自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

解説

# 2025年4月28日イベリア半島（スペイン・ポルトガル）大規模停電に関する「ENTSO-E最終報告書」

2026年6月

**著者**

| | |
|---|---|
| 中西 要祐 | 自然エネルギー財団 シニアリサーチフェロー |
| 木村 誠一郎 | 自然エネルギー財団 主席研究員 |
| 斉藤 哲夫 | 自然エネルギー財団 シニアリサーチフェロー |
| 高瀬 香絵 | 自然エネルギー財団 シニアマネージャー |


**免責事項**

本報告書に記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本報告書の情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

**公益財団法人　自然エネルギー財団とは**

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、2011 年 8 月に設立されました。自然エネルギーを基盤とした安全・安心な社会を構築すること、気候危機を回避する持続可能なエネルギーシステムと経済を実現することを目的として活動しています。

# 目次

1. 要旨 ..... 1
2. はじめに（停電発生時のスペイン国内電力需給状況） ..... 2
3. イベリア半島大規模停電の事象詳細 ..... 5
4. 停電の原因分析と対策 ..... 9
5. さいごに ..... 17
参考文献 ..... 18

# 1. 要旨

本解説は、2025 年 4 月 28 日に発生したイベリア半島の大規模停電事故について、欧州送電系統運用者ネットワーク（European Network of Transmission System Operators for Electricity：ENTSO-E）が 2026 年 3 月 20 日に公表した最終報告書をもとに日本語で解説するものである。

停電発生時、スペイン国内の電力供給の多くが太陽光や風力などの自然エネルギー電源が担っていた。それに伴い、当初、自然エネルギー電源が停電の原因であるとする向きもあった。しかし、ENTSO-E 最終報告書は、インバータ駆動発電設備および分散型リソースが大量に導入された電力系統に、系統運用の仕組みが十分対応できていなかったことを示すものとなった。具体的には、有効電力（電力のうち、照明、熱、電動機等を動かすための仕事に変換できる成分）[1]の制御に加え、無効電力（電力のうち、系統内で磁場や電場に変換され、照明、熱、電動機等を動かす仕事に変換できない電力）[2]の制御が重要であることをあらためて明らかにした。

伝統的に太陽光や風力などのインバータ駆動発電設備は、有効電力に対してあらかじめ決められた無効電力を供給もしくは吸収する「力率一定運転」と呼ばれる運転方式が採用されることが多い。この方式は、系統電圧に関わらず発電する有効電力にあわせて無効電力の発生量もしくは吸収量を変化させるため、系統側の電圧変動を積極的に抑制することが期待できない。スペイン国内のインバータ駆動発電設備の多くが無効電力を吸収するモード（＝電圧を下げるモード）での運転を系統運用者から指示されていたため、系統電圧が上昇し、機器を守るための保護機能が働き自然エネルギー発電設備の運転が停止すると、無効電力の吸収先が無くなり系統の無効電力が余ることで、さらに電圧上昇を招く悪循環が生じた。

これに加え、スペイン国内の系統電圧調整を行う設備が手動操作であったため、急激な電圧変化に対して操作が間に合わず、電圧調整を担えない結果となった。さらに、一般的な大型発電機には通常設置されている電力系統安定化装置が設置されていないケースや、設置されていたとしても本来提供できるはずの無効電力吸収量を提供できなかったケースもあった。変電所の変圧器においても、基準電圧より高い電圧を検知した際、設備保護のため運転を自動停止する機能が予め備わっているが、その整定値が厳しすぎたため、系統全体として運転継続が求められる場面であったにも関わらず系統から切り離され（解列され）、電圧制御に貢献しないケースも確認された。他にも、多くの要因が重なり合った結果、大規模停電事故に発展したことを ENTSO-E 最終報告書は示した。

これに対して、ENTSO-E 最終報告書は、21 の対策を示し、そのうちの幾つかは既に実行に移されている。例えば、上述の自然エネルギー発電設備における無効電力制御方式は、送電網（配電網を除く）に接続された 5MW 以上の発電設備について、「力率一定運転」方式から「リアルタイム電圧制御運転」方式への変更が 2026 年 1 月より実施された。

今後、日本においても太陽光や風力、蓄電池などインバータ駆動発電設備が増えていく見込みである。スペインにおいて発生した大規模停電事故は、全ての系統利用者、すなわち、自然エネルギー発電設備を含めた全ての発電設備・変電設備・蓄電設備と電力需要家が、系統運用に貢献する仕組みづくりが重要であることを示唆している。

---

[1] 有効電力は供給と消費のバランスが崩れると系統全体の周波数が変動するため、需給バランスの管理が重要となる。

[2] 無効電力は発生と吸収のバランスが崩れると連系する送配電線の電圧が変動するため、無効電力の管理が重要となる。

## 2. はじめに（停電発生時のスペイン国内電力需給状況）

2025 年 4 月 28 日（月）12 時 33 分頃、イベリア半島のスペインおよびポルトガルで、過去 20 年間の欧州で最も深刻な部類に入る大規模停電が発生し、約 10 時間に及んだ。また、スペイン国境に近いフランスの一部地域でも、限られた時間ではあるが障害が生じた。

