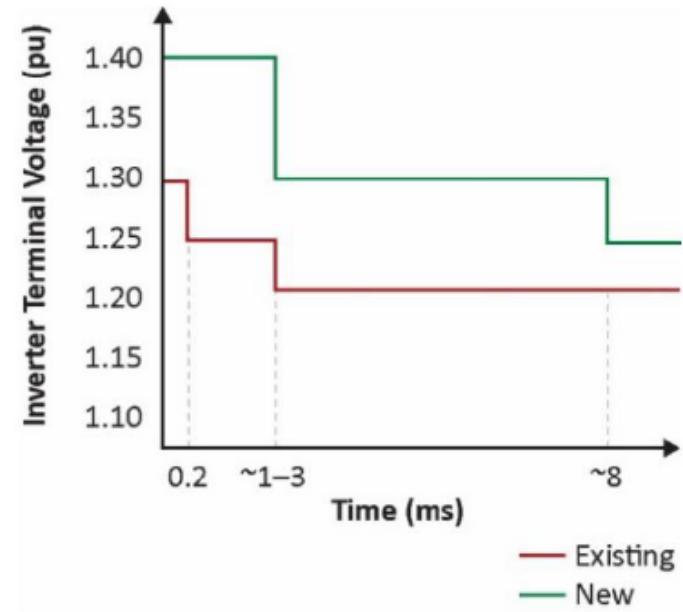
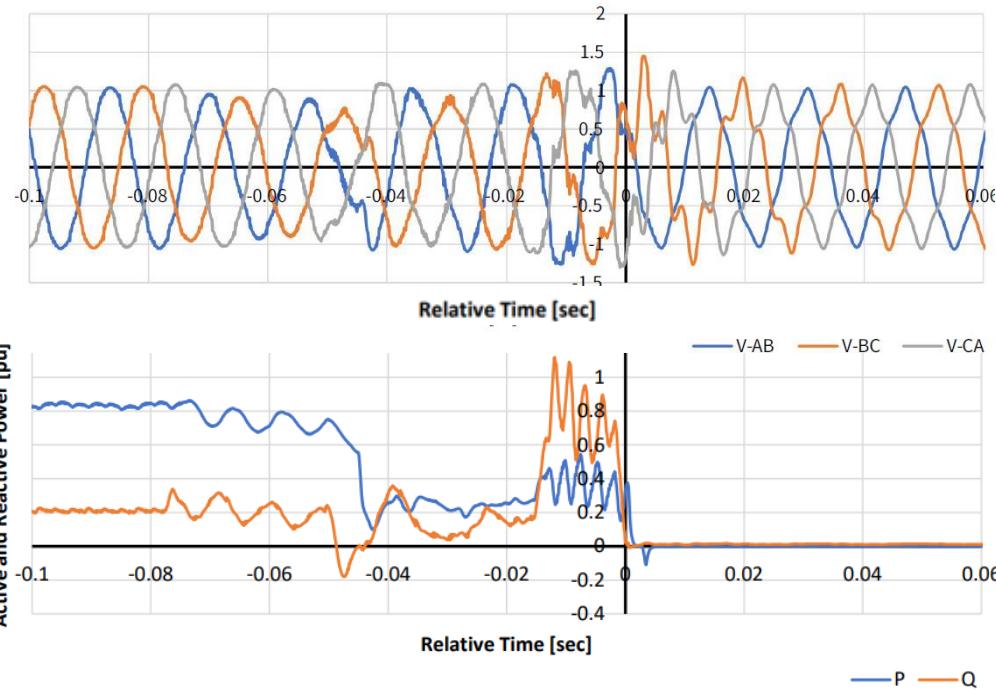
** Power supply failure

- あるメーカーのインバータは定格交流電流の1.4pu (軽微な故障) および1.5pu (重大な故障) でトリップする。
- 過電流保護は、絶縁ゲートバイポーラトランジスタを機器の故障から保護するために使用され、インバータの制御により通常0.2ミリ秒以内にトリップするが、外部のグリッド障害が発生した場合にもAC過電流保護が作動する。
- 故障発生中、インバータの端子電圧の位相と振幅が急激に変化。インバータがこの変化に対応しようとした際に、インバータの交流過電流が瞬時に閾値を超え、トリップが発生。
- インバータメーカーは、過電流発生時にインバータのスイッチングロジックを変更するソフトウェアアルゴリズムを開発。現在、端子電圧の大きな変化により過大な交流電流が流れトリップが発生するが、新しいソフトウェアアルゴリズムにより、交流電圧の大きな変化時にも交流電流の変化が抑えられる。
- この原因によるトリップは、過去の事故では広く確認されなかった。これは、このインバータメーカーがほとんどの設備で、PLL同期外れによるトリップを有効にしていたためであるが、この保護機能は極めて感度が高く、通常のBPS障害でもインバータをトリップさせていた。この保護機能は、実際のインバタレベルの定格や機器の制限とは本質的に無関係であるため、その後多くの設備で無効化された。



