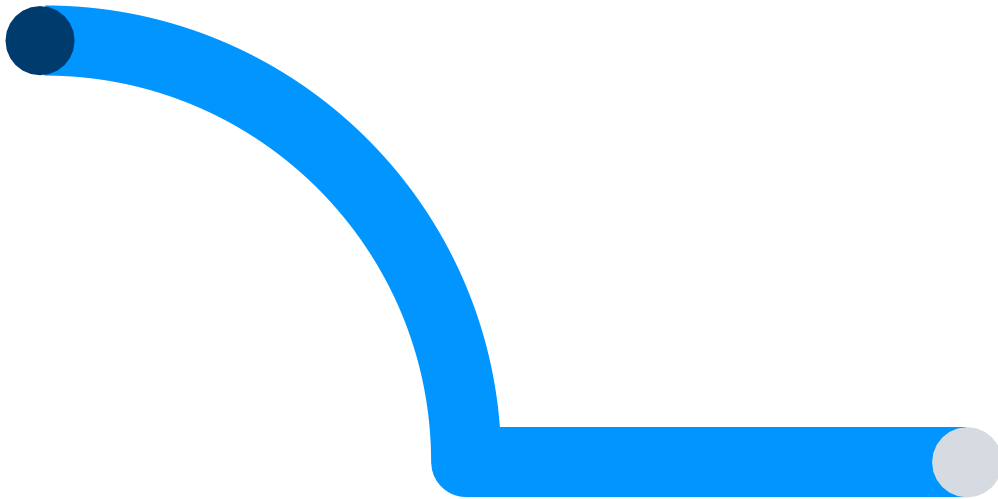




red eléctrica

Una empresa de Redeia



Blackout in Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025

18/06/2025

Table of Contents

1	Einführung	1
2	Analyse des Vorfalls	1
2.1	Ausgangssituation des Systems	1
2.2	Beschreibung des Vorfalls	3
3	Relevante Aspekte	13
4	Empfehlungen.....	15



1 Introduction

Der Zweck dieses Berichts ist es, eine kurze Erklärung der Ereignisse des Vorfalles im elektrischen System der spanischen Halbinsel zu geben, der sich am 28. April 2025 ereignete.

Der Bericht wurde in Übereinstimmung mit den Bestimmungen des Betriebsverfahrens 9 erstellt, in dem in Abschnitt 10.6 festgelegt ist, dass der Systembetreiber im Falle eines Vorfalles von besonderer Bedeutung einen schriftlichen Bericht erstellen muss, sobald er über die endgültigen Informationen in dieser Angelegenheit verfügt. Dieser Bericht enthält die Maßnahmen, die zu ergreifen sind, um eine Wiederholung des Vorfalles zu verhindern oder seine Folgen zu minimieren, falls eine ähnliche Situation in der Zukunft eintritt, und er wird innerhalb von 60 Arbeitstagen nach Eintritt des Vorfalles an die betroffenen Akteure, die Nationale Kommission für Märkte und Wettbewerb und die zuständige Energiebehörde geschickt.

2 Analysis of the incident

Nach einer Analyse aller Aspekte, die für die Klärung des Vorfalles als relevant erachtet werden, werden in diesem Abschnitt die Hauptursachen des Stromausfalls im spanischen Stromnetz um 12:33:24 Uhr am 28. April 2025 erläutert.

Normalerweise werden schwere Unfälle durch einen Kurzschluss, ein Manöver oder ein Ereignis im Allgemeinen ausgelöst, das den Ursprung klar und eindeutig festlegt, aber in diesem Fall gibt es keinen Ursprung, der durch einige der oben genannten Ursachen verursacht wird.

Wie in den folgenden Abschnitten näher erläutert wird, war dieser Vorfall das Ergebnis des Zusammentreffens mehrerer Faktoren, die über das N-1-Kriterium hinausgehen, das die Standardgrundlage für die Auslegung und den Betrieb elektrischer Energiesysteme ist.

2.1 Initial situation of the system

In der Nacht zum 28. April 2025 herrschten normale Betriebsbedingungen, es gab eine geringe Nachfrage und die Erzeugung aller Technologien im Mix, mit Ausnahme der photovoltaischen Solarenergie, die zwischen 7:15 und 7:20 Uhr zugeschaltet wurde und ihre Produktion im Laufe des Vormittags erhöhte.

Das Spannungsprofil im Übertragungsnetz blieb mit minimalen Spannungsschwankungen bis 6:00 Uhr stabil, was mit einer Änderung im Verbindungsaustausch mit Frankreich zusammenfiel. Von diesem Zeitpunkt an sanken die Spannungen gleichzeitig mit dem Anstieg der Nachfrage bis 9:00 Uhr. Während dieses Zeitraums traten im europäischen Netz zwei Intergebietsschwankungen mit sehr geringer Amplitude auf, ohne dass dies Folgen hatte, was für ein Stromnetz von der Größe des europäischen Netzes normal ist.

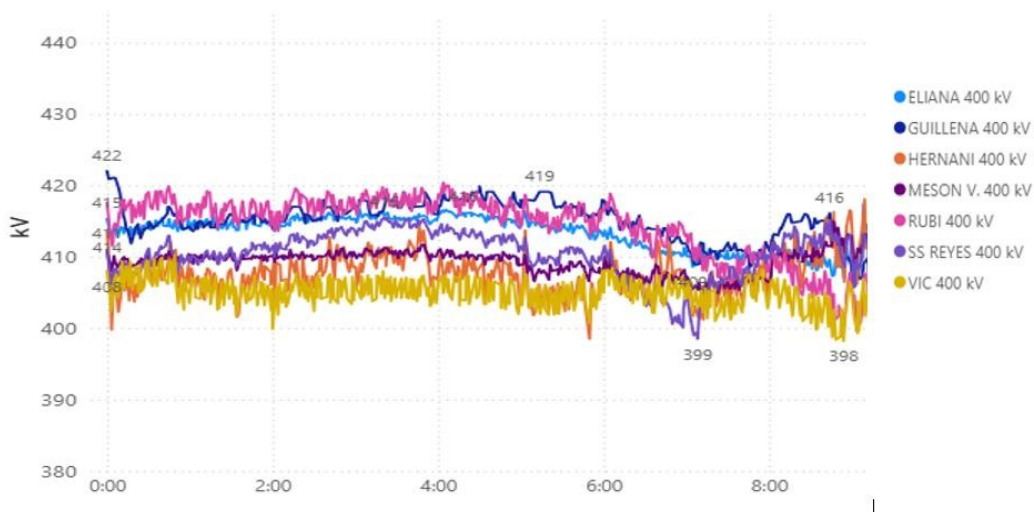


Abbildung 1. Spannung im 400-kV-Übertragungsnetz von 00:00 bis 09:00 Uhr

Zwischen 9:00 Uhr und 9:30 Uhr nahm die Sonneneinstrahlung im Land deutlich zu, was zu einer Verschiebung des Erzeugungsmixes hin zu einer überwiegenden solaren Erzeugung führte.

Von 9:00 Uhr bis 12:00 Uhr wurden größere Spannungsschwankungen beobachtet, die auf den veränderten Erzeugungsmix und die Nachfrageschwankungen zurückzuführen sind, jedoch ohne größere Ausschläge. Ab 10:00 Uhr, zeitgleich mit den Änderungen des Verbund austausches und/oder den Anpassungen der Ausgleichsenergie, traten in den Umspannwerken des Übertragungsnetzes Spannungsschwankungen auf, insbesondere um 11:00 Uhr, als die Spannungen um etwa 10 kV unter 400 kV sanken.