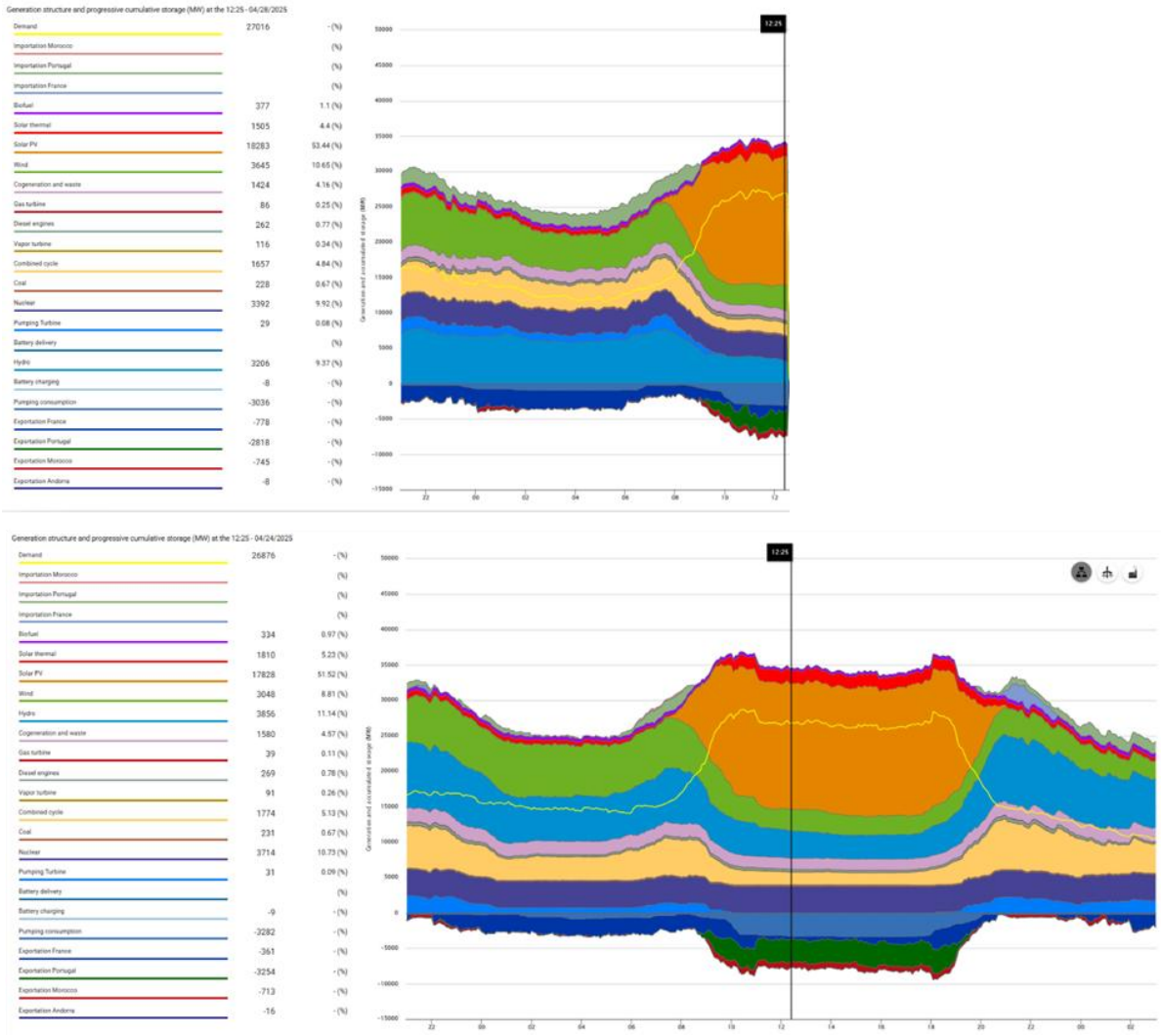
この原因を特定すべく、スペイン政府、スペインの系統運用者（TSO）の Red Eléctrica de España（以下、Red Eléctrica)、ENTSO-E は調査・検討を進めてきた。スペイン政府は、2025 年 6 月 17 日に国家安全保障会議が報告書を公表し、同報告書は閣議決定を経て公式文書として公開されている[1]。Red Eléctrica は 6 月 18 日に事故報告という形で声明を出している[2]。ENTSO-E は 10 月 3 日に欧州内の専門家パネル（欧州各国および EU の規制機関、各国 TSO など 49 人）による中間報告書を公表し[3]、2026 年 3 月 20 日に最終報告書を公開した[4]。この最終報告書は 472 ページの大規模なものであり、かつ電気工学的知識を持ち合わせていないと読み進めることが難しいものとなっている。そこで本解説において、ENTSO-E 最終報告書の内容について日本語で解説する。

**図 1.　ENTSO-E による 2025 年 4 月 28 日スペイン・ポルトガル系統事故最終報告書の表紙[4]**

ENTSO-E 最終報告書を解説するにあたり、まず、イベリア半島における大規模停電が始まる前のスペイン本土系統における電力需給状況を見ていく。大規模停電は昼の 12 時 32 分頃から連鎖的に拡大していったが、その直前 12 時 30 分において、スペイン本土ではおよそ 27.0GW の電力需要が生じていた。これに対する発電状況としては、原子力発電が 3.4GW、コジェネレーション発電および廃棄物発電 1.4GW、火力発電（コンバインドサイクル）1.6GW、バイオエネルギー0.4GW、水力 3.8GW、太陽熱 1.5GW、太陽光 18.3GW、風力 3.6GW であり、揚水動力で 3.0GW、フランスへの輸出 0.8GW、ポルトガルへの輸出 2.8GW、モロッコへの輸出が 0.7GW となっていた。

**図 2** に、Red Eléctrica が 5 分間隔でデータを公開しているウェブサイト（https://demanda.ree.es/visiona/seleccionar-sistema）から取得した、2025 年 4 月 28 日および同月 24 日の需給状況を示す。また、**表 1** に両日の 12 時 25 分から 30 分までの 5 分平均値データを示す。

**図 2　2025 年 4 月 28 日（上）および 4 月 24 日（下）の需給状況**



（出典： Red Eléctrica Seguimiento de la demanda de energía eléctrica）

**表 1　2025 年 4 月 28 日および 4 月 24 日の 12 時 25 分-30 分における需給状況（単位：MW）**

| 12時25分から30分の平均電力 | 需要 | 発電合計 | 太陽光＋太陽熱 | 風力 | 水力+揚水＋バイオ | 原子力 | コジェネ | その他火力 | 揚水・蓄電合計 | 揚水動力 | 蓄電池充電 | 国際送電合計 | フランス | ポルトガル | モロッコ | アンドラ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2025/4/28 | 27,016 | 34,860 | 19,788 | 3,645 | 4,262 | 3,392 | 1,424 | 2,349 | -3,044 | -3,036 | -8 | -4,292 | -778 | -2,818 | -686 | -10 |
| | 77.5% | 100.0% | 56.8% | 10.5% | 12.2% | 9.7% | 4.1% | 6.7% | -8.7% | -8.7% | 0.0% | -12.3% | -2.2% | -8.1% | -2.0% | 0.0% |
| 2025/4/24 | 26,876 | 34,605 | 19,638 | 3,048 | 4,221 | 3,714 | 1,580 | 2,404 | -3,291 | -3,282 | -9 | -4,344 | -361 | -3,254 | -713 | -16 |
| | 77.7% | 100.0% | 56.7% | 8.8% | 12.2% | 10.7% | 4.6% | 6.9% | -9.5% | -9.5% | 0.0% | -12.6% | -1.0% | -9.4% | -2.1% | 0.0% |

（出典：Red Eléctrica Seguimiento de la demanda de energía eléctrica を基に自然エネルギー財団作成）

**図 2** および**表 1** からイベリア半島での大規模停電事故が発生した時点において、インバータ駆動発電設備（太陽光および風力）による発電比率が全発電量の 65%以上（需要に対しては 85%以上）に達していたことがわかる。この事実のみをもって、自然エネルギー発電設備（以下、RES 発電設備[3]）が大規模停電事故の直接要因であるとする見方や報道も一部あったようだが、同様の需給実績は 4 月 24 日以外にも複数存在していることからも、現象の理解として無理がある。

これに対し、ENTSO-E 最終報告書は、今回のイベリア半島の大規模停電の要因は、電圧振動および無効電力制御の不備、電圧調整慣行の相違、スペインにおける急速な出力低下と発電機の解列、ならびに安定化能力の不均一性など、多数の要因が相互に作用した結果として発生したと結論づけている。なかでも主要要因として挙げられているのが電圧不安定事象であり、これは系統電圧を制御する無効電力の発生量、吸収量管理を含む、系統全体の運用方法によるものである。次章において、その詳細を見ていく。

[3] ENTSO-E 最終報告書において、自然エネルギー発電設備を RES（Renewable Energy Sources）Generators と表現していることから、本解説においてもそれを踏襲する。

## 3. イベリア半島大規模停電の事象詳細

本章において、ENTSO-E 最終報告書に基づき、事象の時系列について整理する。なお、これらの事象は、TSO から観測できない領域で発生した事象も含んでいる。具体的には一部の追加的な発電喪失または負荷喪失が含まれていない可能性がある点は注意が必要である。以下、**表 2** に従い説明する。