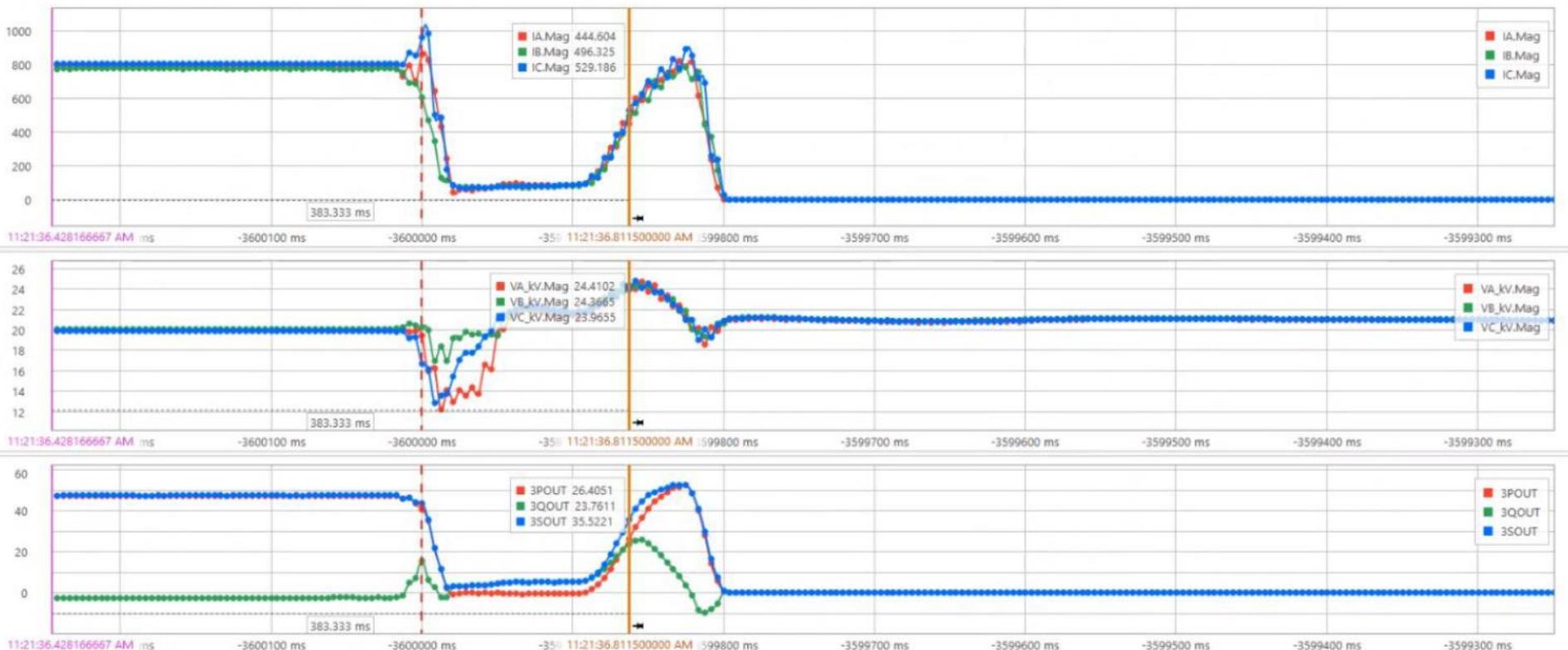
Inverter Transient AC Overvoltage Tripping Persists (インバータ過渡AC過電圧) 11

- インバータ端子電圧は事故中に低下し、事故除去時に急速に上昇。事故除去時には、インバータの交流電流は回復し、かなりの量の無効電流を注入していた。
- 無効電流の大きな注入と端子電圧のほぼ瞬時の回復により、インバータの端子電圧が高くなりインバータがトリップした。このトリップの原因是、インバータの過電圧トリップ設定に加えて、BPS事故発生時および直後の有効電流と無効電流の注入に関するインバータ制御方法（すなわち、動的無効電力K係数設定）にある。※k係数を減らして動的無効電力サポートと無効電流注入を減らすと、電圧安定性に影響に悪影響を与える可能性がある。
- NERCは、BPSで使用されるインバータは、通常はクリアされるBPS障害中に発生が予想される瞬間的な電圧スパイクに耐えられるように厳密に設計、構築、テストされるべきだという強い勧告を出していた。
- インバータメーカーは、交流過電圧に関するインバータ保護設定のアップデートをした。この変更には、デフォルトのユーザー設定可能な交流過電圧保護に加え、機器メーカーのみが利用可能なインバータ保護設定も更新された。

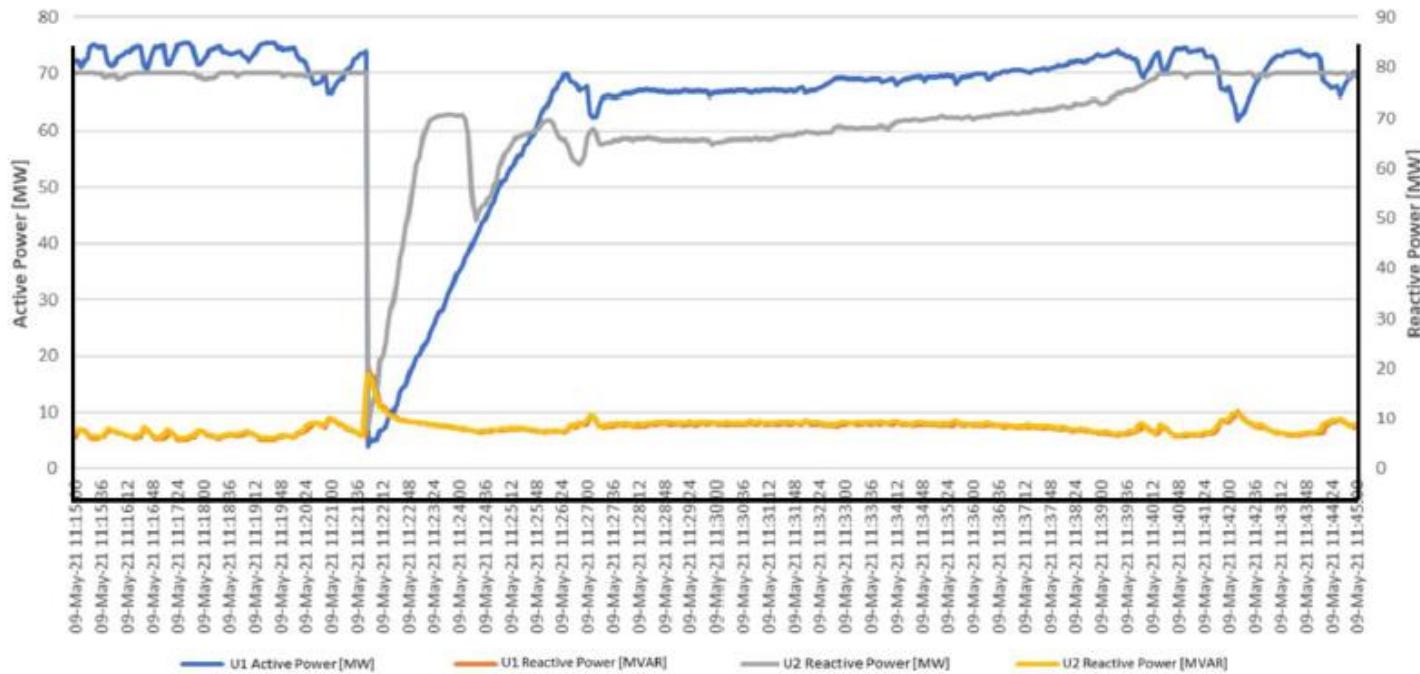


Feeder AC Overvoltage (フィーダAC過電圧)

- 摘乱前は有効電力を注入していたが、摘乱が発生すると、電圧低下に伴い無効電力を注入
- 有効電力が0になった時点で100ミリ秒間そこに留まっている。（インバータ制御プログラム応答）
- 100ミリ秒後、有効電力と無効電力をほぼ同じレベルで注入し始める。
- 高電圧の状況でも無効電力を注入しようとして、これが問題を悪化させ、高電圧条件を引き起こし、最終的に59過電圧リレーにより発電所フィーダのトリップを引き起こした。
- インバータ制御とプラントコントローラ間の連携不良が要因と考えられると報告されている。