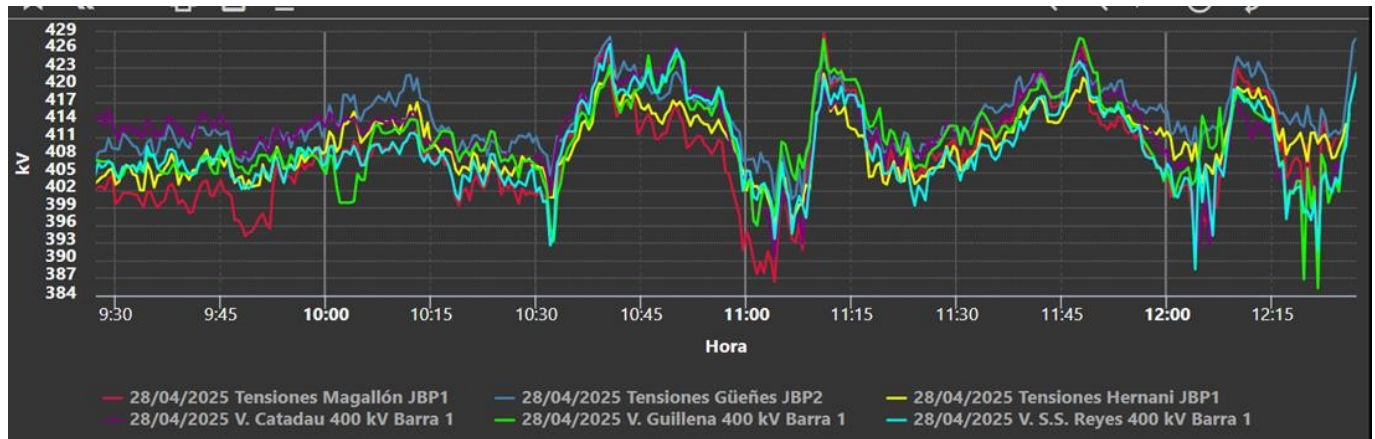


Abbildung 2. Spannung im 400-kV-Übertragungsnetz von 09:30 bis 12:30 Uhr

Anschließend, zwischen 11:04 Uhr und 11:09 Uhr, stieg die Spannung in einigen Umspannwerken wieder um etwa 30 kV an, und zeitgleich mit dieser Änderung lösten die ADIF¹-Transformatoren in den 400-kV-Umspannwerken Terror und Rueda de Jalón auf der Spannungsebene 55 kV aus. Beide Umspannwerke befinden sich in Zaragoza. Diese Unterbrechungen traten auf, als die Spannungen in den Umspannwerken des Übertragungsnetzes noch innerhalb des zulässigen Bereichs lagen, so dass man davon ausgehen kann, dass der Eigentümer der Transformatoren die Anzapfungen nicht schnell genug angepasst hat, als der Spannungsanstieg begann. Die Situation bei den ADIF-Transformatoren, die keine größeren Auswirkungen hatte, kann als Vorboten betrachtet werden, was später in anderen Umspannwerken hätte passieren können.

Diese Spannungsschwankungen gehören zu den normalen Betriebsbedingungen des Stromnetzes der spanischen Halbinsel und erfordern, dass die Kontrollzentren die Stufenschalter ihrer Transformatoren genau überwachen und auf sie einwirken. Ebenso müssen sie durch die an das Netz gekoppelte konventionelle Erzeugung² korrigiert werden, die verpflichtet ist, die Spannung an ihrem Anschlusspunkt in Übereinstimmung mit dem Betriebsverfahren 7.4 zu regeln. Zu diesem Zweck prüft der Systembetreiber (SO) im Rahmen des Verfahrens zur Verwaltung der technischen Beschränkungen, ob die auf dem Markt abgestimmten Erzeuger ausreichen, um diese Regelung durchzuführen, wobei er diejenigen einbezieht, die er zu einem bestimmten Zeitpunkt für die Durchführung der Spannungsregelung für erforderlich hält.

Einer der Hauptunterschiede zwischen der konventionellen Stromerzeugung und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Abfall ist die Spannungsregelung in den Umspannwerken, an die sie angeschlossen sind, da für sie unterschiedliche Vorschriften gelten:

- **Die Stromerzeuger, die die Bestimmungen von P.O. 7.4 erfüllen müssen, regeln die Spannung dynamisch** und unabhängig von der erzeugten Wirkleistung und sorgen so für stabile Spannungen im Netz.
- **Die RCW-Erzeugung führt eine statische Regelung in Übereinstimmung mit dem Königlichen Erlass 413/2014 durch**, die von ihrer Wirkleistungsproduktion beim Betrieb mit einem Leistungsfaktor abhängt. Daher hängt die Blindleistungsabsorption, die sie typischerweise durchführen, von der Wirkleistungsproduktion ab, die sie zu diesem Zeitpunkt haben, und nicht von dem bestehenden Spannungsprofil im Netz.

Aufgrund dieses bedeutenden Unterschieds bestimmt der Systembetreiber (SO) die minimale Nicht-RCW-Erzeugung, die im System für die Spannungsregelung während der 24 Stunden eines jeden Tages auf der Grundlage der erwarteten Nachfrage erforderlich ist,

¹ ADIF: Manager der spanischen Eisenbahninfrastruktur

² Bei der konventionellen Stromerzeugung handelt es sich nach der spanischen Verordnung um Gas- und Dampfturbinen, Kohle, Kernkraft und große Wasserkraftwerke.

den Energieaustausch mit anderen Ländern und die verfügbare Erzeugung. Im Laufe des Tages werden die verfügbaren Informationen immer genauer, so dass Entscheidungen über den Erzeugungsbedarf präziser getroffen werden können.

Um das Vorhandensein zusätzlicher Überspannungen und Schwingungen im Netz auszuschließen, wurde eine gründliche Überprüfung des gesamten Tages ab 00:00 Uhr durchgeführt. Kleine Amplitudenschwankungen, die keine Auswirkungen auf das System haben, wurden von den in der Leitstelle verfügbaren Algorithmen auf der Grundlage der von den im gesamten System installierten PMU bereitgestellten Daten identifiziert:

- Um 10:30 Uhr tritt im europäischen Synchronsystem eine gebietsübergreifende Schwingung von 0,2 Hz (typisch West-Mitte-Ost) auf, die Spannungsschwankungen von bis zu 4 kV im 400-kV-Netz verursacht, die 1 % der Nennspannung nicht überschreiten.
- Um 11:03 Uhr tritt erneut eine gebietsübergreifende Schwingung im europäischen Synchronsystem von 0,2 Hz (typisch West-Mitte-Ost) auf, die Spannungsschwankungen von bis zu 7 kV im 400-kV-Netz verursacht, aber nicht mehr als 2 % der Nennspannung beträgt.
- Um 11:23 Uhr tritt im europäischen Synchronsystem erneut eine bereichsübergreifende Schwingung von 0,2 Hz (typisch West-Mitte-Ost) auf, die im 400-kV-Netz Spannungsschwankungen von bis zu 6 kV, also 1,5 % der Nennspannung, verursacht.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass zwischen 00:00 Uhr und 12:00 Uhr keine nennenswerten Veränderungen im System zu beobachten waren. Daher konzentrieren sich die folgenden Abschnitte auf die Ereignisse ab 12:00 Uhr.

2.2 Incident description

Um 12:00 Uhr entsprachen die Systembedingungen vollständig den Betriebsverfahren. Die Spannungs- und Frequenzwerte lagen innerhalb der üblichen Betriebsbereiche, und die Dämpfung für den 0,2-Hz-Zwischenbereichsschwingungsmodus lag bei 20 %. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es keine Anzeichen oder Hinweise gab, die die folgenden Ereignisse auch nur im Entferntesten hätten vorhersagen können.