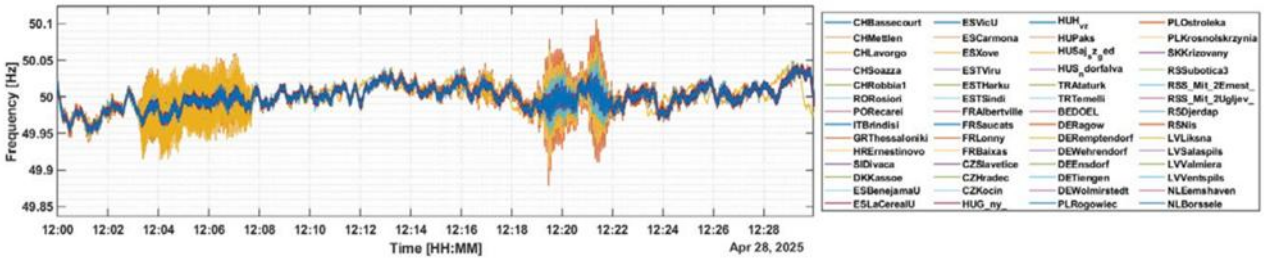
**表 2　イベリア半島大規模停電の事象整理**

| 項目 | 時刻 | 現象 | 解列(含トリップ) |
|---|---|---|---|
| 振動現象 | 12:03–12:08 | 電力/電圧/周波数の卓越振動 0.63Hz のコンバータ起因不安定現象 | N/A<br>（ただし、分路リアクトルの解列等を TSO が実施） |
| 振動現象 | 12:19–12:22 | 電力/電圧/周波数の卓越振動 0.2Hz を持つ広域間振動 | |
| イベント 1 | 12:32:00–12:32:57 | 小規模分散型発電設備の解列、および／または配電レベルでの実負荷増加 | 解列した発電量：<br>317 MW |
| イベント 2a,2b | 12:32:00–12:32:57 | ランプ制限のない発電ユニットの急速な出力低下、または原因不明の発電解列(風力／太陽光) | 解列した発電量：<br>208 MW |
| イベント 3 | 12:32:57.220 | 変圧器トリップによる発電喪失(太陽光・風力・集光型太陽熱) | 解列した発電量：<br>355 MW |
| イベント 4a | 12:33:16.443 | 発電喪失(太陽光および集光型太陽熱)。バダボス地域第一変電所　過電圧保護の作動により送電線がトリップ | 解列した発電量：<br>582 MW |
| イベント 4b | 12:33:16.820 | 発電喪失(太陽光)。バダボス地域第二変電所　原因不明、過電圧保護によりトリップ | 解列した発電量：<br>145 MW |
| イベント 5 | 12:33:17–12:33:18.020 | 発電喪失(風力及び太陽光)　原因不明 | 解列した発電量：<br>927MW |
| | 12:33:18.102-12:33:19 | 発電喪失（太陽光） | 解列した発電量：<br>980MW |
| | 12:32-12:33 | ポルトガル、フランスの発電トリップなし | |
| | 12:33:19 | スペイン、ポルトガルと他欧州系統との同期喪失開始 | |
| | 12:33:21.535 | スペイン＝フランス交流連系線トリップ | |

### ■　12 時 03 分頃から 12 時 22 分頃：　停電イベント発生前の「振動現象」

ENTSO-E 最終報告書では、大規模停電に至る前の 12 時ごろより、系統電圧の振動現象が 2 回観測されたことを記している。12 時 03 分から 12 時 08 分にかけて初回振動事象（主成分 0.63Hz）が観測され、これは HVDC を含むコンバータ起因の強制振動とみられている。また、12 時 19 分から 12 時 22 分にかけて 2 回目の振動事象（主成分 0.20Hz）が観測され、欧州大陸同期エリアにおける典型的な広域間振動とみられている（**図 3**）。

**図３　振動現象が発生した時間帯の周波数（最終報告書 Fig.5）**




従来の回転型同期発電機は、機械的な回転エネルギーを回転磁界によって 50Hz もしくは 60Hz の交流電圧(電流)による電力エネルギーに変換し、送電線を介して負荷需要地点までエネルギーを送っている。このエネルギー変換を担う同期発電機の回転体は慣性をもっており、負荷の変動や送電回線切り替えなどの変動による電力諸量（電圧/電流/周波数の電気量として）の局所的モード（ローカルモード）振動を伴う事がある。さらに、複数の発電機ユニット群同士の広域のエリア間モード（インタータイモード）としてゆっくりした振動を伴う事もある。

ENTSO-E 最終報告書は、初回振動事象（主成分 0.63Hz）はローカルモードに対応し、HVDC などのインバータ制御系から余儀なく派生した強制振動と指摘する。そして初回振動事象はイベリア半島にのみ局在している。

一方、2 回目振動事象（主成分 0.20Hz）は、インタータイモードの振動に対応し、欧州全域に跨る欧州大陸系統の振動モードであると分析されている。そして、上述の初回振動事象（主成分 0.63Hz）の強制振動によって励起された可能性も考えられている。

これら、12 時 03 分から 12 時 22 分にかけて発生した一連の振動事象は、RTE-REE 規定[4]における管理基準（減衰率 3%超、振動振幅 20mHz 未満）内に収まっていた。このため、発電所側の個別制御操作は EU 規格上求められておらず、発電所による振動抑制操作は行われなかった。さらに、スペインの一部の主要大規模発電機には PSS[5]が装備されていなかったため、TSO に残された対応手段は、送電線路の変更や分路リアクトルの解列など系統側設備による措置に限られていた。

そこで、TSO は一連の電圧振動を抑制するために、複数送電線の並列運用によるインピーダンスの低減や、電圧低下を防ぐためリアクトルの解列を行った。このリアクトル解列作業は手動で行われたが、これが、後の電圧上昇事象への対応を遅らせたとみられている。これら一連の措置は振動現象の抑制には有効であったが、その性質上、イベリア半島全体の 400kV 系電力系統の電圧上昇を招くこととなった。

[4]フランスとスペインをつなぐ国際連系線の運用について、フランスの TSO である RTE とスペインの TSO である Red Eléctrica が定めた規定

[5] 電力系統安定化装置（Power System Stabilizer）：発電機の励磁を迅速かつ適切に制御することで出力電力の過渡動揺（発電機相差角の動揺）を抑制するための装置

**■ 12 時 32 分以降： 送配電系統における電圧上昇～大規模停電**

系統電圧の振動現象後に、12 時 32 分 00 秒から 12 時 32 分 55 秒にかけて、直接特定できない屋根置き太陽光発電を含む 317MW の発電機解列（イベント 1）、送電系統及び配電系統に連系された風力・太陽光発電 208MW の解列（イベント 2）が発生する。これら RES 発電機は、TSO ならびに DSO により力率一定制御（無効電力吸収運転）をしており、有効電力出力（MW）の喪失と同時に、無効電力吸収（Mvar）も失われ、電圧が上昇し始める。