- 電圧が0.9puを下回ると瞬時に停止するようにプログラムされたインバータが使用されていた。
- インバータは電圧が回復したら速やかにプラントでの出力設定値に戻ることが求められているが、プラントのコントローラにはインバータが有効電力出力の変化速度を制限するランプレート制限があり、回復が遅れていた。
- 摘乱前の出力レベルに速やかに回復するインバータの能力を妨げるべきではないと報告されている。



Passive Anti-Islanding -Phase Jump (受動的単独運転検出機能-位相跳躍)

- 事故回復時の系統位相角の変化を単独運転の兆候と誤って、受動的単独運転検出機能でトリップ。
- 2018年に発行されたNERC信頼性ガイドラインでは、BPS接続インバータ電源は受動的単独運転検出機能によるトリップを無効にする必要があると明記していた。（配電中心の保護方式であり、BPSには適していない）
- この保護は、位相角が大きく急激に変化する状況や周波数変化率が高い状況では、誤作動を起こしやすい傾向がある。しかし、このインバータメーカーは、北米全域のBPS接続設備の大部分（すべてではないにしても）でこの保護方式を有効にしたインバータを設置してきた。

Inverter DC Bus Voltage Unbalance (インバータDC母線電圧不均衡)

- インバータDC母線の正極端子と負極端子間で大きな電圧差が測定されたときに発生 ($|V(P)-V(N)| >$ 閾値)
- インバータの交流側の不平衡電圧が、DC母線にリップル（揺らぎ）を引き起こす可能性があり、直流側のリップルがトリップ閾値を超え、交流側事故でインバータがトリップする可能性がある。
- ファームウェアアップグレードにより、インバータ内部制御の応答方法を再構築し、系統の擾乱に対するインバータモジュール電流の制御が、より高速かつ厳密になった。インバータメーカーの研究チームは、このファームウェアアップグレードを導入することで、直流電圧の不均衡によるインバータのトリップ発生率が低下する可能性があると述べている。

Feeder Underfrequency (フィーダ周波数低下)

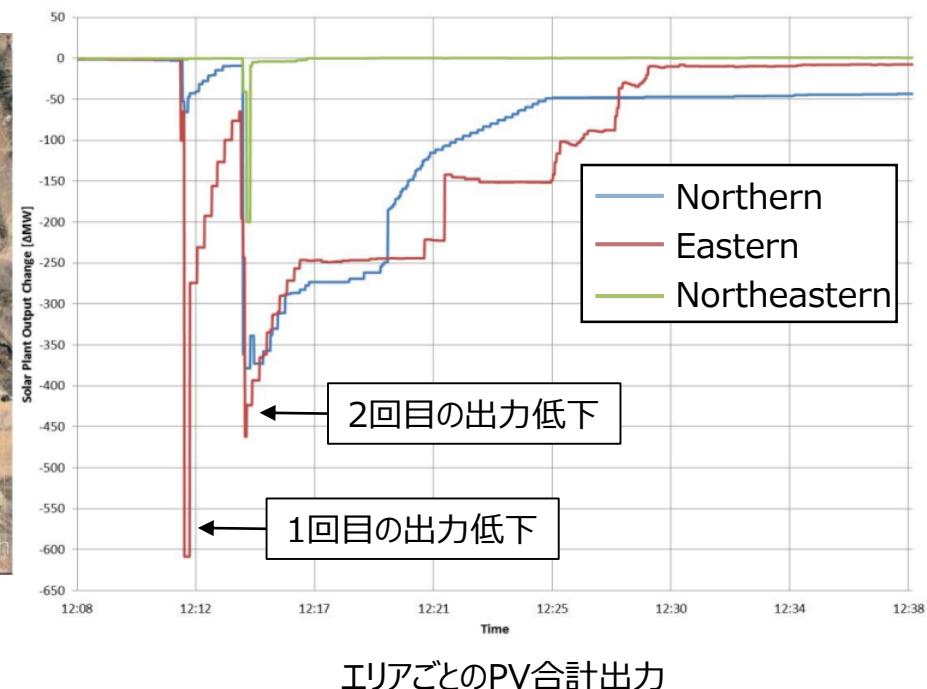
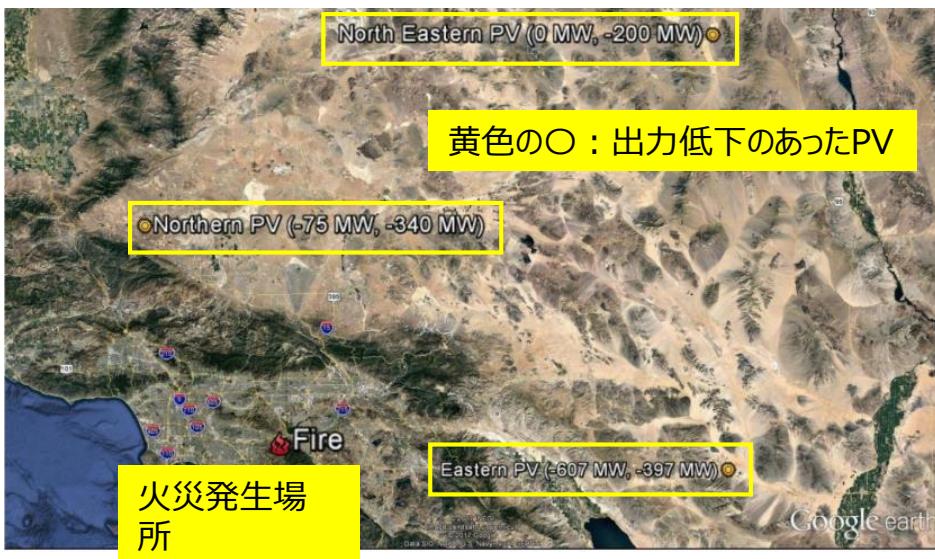
- フィーダ保護リレーは、57.5 Hz以下で瞬時トリップする設定がされていた。
- NERCではこの機能を使わないように強く勧告していたが、それに従わない設備が多く存在した。

CA州アナハイムヒルズでの 系統擾乱

参考資料：NERC、「900 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report」、2018年2月
OCFA、「CANYON 2 FIRE」、2017年10月