EVENT 1

Um **12:03 Uhr und für eine Dauer von 4 Minuten und 42 Sekunden** wurde **eine signifikante 0,6-Hz-Schwingung** im elektrischen System beobachtet. Gleichzeitig sank die Dämpfung des 0,2-Hz-Frequenzbereichs von 20 % auf 5 %. Vor dem Ereignis lagen die Netzspannungen in der Nähe der Nennwerte, aber die **Oszillation verursachte einen Anstieg der durchschnittlichen Spannung, wobei die Schwankungen** in den extremsten Fällen **bis zu 30 kV erreichten** und je nach Umspannwerk zwischen 375 kV und 410 kV lagen. Die Oszillation war auch im Stromaustausch mit Frankreich zu beobachten.

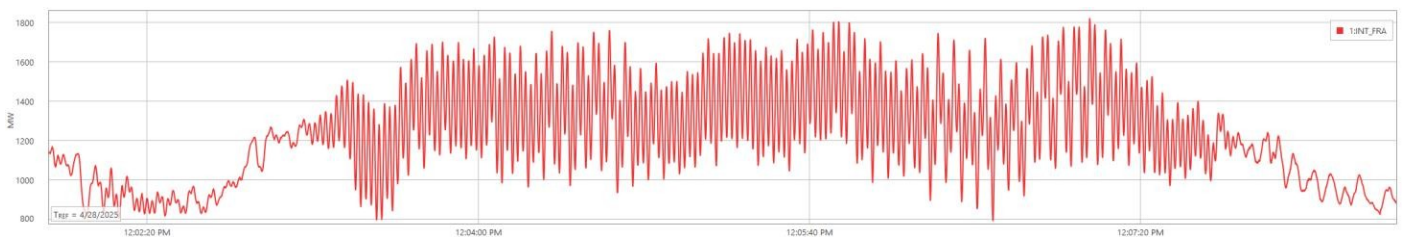


Abbildung 3. Austausch Spanien-Frankreich zwischen 12:02 und 12:08 (0,6 Hz Oszillation)

Fast am Ende dieser Schwingung war auch die 0,2-Hz-Mode deutlich zu sehen, die mit der 0,6-Hz-Mode im Stromaustausch mit Frankreich gekoppelt war.

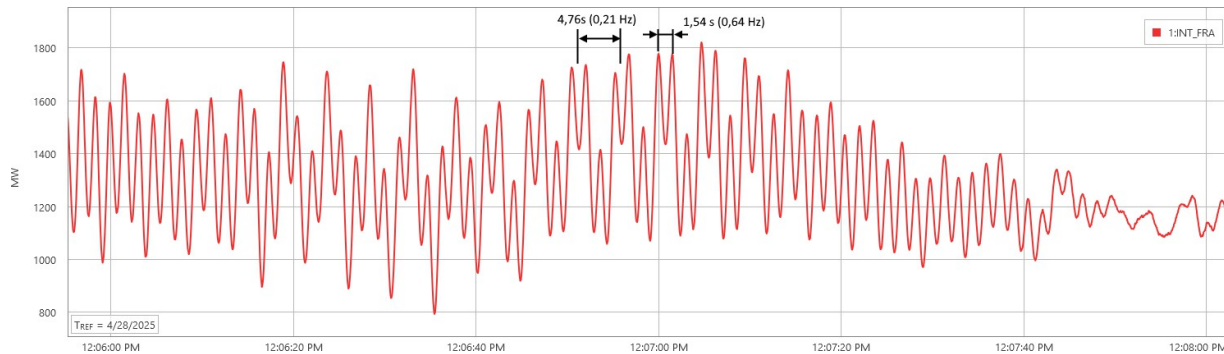


Abbildung 4. Austausch Spanien-Frankreich zwischen 12:06 und 12:08 (0,6 Hz Oszillation)

Als Reaktion auf diese Situation **aktivierte** das REE-Kontrollzentrum **die zuvor festgelegten Maßnahmen** zur Verbesserung der Schwingungsdämpfung und versuchte, diese zu beseitigen:

- Kopplung von 400-kV-Übertragungsleitungen zur Verringerung der Systemimpedanz.
- Verringerung des Exportaustausches mit Frankreich um 800 MW bis zur Festlegung eines Exportprogramms von 1.500 MW.
- Änderung des Betriebsmodus der HGÜ-Verbindung mit Frankreich in einen Modus mit konstanter Leistung (Sollwert: 1.000 MW von Spanien nach Frankreich).

Aufgrund der durch die Schwingungen verursachten Spannungseinbrüche wurden außerdem eine Reihe von Nebenschlussdrosseln abgeschaltet, um die Unterspannungen zu mindern.

Nachdem die Schwingung gedämpft war, wurde es aufgrund der Leistung der Verbindungsleitung mit Portugal über Cáceres (400 kV Cedillo - Falagueira) und weil die Verbindungsleitung mit Portugal über Badajoz (400 kV Brovales - Alqueva) außer Betrieb war, notwendig, auch den Austausch mit Portugal zu reduzieren, um die Dämpfung zu verbessern.

Alle Maßnahmen, die ergriffen wurden, waren notwendig, um die Schwingungen abzuschwächen, da sie die Dämpfung verbessern, die bei solchen Schwingungen oberste Priorität hat.

Die Verringerung des Stromaustauschs bedeutet einen geringeren Stromfluss in andere Länder, was wiederum die Spannung aufgrund der Verringerung des Stromflusses auf den Übertragungsleitungen erhöht. Darüber hinaus arbeiten die teilnehmenden Kontrollzentren bei der Umsetzung von Änderungen in den Dispatch-Programmen durch die Aktivierung von Ausgleichsenergie als ein einziger Knotenpunkt auf nationaler Ebene. Daher werden die wettbewerbsfähigsten Angebote ausgewählt, um den Bedarf an Leistungsreduzierung zu decken. In diesem Fall konzentrierten sich die Angebote auf Kontrollzentren mit erneuerbaren Energien, hauptsächlich Photovoltaik, die sich im südlichen Teil des Landes befinden, was zwei Effekte mit sich bringt:

- Aufgrund ihrer Lage in der südlichen Region betrifft die Verringerung der Last auf den Übertragungsleitungen in Richtung Frankreich eine größere Anzahl von Leitungen und wirkt sich somit stärker auf die Netzspannung aus.
- Es handelt sich um Anlagen der RCW-Gruppe, die dem Königlichen Erlass 413/2014 entsprechen, bei denen die Spannungsregelung auf dem Leistungsfaktor basiert, wobei die Blindleistungsaufnahme proportional zur erzeugten Wirkleistung ist. Wenn also die Wirkleistungserzeugung sinkt, sinkt auch die Blindleistungsaufnahme.

Um 12:16 Uhr trat die 0,6-Hz-Schwingung wieder auf und verursachte Spannungsschwankungen und **-einbrüche mit Werten zwischen 405 kV und 380 kV** in den am stärksten betroffenen Umspannwerken. Die Entschärfung der Oszillation hat wieder oberste Priorität.

Als die Spannungen wieder abfielen, wurden zusätzliche Nebenschlussdrosseln abgeschaltet, um die daraus resultierenden niedrigen Spannungen zu mindern.

Alle ergriffenen Maßnahmen ermöglichten es, die Situation unter Kontrolle zu bringen, führten jedoch tendenziell zu einer Erhöhung der Netzspannung. Wie bereits erwähnt, wurde das System anfangs mit Spannungen nahe der Nennspannung betrieben, und die Schwingungen verursachten eher Spannungsabfälle als hohe Spannungen.

Bei der Störfallanalyse wurde festgestellt, dass die Schwingung nicht natürlich, sondern erzwungen ist. Diese Schwingung wurde mit erheblicher Amplitude bei einer Photovoltaikanlage in **der Provinz Badajoz (PV-Anlage A)** beobachtet. Zum Zeitpunkt der Schwingungen erzeugte die Anlage etwa 250 MW. Da die Oszillation erzwungen war, hörte sie auf, sobald sich die Anlage stabilisiert hatte.