その後、12 時 32 分 57 秒に、グラナダ県の変電所変圧器が、わずか 5%程度の電圧上昇によって過電圧保護が動作し、変圧器がトリップした。これに伴い、変圧器につながっていた太陽光、風力、集光型太陽熱発電所の計 355MWが解列し、同時に、それら発電機が吸収していた無効電力 165Mvar の吸収量も喪失する。これにより 400kV 系統で無効電力が余る事象が生じ、電圧を 425kV 近くまで上昇させる（イベント 3)。

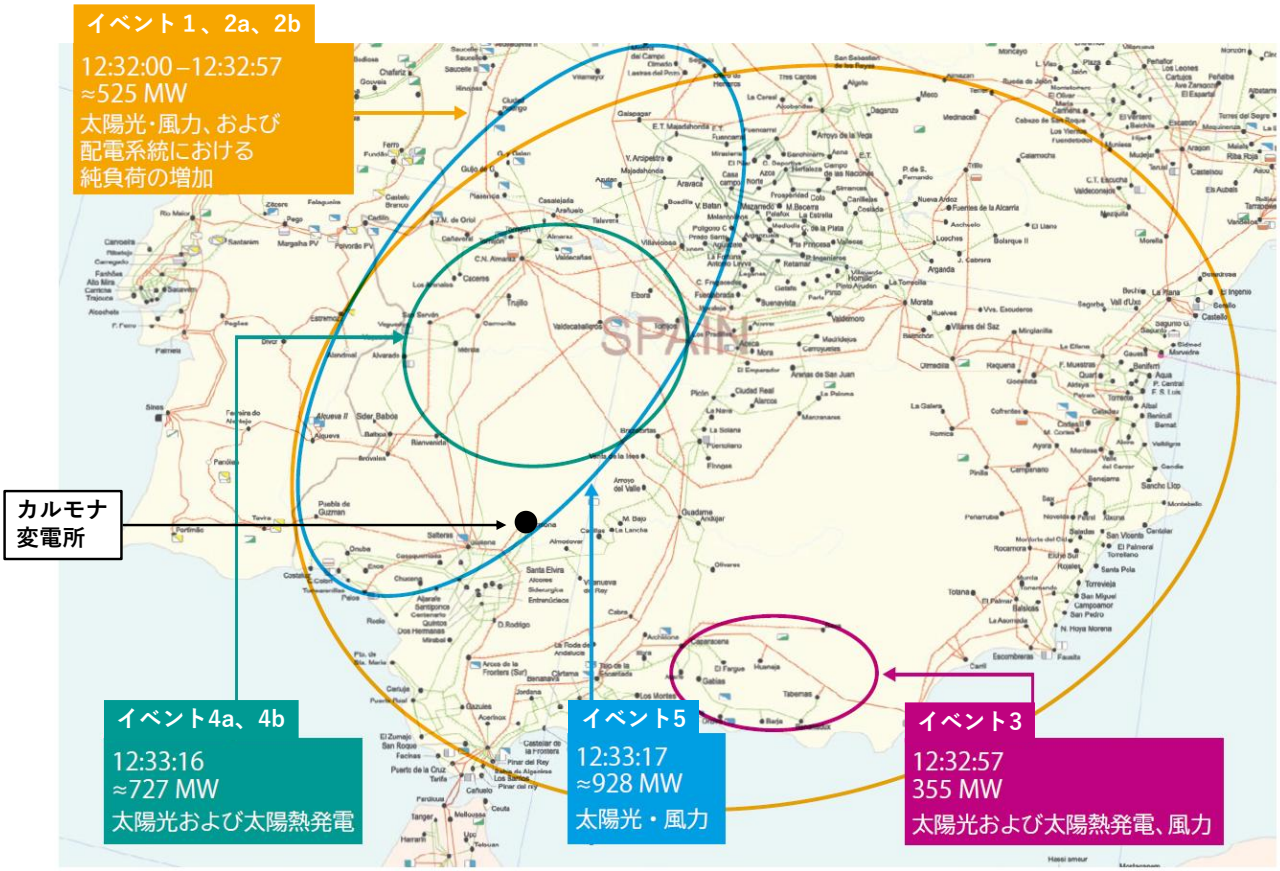
続いて、12 時 33 分 16.443 秒、400kV TS1—Badajoz に接続された太陽光発電および集光型太陽熱発電所の変電所において過電圧によるトリップが発生し、582MW の発電と 165Mvar の無効電力吸収が失われる(イベント 4ａ)。その直後、12 時 33 分 16.820 秒、400kV TS2—Badajoz に接続された太陽光発電所も過電圧（もしくは原因不明の現象）によりトリップが発生し、145MW の発電と 37Mvar の無効電力吸収が失われた(イベント 4b) 。

さらに、12 時 33 分 17 秒には、送電網側の 400kV TS1—Seville 変電所端へ遠方遮断信号が送られ、太陽光発電所群が解列した。これを含め、400kV および 220kV 変電所に接続されていた約 930MW の太陽光・風力発電所が解列し、複数の変電所で電圧が 440kV を超えた（イベント 5)。

その後、12 時 33 分 20 秒までに、さらに少なくとも 2,600MW の発電が解列し、イベリア半島の周波数は 48.5Hz まで低下する。同時に、欧州大陸側の周波数は再び 50Hz 方向へ上昇した。この時点でもフランス＝スペイン間の交流連系線は使用中であったが、12 時 33 分 19.62 秒に欧州大陸との周波数同期が失われる。これにより、スペイン＝フランス間の交流連系線を流れる有効電力に揺動を生じさせることとなる。その後、イベリア半島では、およそ 7GW の発電機が解列され、同時に約 15GW の負荷および揚水負荷が切り離されたことで、8GW の供給過多が生じるのである。

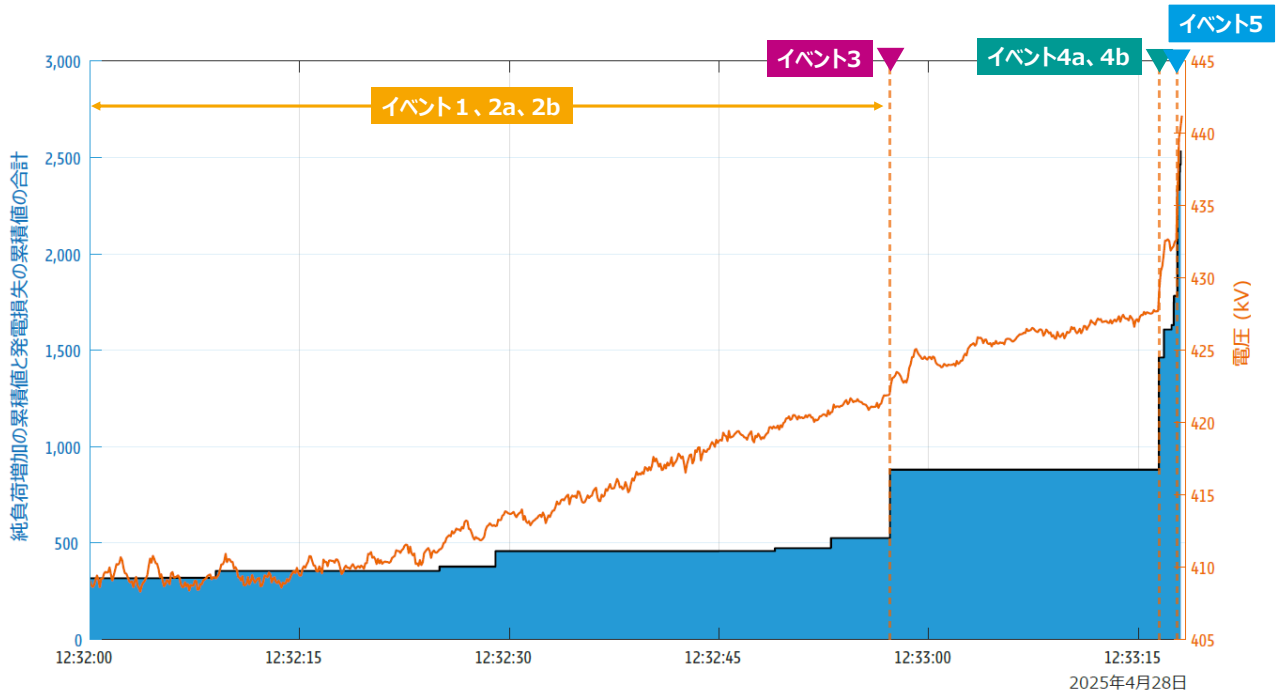
**図 4** に**表 2** で示した各イベントがイベリア半島のどの地域で生じたかを地図上に時間経過と共に示す。また、一連のイベントに伴う発電機喪失累積量とそれに伴う電圧上昇について、カルモナ 400kV 変電所の電圧データを**図 5** に示す。