事象概要

- 2017年10月9日、ロサンゼルス東部のセラノ発電所付近で2つの送電系統事故が発生 (the Canyon 2 Fireという山火事が原因)。
- 1つ目は12時12分16秒に発生した220kV送電線における相間短絡であり、2.85サイクルで解消したが、PVのトリップにより、682 MWの出力低下。
- 2つ目は12時14分30秒に発生した500kV送電線における相間短絡であり、2.86サイクルで解消したが、PVのトリップにより、937MWの出力低下。
- 2つ目の事故によるPVのトリップにより、事故の約3.3秒後に59.878Hzの最低周波数を記録。



事象発生した系統の状況

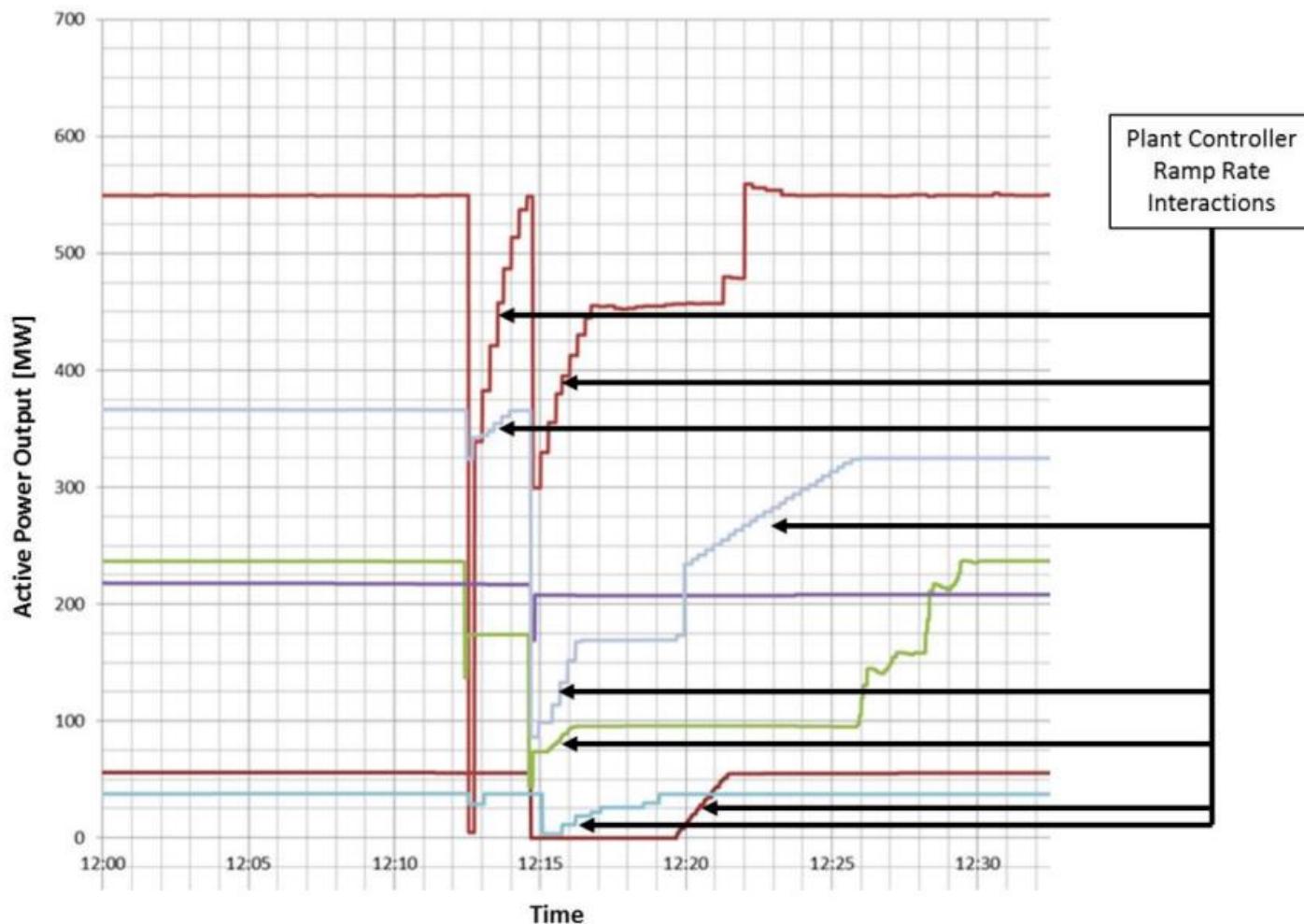
- カリフォルニアでは、下図の区域に分かれたバランスンググループで電力供給を管轄。
- 事象が発生したのは、CAISOの管轄区域。
- CAISO区域では、事故前のPVの発電出力が総発電出力の34.3%程度。
- 同年5/4の13時03分には、PV発電出力が総発電出力の47.3%を記録。



- 電圧低下による**Momentary Cessation**※作動により系統動搖の抑制効果が制限された。
 - 機器保護の観点で絶対に必要な場合を除き、Momentary Cessation非使用を勧告。
 - Momentary Cessation使用時は、系統電圧回復後0.5秒以内に電力注入を復帰することを勧告。
- **Momentary Cessation**からの復帰時に出力変化速度上限が作動し、動作停止前の出力まで復帰するのに時間要した。
 - 系統電圧回復後の速やかに出力復帰させるため、系統電圧回復時は出力変化速度上限にを適用しないことを勧告。
- VRTの規定値は、トリップしてはいけない電圧値とトリップしてもよい電圧値との閾値を定めるものであるが、多くのインバータが規定値をトリップの閾値としていたため、想定より多くのトリップが発生した ($>1.1\text{pu}$, $<0.9\text{pu}$) 。
 - インバータの機器保護の観点からトリップが必要な閾値に再設定するよう勧告。
- 電圧によるインバータのトリップは、フィルターを介して判定しておらず、電圧過渡現象にも反応していた。
 - フィルタリングで基本周波数の電圧入力に基づき判定するよう勧告。
- 過渡現象に伴う歪んだ波形の電圧でPLLが非同期になり、トリップしたインバータがあった。
 - PLL非同期でも最後の同期点でロックし、計算した位相で系統への電流注入を継続するよう勧告。
- 交流過渡過電圧が発生すると、交流電圧が直流電圧よりも高くなることがあり、その結果、直流母線やPVアレイに電流が流入する可能性があり、これは「重大故障」とみなされインバータの手動リセットが必要となる。
 - プラント内の機器に損傷を与える可能性が低いため、過渡過電圧状態中に発生する可能性のある直流逆電流によるトリップを回避するよう勧告。

※ 連続動作範囲外の低電圧または高電圧状態の間、インバーターによってグリッドに電流が注入されない動作モード

(NERC : [Reliability Guideline Improvements to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter-Based Resources](#) より)