Eine Analyse der Netzbedingungen am Anschlusspunkt, einschließlich des Kurzschlussverhältnisses und der Spannungshöhe, bestätigte, dass beide innerhalb akzeptabler Parameter lagen, so dass es wahrscheinlich ist, dass die Oszillation auf eine interne Steuerungsstörung oder Anomalie innerhalb der Anlage zurückzuführen ist, die vom Eigentümer geklärt werden sollte. Andere Anlagen, die an denselben Übertragungsnetzweig angeschlossen sind, sowie solche in nahegelegenen Umspannwerken wurden überprüft, und die einzige, die ein oszillierendes Verhalten zeigte, war die oben genannte Anlage.

EVENT 2

Um **12:19 Uhr**, während noch Maßnahmen zur Verbesserung der Dämpfung nach dem Ereignis 1 durchgeführt wurden, trat im System **eine neue Frequenzschwingung** von 0,2 Hz auf, die für den Verbund West-, Mittel- und Osteuropas charakteristisch ist. Die Systemspannungen lagen nahe am Nennwert (zwischen 395 und 410 kV), aber **die Oszillation verursachte Spannungsschwankungen von bis zu 28 kV im 400-kV-Umspannwerk Almaraz, wobei die Werte je nach Umspannwerk zwischen 375 kV und 412 kV lagen**, was wiederum auf Niederspannungsbedingungen hindeutet.

Eine detaillierte Analyse ergab, dass die Oszillation zunächst bei 0,6 Hz begann und kurz darauf die 0,2-Hz-Schwingung einsetzte. Obwohl **das PV-Kraftwerk A** seine Leistung um 12:15 Uhr von 250 MW auf 350 MW erhöht hatte und keine Wirkleistungsschwankungen beobachtet wurden, wurden sehr wohl Schwankungen der Blindleistung festgestellt.

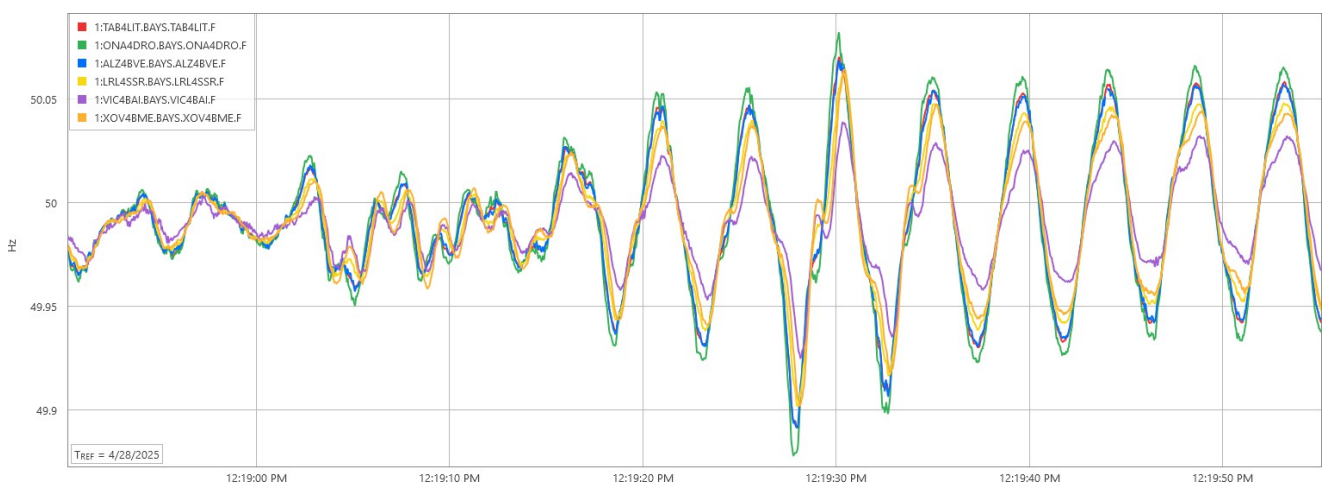


Abbildung 5. Anfangsmomente der 0,2-Hz-Schwingung, wobei auch eine 0,6-Hz-Schwingung beobachtet werden kann

Daraufhin wurde die 0,6-Hz-Schwingungsfrequenz im gesamten System überprüft, wobei sich herausstellte, dass seit 10:30 Uhr 0,6-Hz-Störungen kleinerer Größenordnung aufgetreten waren.

Als Reaktion auf diese neue Schwingung wurden in Übereinstimmung mit den bereits um 12:03 Uhr aktivierten Protokollen die folgenden Maßnahmen ergriffen:

- Kopplung von 400-kV-Übertragungsleitungen zur Verringerung der Systemimpedanz.
- Reduzierung des Exportaustauschs mit Frankreich auf 1.000 MW (wobei die HGÜ-Verbindung von Spanien nach Frankreich auf 1.000 MW eingestellt ist, was zu einem Nettoexport über Wechselstromleitungen von Null führt). Dies entspricht einer Gesamtreduktion von 1.300 MW.
- Verringerung des Exportaustauschs mit Portugal von 2.545 MW auf 2.000 MW, was einem Rückgang um 545 MW entspricht.

Diese drei Maßnahmen trugen zur Erhöhung der Netzspannung bei. Die erste Maßnahme hat eine sofortige Wirkung, während die beiden Reduzierungen des Stromaustauschs die Spannung schrittweise erhöhen, wenn die Einsatzpläne aktualisiert werden.

Um **12:22 Uhr**, als sich das System von EVENT 2 erholte, **begannen die Spannungspegel im ganzen Land zu steigen, allerdings noch innerhalb der Betriebsgrenzen**.

Daraufhin begann die REE-Leitstelle, in verschiedenen Umspannwerken Nebenschlussdrosseln zu schalten, um dem Spannungsanstieg entgegenzuwirken.

Zu diesem Zeitpunkt wurden zwei bemerkenswerte Zustände im Verteilungsnetz beobachtet:

- **Das Verteilungsnetz speiste landesweit etwa 760 Mvar in das Übertragungsnetz ein**, wobei die höchsten Beiträge in Madrid und Valencia beobachtet wurden - 575 Mvar bzw. 405 Mvar -, während in anderen Gebieten die Einspeisung deutlich geringer oder sogar negativ war. Diese Blindleistungseinspeisung wirkte sich nicht nur in diesen Regionen, sondern auch in den benachbarten Gebieten auf das Spannungsniveau aus.
- Im ganzen Land wurde ein **anormaler Anstieg der effektiven Nachfrage³ um etwa 845 MW** festgestellt. Nach weiterer Analyse wurde dieser Anstieg auf zwei verschiedene Quellen innerhalb des Verteilungsnetzes zurückgeführt:
 - Ein Verlust oder eine Verringerung der Leistung von Erzeugungsanlagen mit einer Kapazität von mehr als 1 MW, die Telemetrie an CECRE⁴ melden, in Höhe von etwa 152 MW.
 - Ein Verlust oder eine Verringerung der Leistungsabgabe von Anlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW, die von der REE im Verteilungsnetz nicht beobachtet werden kann, einschließlich des Eigenverbrauchs, von fast 700 MW.

Dieser Anstieg der effektiven Nachfrage führte zu einer Verringerung der Energieexporte nach Frankreich, wodurch sich der Stromfluss zu den Verbindungsleitungen verringerte und ein Spannungsanstieg im Übertragungsnetz verursacht wurde.