**図 4　各イベントの地理的関係性**




（出典：ENTSO-E 最終報告書 Fig.1-7 を元に自然エネルギー財団にて翻訳および一部加筆）

**図 5　カルモナ 400kV 変電所の電圧（線グラフ：右軸）と喪失電源の累積量（棒グラフ：左軸）**




（出典：ENTSO-E 最終報告書 Fig.1-8 を元に自然エネルギー財団にて翻訳および一部加筆）

## 4. 停電の原因分析と対策

ENTSO-E 最終報告書では、4 章において事故を引き起こした主要要素と、それらの相互関係を整理し、根本原因ツリー（**図 6**）として図示している。ツリー構造は上下 2 つの部分に分かれており、上半分（背景色：白色）は予防措置ならびにブラックアウト直前から最終段階に至る事象を示し、下半分（背景色：灰色）が 12 時 32 分頃以降に発生した急速な電圧上昇に寄与した要素が示されている。

図中の青色ボックスは、欧州電力系統のレジリエンス向上のために、ENTSO-E 最終報告書をまとめた専門家パネルが 1 つ以上の提言を行うことが有用と考えた原因であり、それら提言は ENTSO-E 最終報告書の 9 章で説明されている。ここで、青色ボックス左上の要因記号、右下に対策番号に基づき、説明する。

なお、各要因を理解するにあたり、一般的な系統運用における無効電力の取扱についての理解が重要となる。

通常、送電系統（400kV や 220kV など）に連系される発電機は、有効電力を出力する際、①負荷が求める無効電力、②有効電力を送る際に送電線で生じるまたは必要となる無効電力、の 2 つを発生または吸収することで送電線の電圧維持の役割を担っている。これは、送電系統の抵抗分が小さい一方、送電線を通過する有効電力の大きさに依存して、通過する有効電力が大きい運用状態では線路インダクタンスにより送電線が無効電力を吸収し、有効電力が小さい運用状態では線路キャパシタンスにより無効電力が自然に発生することに由来する。

一方、配電系統（132kV 以下など）に連系される発電機は、送電系統と連系する発電機とは異なる運用が行われる。これは、配電系統では線路キャパシタンス成分を無視できる一方、送電系統に比べて線路抵抗成分が大きく、発電機から有効電力を出力すると電圧上昇を招くためである。つまり、変電所などの送電系統との連系点電圧を基準とし、配電系統内の各発電機の端子電圧を維持する運用を行うのであれば、発電機の運転は無効電力を吸収する状態での運転が必要となる。

この理解に立つと、送電系統（今回の場合、スペインの 400kV 系統、220kV 系統）に接続される発電機は無効電力調整を担うことが、一種の義務となるのに対して、配電系統に接続されている発電機は無効電力を吸収する運転が行われることになり、これはスペインに限らない一般的な系統運用であると理解できる。その運用において、個別の発電設備、変電設備等に目を向けると、大規模停電事故を招いた要因が複数あったことが ENTSO-E 報告書が示すところである。

### ■ 要因 A：複数の従来型発電機の無効電力出力が、本来提供できるはずの無効電力吸収量に対して 1 時間当たり 75%未満しか提供されていなかった

停電事故当日、スペインの系統運用に適用されていた運用規定[6]では、送電系統において TSO が定める電圧基準値を外れた場合に、大型の従来型発電機が最低限供給すべき無効電力（電圧に応じた発生または吸収）を定めていた。Red Eléctrica の評価によれば、複数の従来型発電機が、運用手順に基づいて計算される値より少ない無効電力しか提供していなかったことがわかっている。もしも、より多くの無効電力吸収が行われていれば、電圧は低下していたはずであり、大型の従来型発電機はその貢献をしなかった。

### ■ 要因 B：従来型発電機に関する無効電力寄与の枠組みに、動的電圧制御に関する明示的基準がなく、制御要件が満たされなくても実質的に経済的ペナルティがなかった

停電事故当日、スペインの系統運用に適用されていた当該運用規定[6]には、電圧制御に関する明示的な基準が含まれていなかった。さらに、発電機が手順に従わない場合のペナルティは定められていたが、実務上は適用されてこなかった。これは、当該運用手順が前提とする経済的ペナルティスキームが整備されていなかったためであり、もしも、経済的ペナルティスキームが存在していれば、発電機が電圧制御を実施する誘因となり得たと考えられる。

### ■ 要因 C：RES 発電所は固定力率に従っていた

スペインの RES 発電所は送電系統に連系する場合でも力率一定モードで運転していた。これにより、無効電力は有効電力と共に変化した。とりわけ無効電力を吸収する力率一定モードの運転であったため、有効電力が減少すると、無効電力の吸収量が低下し、系統側の無効電力を余らせ、結果的に電圧上昇を招いた。

### ■ 要因 D：系統との連系点より発電機側の電圧制御設計が、系統ニーズと整合していなかった

系統との連系点より発電機側に自営線があり、そこに発電機が接続されている場合、電圧制御や解列設定を含む設計が系統側の要請と整合しておらず、結果として、より困難な電圧制御や、より高い解列リスクが生じていた。このような自営線内の電圧制御は、固定力率制御の発電機、高速な発電ランプ、物理的により遅いタップ切換変圧器の変化が組み合わさっていたため、電圧変動に対して対応が不十分となっていた。

---

[6]スペインの系統運用者 Red Eléctrica が定めるスペイン本土系統の電圧制御サービスを定める運用規程 Procedimiento de Operación 7.4 / P.O. 7.4 “Servicio de control de tensión”

### ■ 要因 E：固定力率発電機に出力変化率（ランプレート）制限がなかった

力率一定制御（無効電力吸収運転）の発電機において、有効電力の発電量が急速に低下した場合、無効電力吸収量も同時に低下するのは要因 C で示した通りであるが、これら発電機に対して、急速に出力を下げないような制限はかけられていなかった。そのため、有効電力の急速な低下に伴い無効電力が急速に余り、電圧も急速に上昇した。