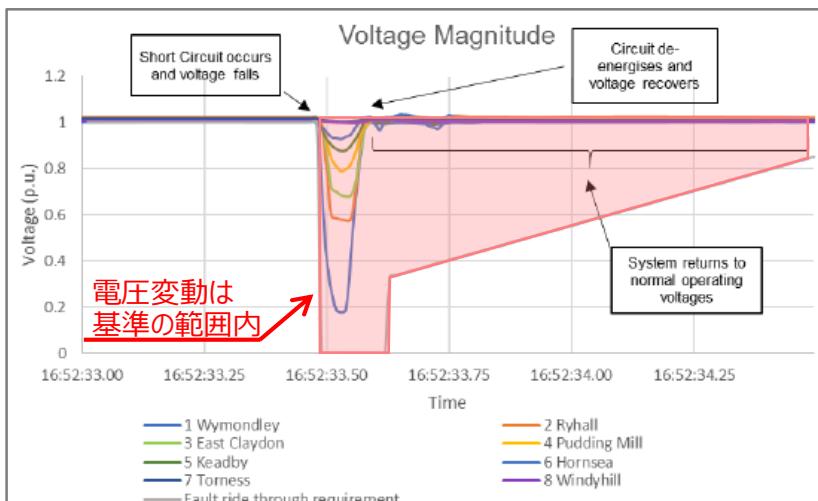


南イングランドでの 系統擾乱

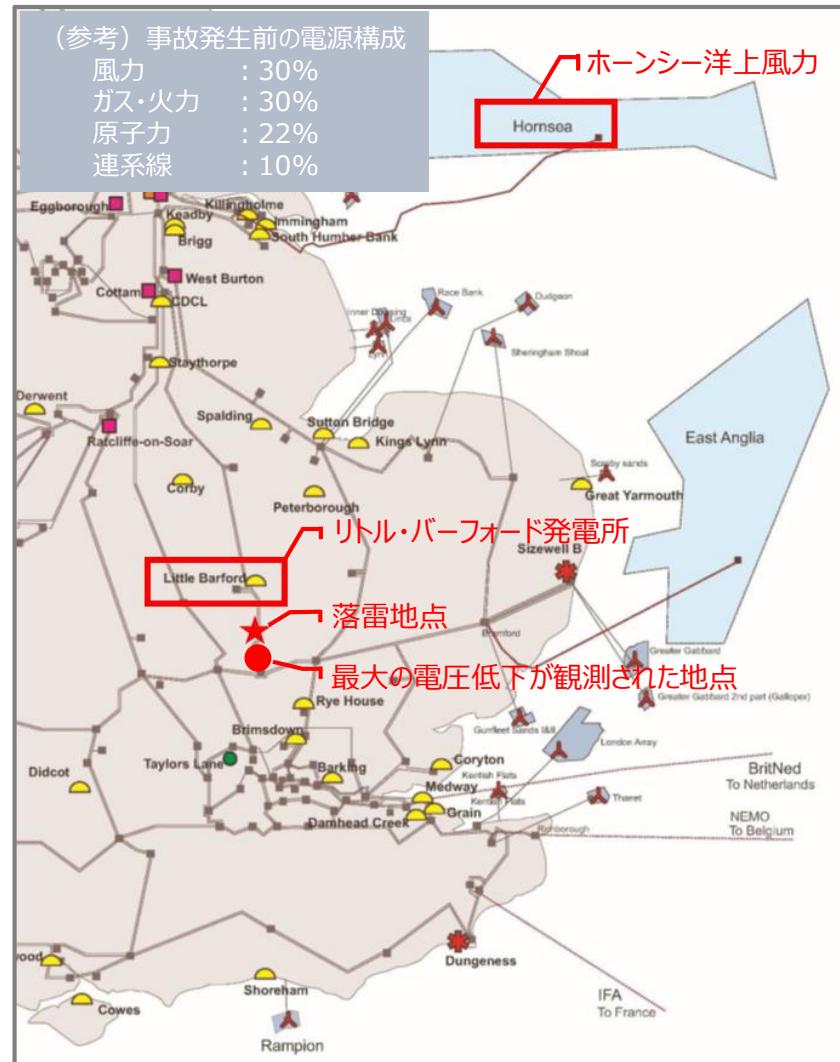
参考資料： National grid ESO

「Technical Report on the events of 9 August 2019」、2019年9月

- 2019年8月9日夕方にイングランドとウェールズの両地方で大規模停電が発生した。
- 送電線への落雷をきっかけに発電所が相次ぎ電源脱落し、需給バランスを維持できなくなったことから負荷遮断を行い、回復した。
- 落雷後に脱落した電源は累計1878MWで、そのうち4割が洋上風力に由来する。
- 約110万人の顧客への電力供給が停止し、鉄道運行にも大きく影響した。



各地点での電圧プロファイル



【前提】

ESOは電源喪失に備えて1000MWの予備力を確保

16:52:33 送電系統に落雷が発生し、電圧が50%低下

送電線の保護システムは0.1秒以内に落雷を除去し、20秒後に正常状態に戻った

16:52:33 ベクトルシフト保護により約150MWの分散型電源が解列

16:52:33 **ホーンシー洋上風力** (799MW) とリトル・バーフォード発電所 (244MW) のタービンが故障し出力低下 (落雷が要因ではなく、予期せぬ事象)

16:52:34 周波数応答開始

RoCoFにより約350MWの分散型電源が解列

1000MWの予備力を確保していたが、累計1481MWの電源喪失により、49.1Hzまで周波数が低下

16:53:18 周波数応答により49.2Hzまで周波数回復

16:53:31 リトル・バーフォード (発) ガスタービンGT1Aがトリップ (210MW)

16:53:31 周波数調整力を使い切る

16:53:49 48.8Hzまで周波数低下

これにより、LFDD発動 (約1GWを負荷遮断、110万人規模の停電)

16:53:58 リトル・バーフォード (発) ガスタービンGT1Bがトリップ (187MW)