In Anbetracht der erforderlichen Maßnahmen zur Dämpfung der Schwingungen und der sich daraus ergebenden Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die Flexibilität des Systems für die Spannungsregelung und das Spannungsschwankungsmanagement **wurde beschlossen, zusätzliche konventionelle Erzeugungseinheiten gemäß dem Betriebsverfahren P.O. 7.4 - hauptsächlich in der südlichen Region - anzuschließen. Es wurden Anfahrzeiten angefragt, ein GuD-Kraftwerk in Andalusien wurde ausgewählt, das eine Anfahrzeit von 1 Stunde und 30 Minuten bot, wobei das technische Minimum für 14:00 Uhr vorgesehen war.**

Zeitgleich mit dieser Entscheidung meldete eine Leitstelle, dass ein **Kernkraftwerk** erhebliche Schwingungen aufwies und möglicherweise ausfallen könnte. Als Vorsichtsmaßnahme wurde ein anderes **GuD-Kraftwerk im Norden** zur Synchronisierung angefordert. Daraufhin teilte die andere Leitstelle mit, dass **ein GuD-Kraftwerk in Andalusien** zwischen 2 und 2,5 Stunden für die Synchronisierung benötigen würde, und bat um eine Änderung des Angebots, um die Kosten zu senken. Die erste Leitstelle bestätigte später, dass ihr **GuD-Kraftwerk im Norden** um 15:00 Uhr für die Synchronisierung bereit sein würde.

Leider konnten die erforderlichen Wartezeiten für diese Maßnahmen aufgrund des Stromausfalls nicht eingehalten werden.

Es ist erwähnenswert, **dass zu diesem Zeitpunkt keine Überspannungen im Übertragungsnetz vorhanden waren.** Allerdings wurden aufgrund der Schwingungen Spannungsschwankungen unterhalb der Nennwerte beobachtet. Dieser Punkt ist vor dem Hintergrund der bereits im System beobachteten Entwicklungen von besonderer Bedeutung für die weiteren Entwicklungen.

Zusammenfassung des derzeitigen Stands der Dinge:

- Um 12:00 Uhr befand sich das System in einem stabilen Zustand, wobei Spannung und Frequenz innerhalb der normalen Betriebswerte lagen.
- Die Schwingungen verursachten Spannungsabfälle, keine Überspannungen.
- Es wurden Protokolle zur Abschwächung der Schwingungen aktiviert, und sie waren in allen Fällen wirksam.
- Da im System typische bereichsübergreifende Schwingungen aufgetreten sind, koordiniert die REE-Leitstelle mit der RTE prophylaktische Maßnahmen zur Verbesserung der Dämpfung, wie die Änderung des Stromaustauschs mit Frankreich und die Umstellung der Betriebsart der HGÜ-Verbindung auf Konstantleistungsbetrieb.
- Stromerzeugungseinheiten, die der Betriebsvorschrift P.O. 7.4 entsprechen, müssen die Netzspannung innerhalb eines bestimmten Wertes dynamisch regeln, der durch die geltende Gesetzgebung festgelegt ist. Dies gilt sowohl für Unter- als auch für Überspannungen. Die Spannungsschwankungen stehen in engem Zusammenhang mit einer unzureichenden Reaktion dieser Art von Stromerzeugung.
- Die RCW-Erzeugung (erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Abfälle) regelt die Spannung nicht dynamisch, muss aber dennoch den vorgegebenen Leistungsfaktor einhalten.

³ Nachfrage aus dem Übertragungsnetz über die Schnittstellen des Übertragungsnetzes mit dem Verteilungsnetz.

⁴ Das Kontrollzentrum für erneuerbare Energien von Red Eléctrica

Als Ergebnis aller beschriebenen Ereignisse erreichte das System einen Betriebszustand, der sich deutlich von den ursprünglichen Bedingungen unterschied und durch eine geringere Dämpfung und eine geringere Flexibilität bei der Spannungsregelung gekennzeichnet war. Die beschlossenen Abhilfemaßnahmen konnten nicht vollständig umgesetzt werden, da die Synchronisierung der **beiden Gruppen**, die die Spannungsstabilität in dem Gebiet verbessern und potenzielle Schwingungen zwischen den Gebieten durch ihre Stromsystemstabilisatoren (PSS) dämpfen **sollte** nicht möglich war.

Ab 12:27 Uhr begann die Wechselkursanpassung mit Portugal, während die Umstellung mit Frankreich bereits seit 12:22 Uhr im Gange war.

Bis 12:30 Uhr blieben sowohl die Spannung als auch die Frequenz innerhalb der vom Systembetreiber geforderten Betriebsgrenzen (375-435 kV für 400-kV-Systeme und 200-245 kV für 220-kV-Systeme). Es wurde jedoch ein anhaltender Aufwärtstrend bei den Spannungswerten beobachtet.

Während des Zeitfensters der Programmanpassung, das sich von -5 bis +5 Minuten erstreckt, kommt es häufig zu Ungleichgewichten zwischen der Aktivierung der Aufwärts- oder Abwärtsregelung in jedem Land. Infolgedessen kann es zu Spannungsschwankungen kommen. Diese Schwankungen müssen in erster Linie durch Erzeugungseinheiten bewältigt werden, die der Betriebsvorschrift P.O. 7.4 unterliegen und eine dynamische Spannungsregelung bieten. Dies ist der Fall, weil die verfügbaren Ressourcen im Übertragungsnetz keine dynamische Spannungsregelung ermöglichen.