### ■ 要因 F：分路リアクトルの運用が手動であり、判断と処理に時間を要した

スペインでは、電圧を低下させるための分路リアクトルが手動で運用されていた。分路リアクトルを接続するために必要な時間は、電圧変動の時間スケールに比べて長すぎたため、12 時 32 分以後の電圧急上昇に対して必要な処理が間に合わなかった。

### ■ 要因 G：多くの過電圧解列保護設定が、適用要件から逸脱していた、または系統ニーズと整合していなかった

一部の発電機（または発電機と接続する変圧器や自営線）は、送電系統との連系点における電圧解列条件などが満たされる前に解列していた。

### ■ 要因 H：コンバータ駆動不安定現象と、同一地域の他発電機との相互作用

コンバータ駆動不安定現象が、同じ地域の他の発電機との相互作用と結びつくことで、強制振動が発生した。

### ■ 要因 I：一部の大規模発電機に PSS が装備されておらず、既設 PSS の動作も不十分だった

発電機に設置される PSS は、系統で生じた振動を減衰させることができる。一般に、PSS の設置台数が多いほど、振動緩和能力は高まるが、スペインではすべての大容量発電ユニットに PSS が装備されていたわけではなく、また、設置されていた PSS の動作も、振動を減衰させるには不十分であった。

### ■ 要因 J：初回振動事象（0.63Hz）と、2 回目振動事象（0.2Hz）

系統周波数や電圧などの振動事象は系統安定に対して重大な脅威であるため、運用上は、振動を減衰させる緩和措置を開始することが最優先となる。事故当日、TSO は 2 つの振動事象に対して緩和措置を実施し、その結果、振動自体は抑制された一方で、電圧上昇が生じた。

### ■ 要因 K：1MW 未満の小規模発電機の解列

配電系統に接続された比較的小型の太陽光発電機において、電圧上昇に伴う解列が相当数あったと考えられている。これらの小型発電機は、送電系統における電圧の緩やかな変化や振動に対しても解列を引き起こしている。

### ■ 要因 L：スペインの 400kV 系統は、スペイン固有の規定により、他の EU 諸国より広い電圧範囲で運用されていた

スペインの 400kV 系統は、380～435kV の範囲で運用されており、発電機は運転開始時期によって 435kV または 440kV までの連系維持が求められていた。解列電圧が仮に基準電圧の+10%（440kV）であるなら、電圧運用範囲と解列電圧の間のマージンが小さく、もしくはほとんど存在しないため、通常運用内で解列が生じ得ることとなる。

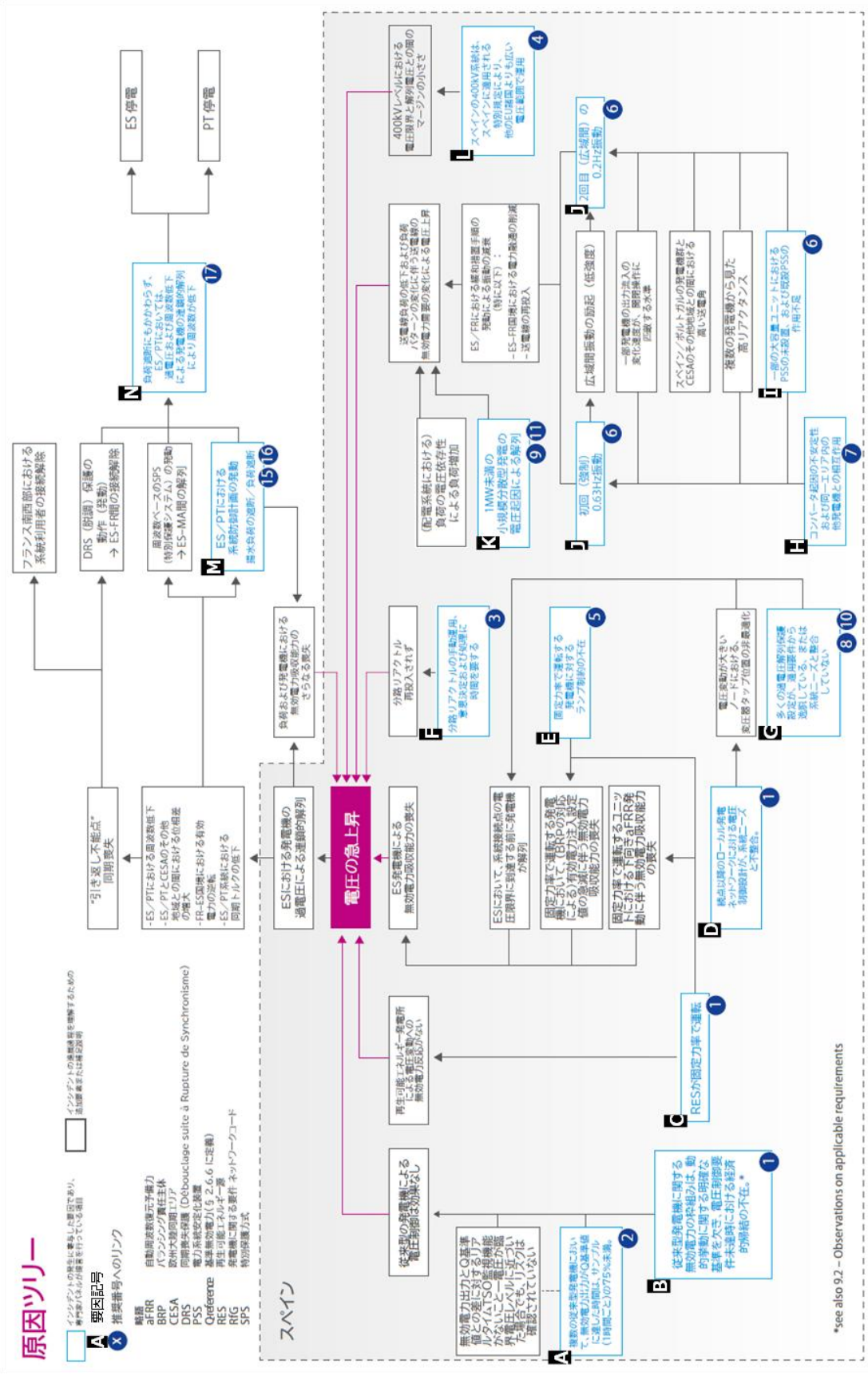
### ■ 要因 M：スペイン・ポルトガル（ES/PT）系統運用における系統事故対応プランの発動（揚水動力負荷の解列ならびに負荷遮断）

スペイン・ポルトガル系統運用において、系統全体の停電を防止するための系統事故対応プランが策定されている。その一部に、周波数低下時に揚水動力負荷を解列し、また負荷を遮断することで周波数回復を狙う運用がある。今回の大規模停電に伴って周波数の低下が生じた際、系統事故対応プランに基づき揚水動力を解列し、また負荷遮断を行ったことで、周波数回復は行うことができた。しかし、揚水動力ならびに負荷はいずれも無効電力を吸収していたことから、負荷遮断によって系統側の無効電力が余剰となり、当然ながら電圧をさらに上昇させることとなった。