16:57:15 ENCCによる給電指令により、周波数50Hzまで回復

17:37 全顧客への供給が再開し、復旧完了

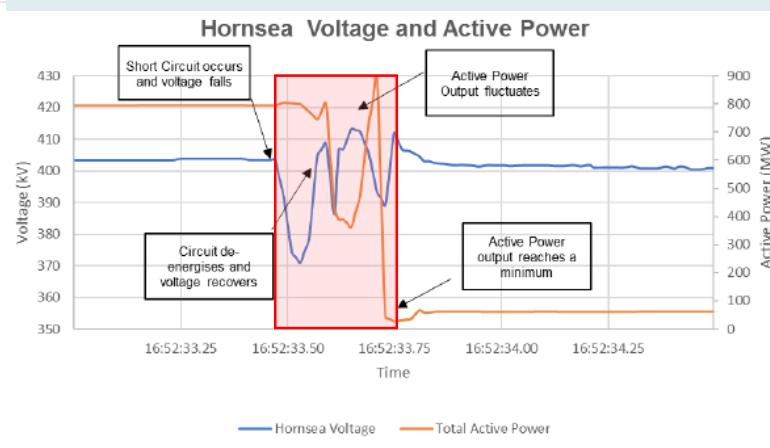
〔参考〕 LFDDプロセス

周波数が48.8Hzを下回った場合に需要を自動的に遮断する措置を講じるルール

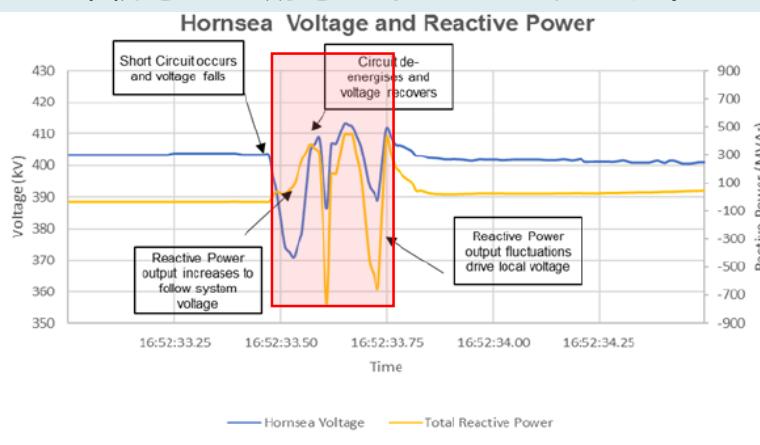
ホーンシー洋上風力の発電機停止の要因と対応

- 風力タービンの設定はメーカー標準であったが、低周波数帯での電気共振の減衰不足により、タービンコントローラーが異常な動作となり、Hornsea周辺の電圧が低下して風力タービンが自動停止した。（共振に関する詳細は不明）
- オルステッド社は、風力タービンの制御システムソフトウェアを改修し、タービンの挙動がグリッドコードとCUSSの要件に沿って将来のあらゆる事象に耐えられる安定した制御システムとなっていることを確認した。

系統電圧と有効電力（ホーンシー洋上風力）



系統電圧と無効電力（ホーンシー洋上風力）

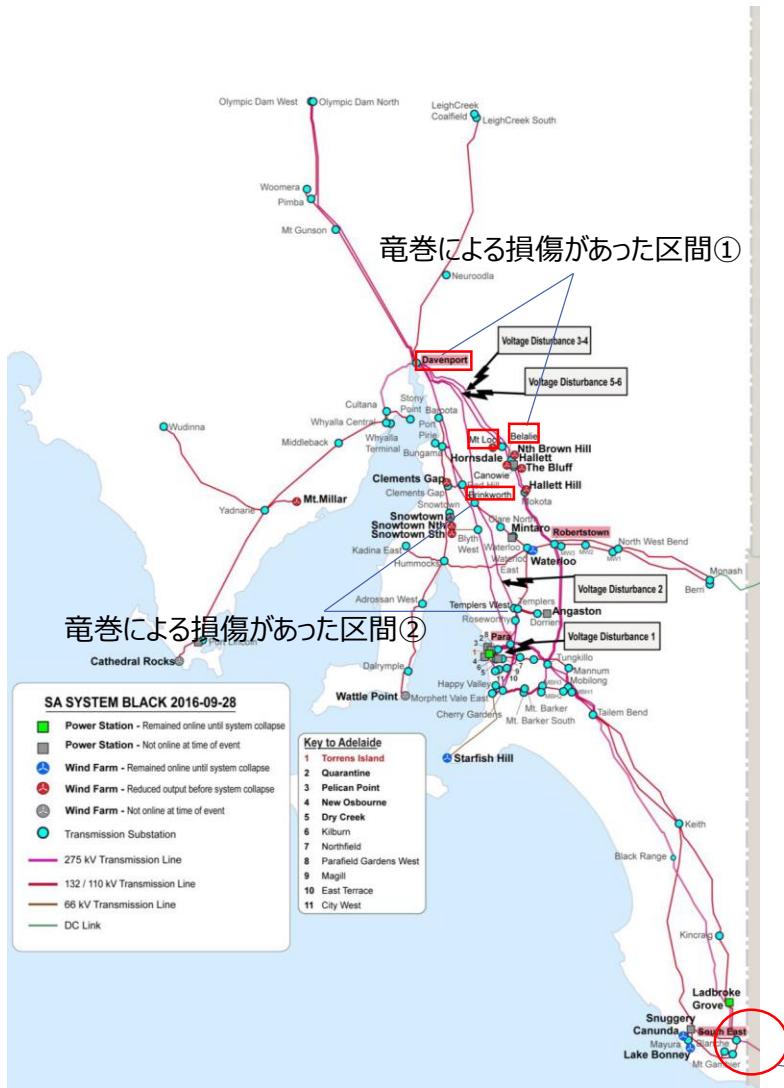


- 送電線の地絡事故により系統電圧が低下
↓
- ホーンシー洋上風力から無効電力供給
↓
- 事故点切り離しにより系統電圧が回復
↓
- ホーンシー洋上風力の有効電力、無効電力が振動

南オーストラリア州での ブラックアウト

参考資料: AEMO、
「BLACK SYSTEM SOUTH AUSTRALIA 28 SEPTEMBER 2016」
2017年3月

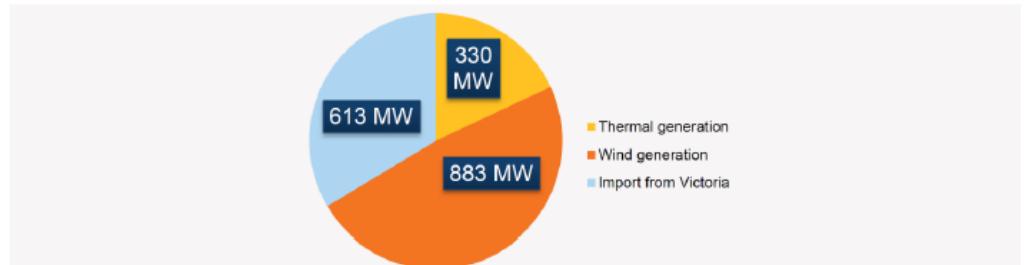
事象概要



- 発生日時：2016年9月28日
- 天候：雷雨、竜巻
- 経緯

- 異常気象（竜巻、雷）により、複数の送電線故障が発生
- 上記に伴い、複数の電圧擾乱が発生
- 一定時間（2分間）に複数回の電圧低下が起ったことにより、連続FRT上限となり、風力発電所が解列・停止し、456MW発電量が低下
- ビクトリア-南オーストラリア州ヘイワード連系線の電力融通量が増加
- 連系線潮流が増大により保護装置が動作し、南オーストラリア州は他の地域から系統分離
- 周波数維持が困難になり、午後4時18分にブラックアウト