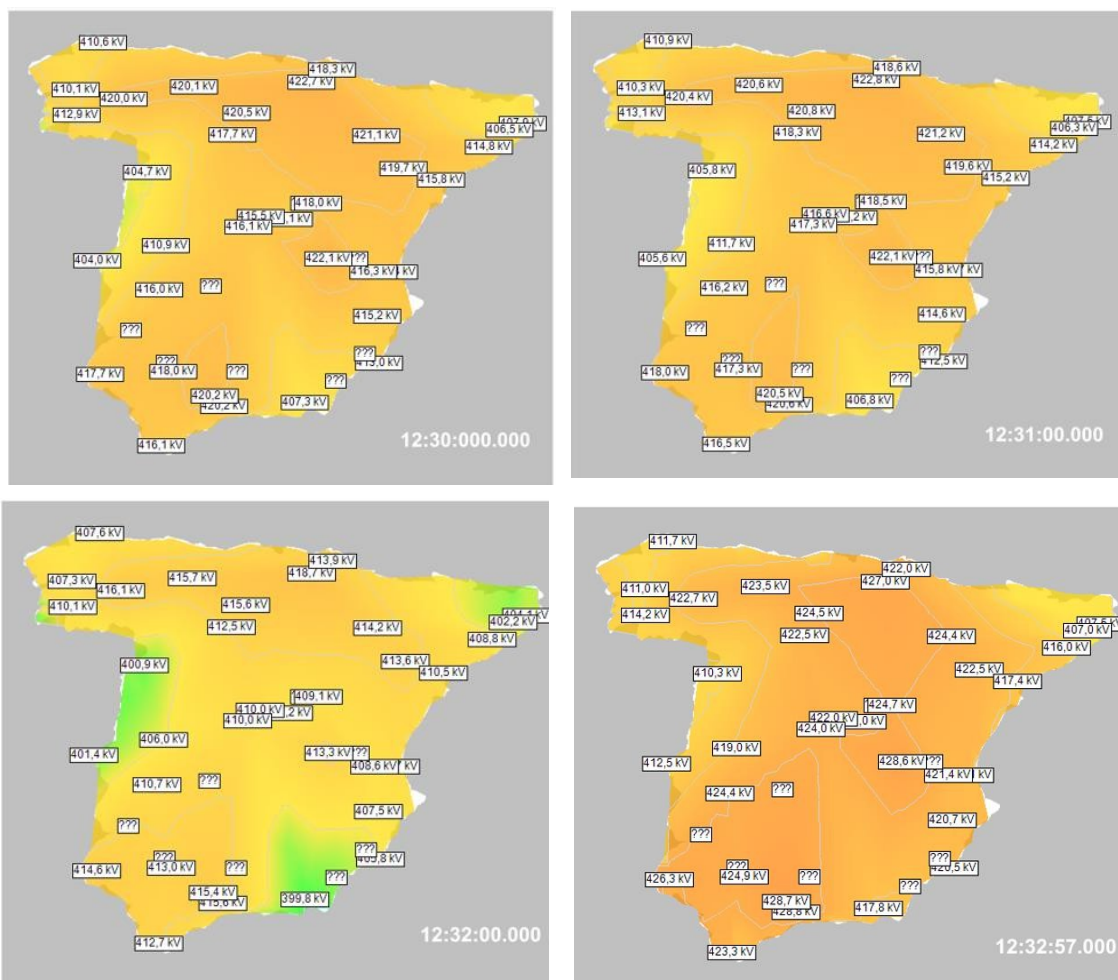


Abbildung 6. Phase-Phase-Spannung im spanischen 400-kV-Netz

Es ist wichtig, die Geschwindigkeit hervorzuheben, mit der sich die Erzeugungsleistung innerhalb des Systems ändern kann. Neue Technologien, die auf leistungselektronischen Wechselrichtern basieren, sind in der Lage, ihre Leistung innerhalb weniger Sekunden anzupassen. Während diese Fähigkeit für die wirtschaftliche Optimierung einzelner Erzeugungsanlagen von großem Vorteil ist, ist sie aus Sicht der Stabilität des Stromsystems im Allgemeinen nicht unbedingt ideal.

Ein deutliches Beispiel dafür sind die raschen Fahrplanänderungen bei der photovoltaischen Erzeugung, die durch Preisschwankungen auf den Strommärkten ausgelöst werden. Aus elektrischer Sicht führen solche abrupten Änderungen bei der invertergestützten Erzeugung zu erheblichen Ungleichgewichten im System, da die Regelungsmechanismen noch nicht greifen. Diese Ungleichgewichte müssen vor allem durch die Verbundnetze, insbesondere das mit Frankreich, ausgeglichen werden.

Starke Ungleichgewichte führen zu drastischen Verschiebungen der Leistungsflüsse im Netz, die wiederum das kapazitive und induktive Verhalten des Netzes verändern. Folglich können die Netzspannungen schnell schwanken. Dieser Effekt wird noch verstärkt, wenn diese Erzeugungsanlagen mit Leistungsfaktorregelung betrieben werden und keine dynamische Spannungsregelung bieten, da sie die dynamische Blindleistungsunterstützung einschränken, die ansonsten zur Stabilisierung der Spannung beitragen könnte.

Um 12:32:00 Uhr erreichte der Export nach Frankreich einen Spitzenwert von etwa 1.500 MW und begann bis 12:32:57 Uhr quasi-linear zu sinken.

Dieser Rückgang ist auf mehrere Ereignisse innerhalb dieser 57 Sekunden zurückzuführen, die zu einem linearen Anstieg der Spannung im Übertragungsnetz führten:

- Um den geplanten Einsatz einzuhalten, wurde **die Wirkleistung** der RCW-Erzeugung **reduziert**. Da diese Blöcke mit Leistungsfaktorregelung arbeiten, führte dies zu einem **Rückgang der Blindleistungsaufnahme** und damit zu einem Spannungsanstieg.
- Es wurde eine zusätzliche anomale **Schwankung der effektiven Nachfrage von etwa 434 MW** festgestellt. Dies führte zu einem Rückgang der Energieexporte nach Frankreich und trug weiter zum Spannungsanstieg im Übertragungsnetz bei. Ein abnormaler Anstieg der Nachfrage wurde in Madrid, Alicante, Valencia, Sevilla, Málaga, Murcia, Cádiz, Toledo usw. festgestellt. Dieser Anstieg ist auf einen Rückgang der Leistung **einiger dezentraler Erzeugungsanlagen** (etwa 117 MW) zurückzuführen. Der Rest der Nachfrageschwankungen ist auf **Erzeugungsausfälle von weniger als 1 MW oder auf Eigenverbrauch** zurückzuführen. Angesichts der Tatsache, dass sich das System von Niederspannungsbedingungen erholte und die Spannungen zu steigen begannen, ist davon auszugehen, dass die Verteilertransformatoren so eingestellt waren, dass sie ein angemessenes Spannungsniveau aufrechterhalten konnten. Als die Spannungen stiegen, reagierten die Stufenschalter möglicherweise nicht schnell genug, was zu Überspannungen in den sekundären Verteilungsnetzen führen konnte, obwohl die Primärspannungen innerhalb akzeptabler Grenzen blieben.
- Die Nachfrage ist von Natur aus spannungsabhängig, d. h. mit steigender Spannung steigt auch die Nachfrage, was den vorherigen Effekt noch verstärkt.
- Da die Stromflüsse durch das Netz zurückgingen, verbrauchten die Übertragungsleitungen weniger Blindleistung und trugen so zum Spannungsanstieg bei.
- Erzeugungseinheiten, die dem Betriebsverfahren P.O. 7.4 unterliegen und eine dynamische Spannungsregelung vorsehen müssen, nahmen nicht die erwartete Menge an Blindleistung auf, insbesondere bei den Hauptgeneratoren in Andalusien, Extremadura und Castilla la Mancha. Dieses Problem hatte erhebliche Auswirkungen.

EVENT 3

Um 12:32:57 Uhr kam es in einem **Umspannwerk in der Provinz Granada** zu einer Störung auf der 220-kV-Seite eines 400/220-kV-Erzeugungstransformators, der zu diesem Zeitpunkt 355 MW in das Übertragungsnetz einspeiste und 165 Mvar aufnahm. Die Spannung in diesem Umspannwerk lag unter 418 kV und damit innerhalb des zulässigen Bereichs. Dies wird durch die Tatsache belegt, dass die Spannung nach der Störung auf 424 kV anstieg.

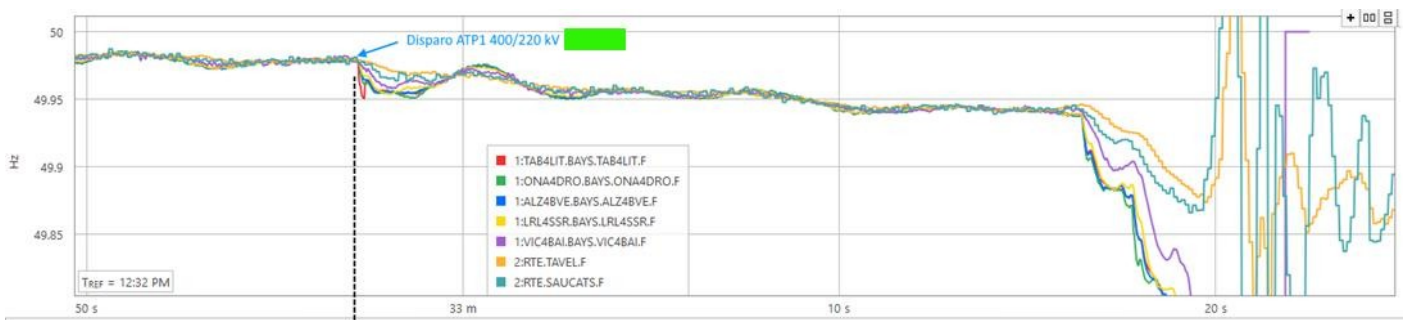


Abbildung 7. Entwicklung des Systems vor und nach der Reise in Granada

Die folgende Abbildung zeigt die Oszillografie, die von einer der Schutzvorrichtungen des 400-kV-Umspannwerks aufgezeichnet wurde, an das diese Erzeugung angeschlossen ist.