### ■ 要因 N：スペイン・ポルトガル（ES/PT）系統において、系統事故対応プランによって生じた電圧上昇が発電機をさらに解列させ、周波数低下をさらに招き、最終的にブラックアウトにつながった

要因 M において実施された揚水動力の解列と負荷遮断は電圧上昇を招き、さらなる発電機喪失をもたらした。これにより、周波数低下対策として実施した負荷遮断量を上回る発電機出力が解列され、ブラックアウトが発生するまで周波数が低下し続けることとなった。

**図 6　根本原因ツリー**




（出典：ENTSO-E 最終報告書 Fig.1-15 を自然エネルギー財団にて翻訳ならびに一部加筆）

続いて、**図 6** で示した根本原因(Root Cause)に関連して、ENTSO-E 最終報告書の 9 章では 21 項目の対策が述べられている。それら 21 項目の対策はいずれも示唆に富むが、今回の停電事故に直接関連するものは 14 項目であり、それらは**図 6** 中の青枠右下の対策番号に対応する。以下 14 項目を**表 3** に記載する。

**表 3　ENTSO-E 最終報告書で示された対策**

| **対策項目** | 対策内容 |
|---|---|
| **対策①：電圧制御モード** | a) TSO および重要な発電設備を運転する事業者は、発電機が適用要件で定義された能力に沿って、可能な限り電圧制御モードを用いるようにすべきである。<br>b) 国はこれを支援すべきである。たとえば、適用要件を制定する以前に運転開始した発電設備に対しても電圧制御要件を拡張することを検討することが考えられる。<br>c) TSO は実際の電圧測定に基づき、発電機の電圧設定値または無効電力設定値を自動計算する電圧調整の可能性を探るべきである。<br>d) ENTSO-E は、すべての TSO、国、ACER に対し、すべての無効電力制御装置を含む電圧制御アプローチに関する包括的ガイダンスを提供すべきである。発電機については、技術面（制御モード）、制御面（応答時間、ランプ要件、測定精度、分解能、サービス提供点）、実装面（サンプリング、義務・インセンティブ・ペナルティ執行）を対象とする。 |
| **対策②：無効電力必要量の把握と十分な確保** | a) 中期的に、TSO は実需給断面における系統ニーズを評価し、予見される不確実性の下でも運転可能となるよう、静的・動的無効電力リソースの適切な組合せを備えた系統設計を行うべきである。<br>b) 運用計画プロセスおよび実需給断面において、TSO は、急速に変化する有効・無効電力潮流に由来する急峻な電圧変化の発生を考慮し、動的無効電力資源の十分かつ有効なマージンと、その性能監視のための適切なアラーム設定を確保すべきである。<br>c) ENTSO-E は、この提言の実装を容易にするためのガイドラインを策定すべきである。 |
| **対策③：無効電力制御の自動投入** | TSO は、必要に応じて、あらかじめ定義した制御スキームを用いた分路リアクトルの自動制御の実装を検討すべきである。さらに、系統設計に際しては、可変分路リアクトル、コンデンサ、STATCOM など、より柔軟な装置も検討すべきである。 |
| **対策④：系統運用電圧の範囲設定** | TSO は、欧州レベルで想定されている調和された運用電圧の範囲が、範囲外運転を許す逸脱を回避または除去することにより、欧州全域で実効的に適用されるよう確保すべきである。 |
| **対策⑤：適切な有効電力および無効電力変化率の確保** | 望ましくない急速な無効電力変動、とりわけ系統の電圧制御応答と同等またはそれより速い時間スケールで起こるものは回避されるべきである。固定力率の場合には、より適切な電圧制御モードが実装されるまでの暫定措置として、有効電力変化をより滑らかにすることにより、無効電力ランプを一時的に緩和できる。そのためには、接続要件やコントローラ設定、あるいはインバランス清算期間のより緩やかな変化率を促すインセンティブ（想定変化率に基づくインバランス補正など）を用いる。また、発電機の急速な有効電力変化に由来する送電線上の無効電力発生の問題について、TSO はさらに研究すべきである。 |

| 対策項目 | 対策内容 |
|---|---|
| **対策⑥：欧州大陸同期エリアにおけるエリア間振動緩和の枠組み** | 欧州大陸同期エリアにおけるエリア間振動の減衰を改善するための枠組みを確立する。<br>a) 欧州大陸同期エリアの TSO は、エリア間振動に必要な減衰レベルを定義し、各 TSO から減衰対策ロードマップを収集すると共に整合性を確保し、結合した対策が目標減衰レベルを満たすのに十分か検証すべきである。<br>b) 欧州大陸同期エリアの TSO は、標準化された CGMES[7]動的プロファイルに基づく検証済み動特性シミュレーションモデルを共有するための定期的かつ構造化されたプロセスを確立すべきである。<br>c) ENTSO-E は、系統運用ガイドライン第 38 条 4 項に従い、共有動的モデルに基づいて、欧州大陸同期エリアのエリア間モード減衰を定期的に評価する協調研究を実施すべきである。そして、その目的は、以下 2 点とする。<br>• 既存減衰手段（PSS、POD[8]）のチューニングと新規手段の導入提案により、十分な減衰を達成すること<br>• 最低減衰レベルを満たせない場合、低減衰事象に対して実需給断面において実施する是正措置を提案すること<br>d) 本報告書で分析された、POD 付きインバータ装置、同期調相機、STATCOM など、重要なエリア間振動減衰に大きな効果を示した措置を、系統研究および実装計画の文脈で優先すべきである。 |
| **対策⑦：動的監視と運用上の振動検知の強化** | 既存のフェーザ測定装置[9]やオシログラフを効率的に活用し、必要に応じて追加のフェーザ測定装置やオシログラフ、電力品質監視装置を、発電所との連系点、第三者所有高圧送電線、DSO、送電系統から受電する需要家付近に設置し、監視・検知枠組みを改善・拡張する。TSO は現行および将来の系統運用を分析して、こうした測定装置の必要性を決定すべきである。また、TSO 間でフェーザ測定装置のデータ交換を効率化し、広域可視性と協調的な系統ダイナミクス評価を高めるべきである。<br><br>また、エリア間振動と強制振動の双方を適時に特定し、強制振動の場合にはその発生源を特定し、迅速な是正措置を支援するための自動検知システムと早期警報ツールを実装すべきである。ただし、自動是正措置は選択的に適用すべきである。 |
| **対策⑧：TSO および DSO に接続された発電機の保護設定の検証** | TSO と DSO は、発電機等（複数の発電・蓄電モジュールが接続されている場合は変圧器や自営線、その他分散型電源を含む）について、保護設定の妥当性と整合性を評価すべきである。この検証により、連系点における保護設定と、発電機の保護設定とが整合していることを確保し、過電圧・不足電圧閾値および最小時間遅延について明示的に確認すべきである。必要に応じて、TSO は国と連携し、系統安全ニーズに照らして適用要件の適用拡大可能性も検討すべきである。さらに、適用規制で定める最小時間要件と電圧しきい値の遵守、および測定誤差による不意の解列を防ぐための十分なマージン確保が重要である。要件を満たさない場合には、適合する保護設定を実現するための是正措置を特定・実施すべきである。 |
| **対策⑨：Type A 発電モジュール[10]に対する、電圧上昇時の解列回避要件の設定** | Type A の発電モジュールについて、電圧上昇が生じた場合でも系統から解列することなく安定運転できるようすべきである。ENTSO-E は、その適用要件をどのように改善しうるかを評価し、提案すべきである。 |