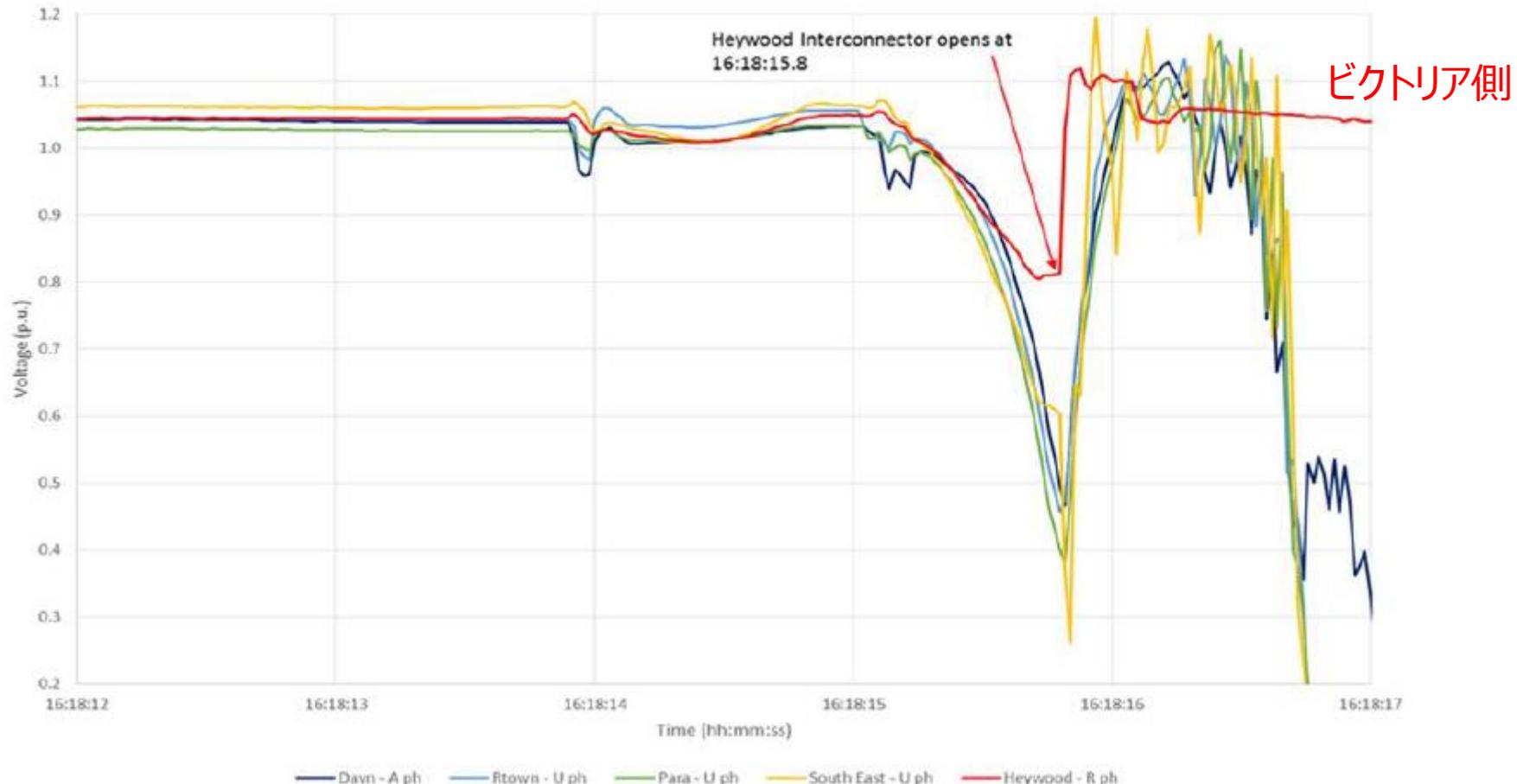
Figure 1 SA generation mix pre-event



ビクトリア州からのイベント前の南オーストラリア州の発電構成
電力融通線

- ビクトリア州と南オーストラリア州の連系が切断される前の2分間に複数の電圧擾乱が発生した。

Figure 4 275 kV voltage decline across SA prior to separation



風力発電所停止の要因と対応

- 120秒間にFRTの起動回数の上限に達した発電所が解列・停止し、9つの風力発電所で456MWの電源が脱落
- FRTの起動回数上限を見直し、5分以内の最大15回の一連の擾乱に対して、連續無停止運転の維持を求めるよう規定を見直し。

※次スライド参照

Figure 10 Total wind farm output – Sustained vs transient power reduction, 28 September 2016

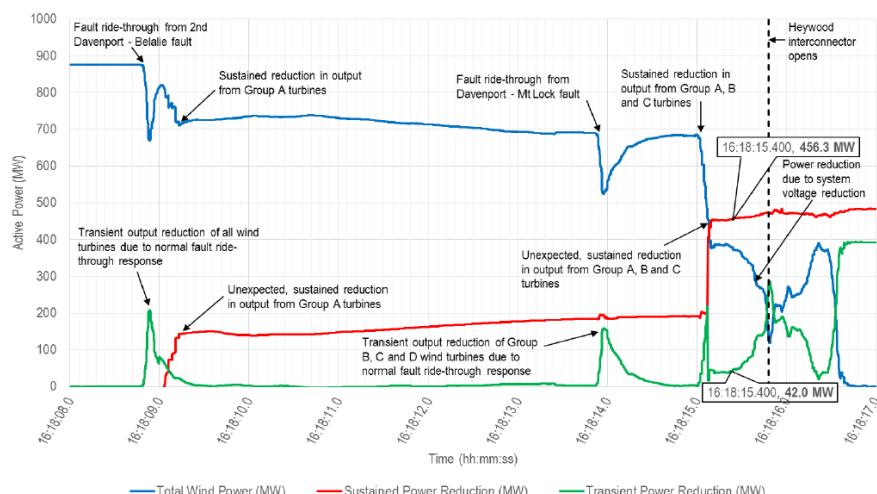


Table 8 SA wind farm responses to six voltage disturbances between 16:17:33 and 16:18:15 on 28 September 2016