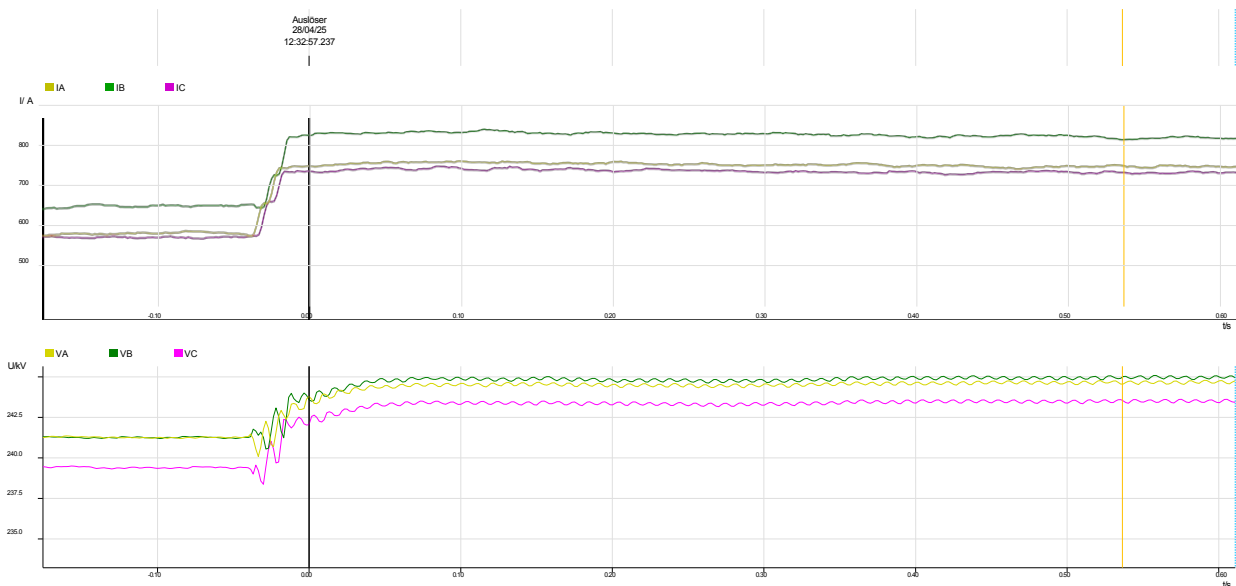


Abbildung 8. Oszillografie des Leitungsschutzrelais, aufgezeichnet gleichzeitig mit der Auslösung des Transformators⁵

Da auf der 400-kV-Seite des Übertragungsnetzes keine Überspannungen auftraten und die Werte weit unter diesen Schwellenwerten lagen, konnte die Ursache erneut in der Einstellung des Generatortransformators gesucht werden. Auch hier könnte die Ursache in der Stufenstellung des Generatortransformators liegen. Als sich das System von den zuvor niedrigen Spannungen erholte, arbeitete der Transformator wahrscheinlich mit einer Anzapfungsstellung, die so konfiguriert war, dass ein angemessenes Spannungsniveau am 220-kV-Sammelumspannwerk und dem zugehörigen Evakuierungsnetz aufrechterhalten wurde. Als die Spannungen anzusteigen begannen, haben die Stufenschalter möglicherweise nicht schnell genug reagiert, was zu Überspannungen auf der Sekundärseite ohne entsprechend hohe Spannungen auf der Primärseite des Transformators führen konnte.

Die Abschaltung dieser Anlage ist nicht korrekt, da die Spannung am Verbindungspunkt mit dem Übertragungsnetz innerhalb der in den Netzregeln festgelegten Grenzen bleibt.

Dieses "Ereignis 3" trug ebenfalls zu einem weiteren Anstieg der Netzspannung bei, der jedoch innerhalb der Betriebsgrenzen lag, und zwar aufgrund derselben Mechanismen, die bereits beschrieben wurden: Verlust der Blindleistungsaufnahme durch die ausgelöste Anlage und Verringerung des Leistungsflusses durch das Übertragungsnetz, da die Erzeugung an einem Ort weit entfernt von der spanisch-französischen Grenze ausfiel. Der Exportstrom nach Frankreich, der bei etwa 450 MW lag, sank auf fast Null.

⁵ In diesen Diagrammen sind die Spannungen zwischen Leitung und Erde dargestellt. Zur Umrechnung in Spannungen von Leitung zu Leitung ist ein Faktor von $\sqrt{3}$ anzuwenden

nach der Reise aufgrund von Erzeugungsausfällen, Änderungen der Systemverluste und der fortlaufenden Reduzierung der geplanten Exporte.

EVENT 4

Um 12:33:16.460 Uhr - ca. 19,5 Sekunden später - kam es zu einer erneuten Abschaltung der Stromerzeugung, diesmal im **Umspannwerk der Provinz Badajoz**, das an ein 400-kV-Umspannwerk des Übertragungsnetzes (**Umspannwerk B**) angeschlossen ist, wobei 582 MW erzeugt wurden. 360 Millisekunden später wurde eine Photovoltaikanlage, die an eine andere 400-kV-Unterstation des Übertragungsnetzes (**Unterstation C**), ebenfalls **in der Provinz Badajoz**, angeschlossen ist, mit einer Leistung von 145 MW ebenfalls abgeschaltet.

Obwohl für diese beiden Umspannwerke keine PMU-Daten verfügbar sind, deuten die verfügbaren Informationen darauf hin, dass die Spannungshöhe vor den Abschaltungen innerhalb der Grenzwerte lag. Diese Bewertung wurde anhand der SCADA-Werte für das Umspannwerk B vorgenommen, da sich die Spannungshöhe seit dem Ereignis 3 in einem quasistationären Zustand befand, und anhand der PMU-Daten (Spannung und Strom) eines anderen Umspannwerks, das mit dem **"Umspannwerk C"** verbunden ist.

Insgesamt fielen 727 MW an Erzeugungskapazität und die damit verbundene Blindleistungsaufnahme aus, was zu ähnlichen Auswirkungen wie bei dem vorangegangenen Ereignis führte.

Da es **auf der 400-kV-Seite keine Überspannungen oder Frequenzabweichungen** gab, konnte die Ursache wiederum auf interne Bedingungen innerhalb der Anlagen zurückgeführt werden. Da sich das System von den zuvor niedrigen Spannungsniveaus erholte, ist davon auszugehen, dass die Transformatoren im Erzeugungsunterwerk, das mit dem **Übertragungsunterwerk B** verbunden ist, mit Stufeneinstellungen arbeiteten, die so konfiguriert waren, dass eine angemessene Spannung im 220-kV-Hauptunterwerk und dem zugehörigen Evakuierungsnetz aufrechterhalten wurde. Als die Spannungen anzusteigen begannen, konnten die Stufenschalter nicht schnell genug reagieren, was möglicherweise zu Überspannungen auf der Sekundärseite führte, obwohl die Spannungen im Umspannwerk B innerhalb der zulässigen Grenzen blieben. Eine ähnliche Schlussfolgerung gilt für den Evakuierungstransformator, der an das **"Umspannwerk C"** angeschlossen ist.

Dieses neue "Ereignis 4" trug erneut zu einem Anstieg der Netzspannung bei, und zwar aufgrund der bereits beschriebenen Mechanismen: Verlust der Blindleistungsaufnahme und Verringerung der Stromübertragung aus dem Süden nach Norden. Infolgedessen begann der Verbund, den nördlichen Teil des Landes zu versorgen, wodurch sich die betriebliche Belastung auf die südliche Hälfte des Netzes konzentrierte.