[7] Common Grid Model Exchange Standard：TSO 間で電力系統モデルを交換するための ENTSO-E が定めた共有フォーマット

[8] Power Oscillation Damping：系統内の低周波の電力動揺を減衰させて安定度を高める制御機能

[9] 大陸同期エリアの共通時刻に結び付いて、異なる場所の同時刻の電圧波形を測定する装置

[10] 接続点が 110 kV 未満で、かつ最大容量が 0.8 kW 以上 1MW 未満の発電モジュール

| 対策項目 | 対策内容 |
|---|---|
| **対策⑩：系統利用者（発電所・需要家）に対する耐性能力の定期的確認** | TSO、DSO、自営線所有者は、系統利用者の挙動が、適用される耐性能力要件（電圧上昇、電圧降下、周波数低下などによって解列しない）と整合しているかを評価するための定期的確認を実施すべきである。これらの評価は、学習志向で行い、保護設定、制御挙動、測定位置、既存要件の適用可能性の不十分さを特定することを目的とすべきである。 |
| **対策⑪：十分に挙動が把握できていない発電機の挙動に関する調査** | TSO と DSO は、電気事業者とともに、配電系統に接続するインバータ駆動発電設備（含：屋根置き太陽光発電や 1MW 未満の発電設備）の解列・再接続挙動をさらに調査すべきである。そのために、GC ESC [11]および SO ESC[12]を知見・経験共有のプラットフォームとして用いるべきである。 |
| **対策⑮：分散型リソースを考慮した負荷遮断** | 高い分散型リソースの普及を考慮した上で、有効な負荷遮断を維持する適応型負荷遮断を開発・実装する。これには、逆潮流ブロック、分散型リソースの連系点選定、その他の適応手法が含まれる。ただし、負荷遮断は系統事故対応プランの設計とその有効性に関わるため、更新された系統事故対応プランは当該国へ情報提供されるべきであり、国内法上必要な要素は承認に付されるべきである。 |
| **対策⑯：系統保護のための可視化と準備** | 配電網レベルで実需給断面における情報の可視化（潮流、方向、分散型リソースの状態、負荷遮断の発動）を実施する統一的枠組みを作るべきである。また、事故発生後 24 時間以内に、負荷遮断ログ、推定分散型リソースの喪失量、逆潮流ブロック状態、初動時系列を含む標準化された事後データパッケージを提供できるようにすべきである。さらに、この枠組みには、TSO、DSO、発電事業者の間で、定期的な訓練を含めるべきである。これは系統事故対応プランに組み込まれ、必要に応じて規制機関に提出されるべきである。 |
| **対策⑰：急速な電圧逸脱に対応する系統事故対応プラン** | 昨今の RES 発電所導入量、分散型リソース導入環境を反映し、TSO は急速な電圧関連現象を明示的に扱う系統事故対応プランを構築すべきである。これには、急速電圧変化、急速に変化するネットポジション、振動挙動、通常運用範囲を超える電圧逸脱など、急展開する運用異常の識別が含まれる。少なくとも以下を定義した系統事故対応プランの文書化された更新が必要である。<br>• 対象となる急速な電圧駆動脅威の対象範囲<br>• 系統保護が必要なレベルの検出基準と判断意思決定ロジック<br>• 既存の対策が効力を失う前に、系統保護が必要なレベルでの対応を起動するためのガバナンス<br>なお、具体的な技術措置の特定と実装は、他の対策や系統事故対応プランの更新を支える研究成果の中で扱うべきである。 |

[11] GC ESC：Grid Connection European Stakeholder Committee 。ENTSO-E と ACER が設置した、欧州の系統接続コードに関するステークホルダー委員会

[12] SO ESC：System Operator European Stakeholder Committee 。ENTSO-E と ACER が設置した、欧州の運用コードに関するステークホルダー委員会

## 5. さいごに

以上、2025 年 4 月 28 日にイベリア半島で発生した大規模停電事故について、ENTSO-E 最終報告書に記載されている内容の解説を行った。冒頭に述べた通り、今回の停電事故は、自然エネルギー発電設備が直接的な事故原因であったということではなく、太陽光・風力・蓄電池などのインバータ駆動発電設備が増加し、配電系統を含めた分散化が進む時代における系統運用上の課題を明らかにしたものとみることが適切である。とりわけスペインの電圧上昇対策については、これまで具体的な対策は十分に講じられてこなかったことが ENTSO-E 最終報告書からは読み取れる。しかし、スペイン国内でも既に一部の対策は実施されており、欧州全体にも様々な対策が講じられてくるだろう。

日本においても第 7 次エネルギー基本計画において、2040 年度のエネルギー需給見通しにおいて、発電電力量の 4〜5 割程度を再生可能エネルギー由来とすることが示されていることを考慮すれば、太陽光、風力、蓄電池などインバータ駆動電源は今後さらに増えていく。その意味からも、スペインにおいて発生した大規模停電事故の教訓を踏まえ、日本においても新たな系統運用の仕組みを模索すべきタイミングに入ってきたのではないだろうか。すなわち、自然エネルギー発電設備を含めた全ての発電設備・変電設備・蓄電設備、また電力需要家が、より安定的な系統運用に貢献する仕組みづくりが重要である。

## 参考文献

[1] COMITÉ PARA EL ANÁLISIS DE LAS CIRCUNSTANCIAS QUE CONCURRIERON EN LA CRISIS DE ELECTRICIDAD DEL 28 DE ABRIL DE 2025, “Versión no confidencial del informe del comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025”, June 2025, https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2025/Informe-no-confidencial-Comite-de-analisis-28A.pdf（アクセス日：2026 年 4 月 30 日）

[2] Red Eléctrica news relearse, “Red Eléctrica presents its report on the incident of 28 April and proposes recommendations”, June 2025, https://www.ree.es/en/press-office/news/press-release/2025/06/red-electrica-presents-report-incident-28-april-and-proposes-recommendations（アクセス日：2026 年 4 月 30 日）

[3] ENTSO-E, “Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 ICS Investigation Expert Panel Factual Report”, Oct. 2025, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2025/iberian-blackout/entso-e_incident_report_ES-PT_April_2025_06.pdf （アクセス日：2026 年 4 月 30 日）

[4] ENTSO-E, “Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 ICS Investigation Expert Panel Final Report”, Mar. 2026, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2025/iberian-blackout/Final%20Report%20on%20the%20Grid%20Incident%20in%20Spain%20and%20Portugal%20on%2028%20April%202025.pdf （アクセス日：2026 年 4 月 30 日）

解説

# 2025年4月28日イベリア半島（スペイン・ポルトガル）大規模停電に関する「ENTSO-E最終報告書」

2026年6月

**公益財団法人 自然エネルギー財団**
〒105-0001　東京都港区虎ノ門1-10-5　KDX虎ノ門一丁目ビル 11F　TEL：03-6866-1020（代表）

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org