Wind farm	Pre-set limit allowing maximum number of successful ride-through events in 120 seconds	Number of times wind turbines activated ride-through mode within 120 seconds	Last state of wind turbines prior to system collapse	Output pre-event at 16:18:08 [MW]	Output just prior to state separation at 16:18:15.4 [MW]
Canunda	10	1	Operational	45.6	44.2
Lake Bonney 1	Yet to be confirmed	0	Operational	77.7	79.1
Lake Bonney 2	10	0	Operational	59.6	54.3
Lake Bonney 3	10	0	Operational	112.5	102.0
Waterloo	10	6	Operational	97.2	71.2
		Transient MW reduction		42.0	
Clements Gap	2	3	Disconnected	14.6	-0.5
Hallett	2	3	Most turbines disconnected	38.5	-0.6
Hallett Hill	2	3	Most turbines disconnected	43.4	18.6
Mt Millar	Not applicable	5	Zero power mode	66.6	1.9
North Brown Hill	2	3	Most turbines disconnected	87.0	11.0
Hornsdale	5	6	Stopped Operation	83.6	-1.1
Snowtown North	5	6	Stopped Operation	65.9	-0.8
Snowtown South	5	6	Stopped Operation	41.3	-1.2
The Bluff	2	3	Most turbines disconnected	42.6	-0.3
		Sustained MW reduction		456.3	
Total MW output				876.1	377.7
Total MW loss					498.4

上限
LVRT
発生回数

項目	内容
S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events (続き) 連続FRT 故障電流	<p>Automatic access standard (続き) All generating systems (続き)</p> <p>(d) 発電所及び各発電ユニットは、(c)で述べた事象の組み合わせにより発生した 5 分以内の最大 15 回の一連の擾乱 に対して、連続無停止運転を維持しなければならない。</p> <p>(1) 最大 6つの擾乱が、接続点の電圧を通常電圧の 50%以下に低下させた場合</p> <p>(2) 三相自動再投入が許可されているネットワークの一部では、擾乱のうち最大2つが三相故障で、それ以外では最大 1つの三相故障で接続点の電圧が通常電圧の50%未満に低下している場合</p> <p>(3) 遮断器故障保護システムまたは類似のバックアップ保護システムによって除去される擾乱は 1つまでとする。</p> <p>(4) 1 回までの擾乱により、接続点の電圧が S5.2.5.4 項(a)(7) 及び (a)(8) の範囲内で変化する場合</p> <p>(5) 1つの擾乱の終了から次の擾乱の開始までの最小クリアランスは、0ミリ秒であってもよい。</p> <p>(6) 残りのすべての擾乱が三相故障以外の故障によるものであり、かつ、いずれの事象も生じさせないこと</p> <p>(7) 発電所のアイランド化、またはネットワーク要素のサービス停止による送電能力の重大な低下</p> <p>(8) 接続点における電圧が通常電圧の 90%未満である時間の累積が、5 分以内に 1,800 ミリ秒を超える場合</p> <p>(9) 接続点の電圧が通常の電圧の 90%より低い場合に、通常の電圧の 90%と接続点の電圧の差の時間積分が、任意の 5 分の期間内に 1 pu 秒を超える場合</p> <p>Synchronous generating systems</p> <p>(e) 発電所が合理的に制御できない電力系統の状態またはエネルギー源の利用可能性の変化を条件として、(c)(2)～(4)項に記載の種類の故障に関して、同期発電ユニットで構成される発電システムからネットワークに供給または吸収される必要がある。</p> <p>(1) 故障の間、電力系統の電圧の維持を助けるため、接続点電圧が（故障直前から）1%低下するごとに、少なくとも故障前の無効電流と、（擾乱がない場合の）全ての運転中同期発電ユニットを含む発電システムの最大連続電流の 4%の大きい方の容量性無効電流を供給または吸収すること</p> <p>(2) 故障が除去された後、接続点電圧が S5.2.5.4 項に基づく連続無停電運転の範囲内にあることを保証するのに十分な無効電力</p> <p>(3) 故障除去後 100ms からは、故障発生直前のレベルの少なくとも 95%の有効電力を供給する。</p>

National Electricity Rule V181

48

項目	内容
S5.2.5.5 Generating system response to disturbances following contingency events	<p>Automatic access standard</p> <p>(b)</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 発電所及びその各発電ユニットについては、(c)項及び(d)項の規定によること (2) 同期式発電ユニットのみから構成される発電所については、(e)項の規定によること (3) 非同期式発電ユニットのみから構成される発電所については、(f)から(i)までの規定によること (4) 同期式発電設備と非同期式発電設備とからなる発電所については、(e)の規定によること <ul style="list-style-type: none"> (i) 同期型式電設備で構成される発電所については、(e)の規定によること (ii) 非同期式発電設備で構成される発電所については、(f)から(i)までの規定によること <p>All generating systems</p> <p>(c) 発電所及びその各発電ユニットは、以下の原因による擾乱に対して、連続無停止運転を継続しなければならない。</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 信憑性のある不測の事態が発生した場合 (2) 関連する全ての一次保護システムにより除去された送電系統の三相故障 (3) 次の時間内に除去された送電系統の二相対地、相間又は相対地間故障 <ul style="list-style-type: none"> (i) 関連する遮断器故障の保護システムが故障を除去するために要すると予想される最長の時間 (ii) (i)号に言及する保護システムが設置されていない場合、表 S5.1a.2 の 4 列目に規定される時間（規定されていない場合は 430 ミリ秒）及びすべての関連一次保護システムがその故障を除去するのにかかると予想される最長時間のうち大きい方；又は、 (iii) (i)号に言及する保護システムが設置されていない場合、表 S5.1a.2 の 4 列目に規定される時間（規定されていない場合は 430 ミリ秒）のうちいずれか大きい方 (4) 配電網の三相、二相対地、相間又は相対地故障は、次の時間内に除去される。 <ul style="list-style-type: none"> (i) 遮断器故障保護システムが故障を除去するのに要すると予想される最長の時間、または (ii) 参照される保護システムが故障を除去するのに要すると予想される最長の時間 (ii) (i)号に言及する保護システムが設置されていない場合、430 ミリ秒と、関連するすべての一次保護システムが故障を除去するのにかかると予想される最長時間のうち、いずれか大きい方。ただし、その事象が、ネットワーク要素を使用不能にすることによって電力系統から発電所を切り離すようなものでない場合に限る。

FRT