EVENT 5

Um 12:33:17.368 Uhr - etwa 0,98 Sekunden später - kam es zur Abschaltung von drei Windparks. Diese Anlagen sind an 132 kV angeschlossen und werden über ein **400-kV-Umspannwerk in der Provinz Segovia** abgeleitet, was zu einem Verlust von 23 MW an Stromerzeugung führte.

Achtzig Millisekunden später wurde die an das **Umspannwerk B** angeschlossene Photovoltaikanlage aufgrund einer Störung in ihren eigenen Anlagen abgeschaltet, was zu einem weiteren Verlust von 118 MW führte.

Siebenundzwanzig Millisekunden später fielen weitere 34 MW durch die Abschaltung eines Windparks und einer Photovoltaikanlage aus, die beide in ein 220-kV-Umspannwerk in der **Provinz Huelva** einspeisten.

Danach, 233 Millisekunden später, kam es zu einer neuen Erzeugungsunterbrechung aufgrund der Abschaltung eines Glieds eines **Erzeugungssammelunterwerks in der Provinz Sevilla**, was zu einem Verlust von 550 MW führte. Die Übertragungsseite der Leitung wurde direkt von der Erzeugungsseite ausgelöst.

Zweihundert Millisekunden später **löste eine Photovoltaikanlage in der Provinz Cáceres aus**. Sie leistete 37,5 MW. Der Eigentümer des Generators hat in einer PDF-Datei erklärt, dass die Spannung auf einen Wert gestiegen ist, der unter der Spannungsschwelle liegt, die laut der Verordnung TED/749/2020 für Stromerzeuger, die an einen 220-kV-POC angeschlossen sind, mindestens 60 Minuten lang bestehen muss (253 kV).

Schließlich, 40 Millisekunden später, kam es zum Ausfall einer **Photovoltaikanlage**, die an ein 220-kV-Umspannwerk in der Provinz **Badajoz** angeschlossen war. Weitere zusätzliche 72 MW gingen verloren.

Insgesamt wurden innerhalb eines Zeitfensters von 650 ms weitere 834 MW an Erzeugung abgeschaltet, zusammen mit der damit verbundenen Blindleistungsaufnahme. Die aus dem ROCOF abgeleitete Schätzung deutet darauf hin, dass der Erzeugungsverlust in diesem Intervall etwa 1.150 MW betrug, was darauf hindeutet, dass in diesem Zeitraum möglicherweise zusätzliche Erzeugung verloren ging.

Dieses neue "Ereignis 5" führte erneut zu einem Anstieg der Netzspannung aufgrund der bereits beschriebenen Mechanismen: Verlust der Blindleistungsaufnahme und Verringerung der Stromübertragung von Süden nach Norden. Infolgedessen begann der Verbund, den nördlichen Teil des Landes zu versorgen, wodurch sich die betriebliche Belastung weiter auf die südliche Hälfte des Netzes konzentrierte.

The system collapse

Das spanische Stromnetz auf der Halbinsel hat etwa 2.000 MW an RCW-Erzeugung im Transmissionsnetz und zusätzlicher Erzeugung im Verteilungsnetz verloren, was bedeutet, dass das System die gesamte Blindleistungsabsorption dieser Erzeuger verloren hat.

Die meisten konventionellen Erzeugungsanlagen, die mit einer dynamischen Spannungsregelung ausgestattet sind, haben die Blindleistung, die sie gemäß den Betriebsverfahren verwalten müssen, nicht absorbiert, insbesondere der **Generator**, der für die Spannungsregelung **in der südlichen Zone** verantwortlich war **der andere in Extremadura und der andere**, der für die Spannungsregelung **in der zentralen Zone** Spaniens zuständig war.

Jede Abschaltung eines Generators führt zu einem leichten Anstieg der Spannung, was wiederum die Abschaltung anderer Generatoren zur Folge hat, wodurch ein Kaskadenphänomen entsteht.

In dieser Situation, in der es nicht mehr möglich ist, die Spannung innerhalb der normalen Betriebswerte zu halten, treten mehrere Phänomene gleichzeitig auf:

- Erhöhung der Netzspannung aufgrund der Abschaltung der Stromerzeugung.
- Absinken der Frequenz aufgrund der Abschaltung der Stromerzeugung.
- Zunahme der Energieeinfuhren aus Europa durch den Verbund mit Frankreich.

In diesem Moment beginnt die Frequenz sichtbar zu sinken und das System hat ein Überspannungsproblem. Mit jeder Abschaltung von Erzeugungsanlagen stieg die Systemspannung an, was wiederum die Abschaltung zusätzlicher Erzeugungsanlagen zur Folge hatte. Daher ist die Trägheit des Systems bei diesem Vorfall irrelevant, da das System bereits durch den massiven Ausfall von Erzeugungsanlagen geschädigt war.

Um 12:33:19.620 Uhr wird der maximale Import aus Frankreich erreicht, 3.807 MW, mit 4.609 MW über das Wechselstromnetz. Diese Situation führt zum Verlust der Synchronität. Nur 3,20 Sekunden sind seit der Unterbrechung am Umspannwerk B und 22,5 Sekunden seit der Unterbrechung **am Umspannwerk in Granada** vergangen.

In dieser Situation hat das System die folgenden Schritte:

- Pumpen und Lastabwurf im spanischen und portugiesischen Netz.
- Abschaltung der Wechselstromverbindung mit Frankreich, um eine Belastung des französischen Netzes zu vermeiden und die Wiederherstellung des Netzes zu erleichtern.

Wenn die RCW-Erzeugung weiterhin ausfällt, sinkt die Netzfrequenz weiter und die Spannung steigt an der Stelle, an der die Abschaltung erfolgt.

Die **unerwünschte Abschaltung des östlich gelegenen GuD-Kraftwerks** erfolgt, wenn die Frequenz 49,5 Hz erreicht und die Spannung im Umspannwerk 419,6 kV beträgt. **Dieser Verlust bedeutet einen Verlust der Spannungsregelung und der Trägheit des Systems.**

Zu diesem Zeitpunkt, wenn die Frequenz 49,5 Hz beträgt, **wird die Abschaltung des gekoppelten Pumpensystems aktiviert**. In der ersten Stufe werden etwa 2 000 MW abgeschaltet, und in der zweiten Stufe, die aktiviert wird, wenn die Frequenz 49,3 Hz erreicht, werden weitere 588 MW an Pumpengeneratoren abgeschaltet. Der Lastabwurf von Industriekunden, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, und der Verteilungslastabwurf werden fortgesetzt, wenn die Frequenz 49 Hz erreicht. Die Abschaltung von Verbrauchern, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, beläuft sich auf etwa 1 402 MW.

Der Lastabwurf, ein universelles Schutzsystem, das dazu beiträgt, die Frequenz in Szenarien mit schwerwiegenden Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Nachfrage wiederherzustellen, führt zu einem Anstieg der Spannung, denn wenn eine Nachfrage abgeschaltet wird, steigt die Spannung natürlich an. Dies führt zu einer Ausweitung des Problems mit der Spannungsregelung im gesamten System, vor allem in der nördlichen Hälfte des Landes und nicht nur im Süden, aufgrund der Abschaltung von RCW-Kraftwerken.

Außerdem **wird die Verbindung mit Marokko** aufgrund der bestehenden Unterfrequenz-Protektionen an den marokkanischen Enden **unterbrochen**, die lokal auslösen und Fernauslösungen an die Enden des spanischen Systems senden. Durch die Auslösung gehen 314 MW verloren, die aufgrund des trägen Verhaltens des marokkanischen Systems aus Marokko importiert wurden, bevor Spanien Energie nach Marokko exportierte.

Wenn die Frequenz **48,46 Hz** erreicht, werden **die Wechselstrom-Verbindungsleitungen mit Frankreich abgeschaltet**, um zu verhindern, dass sich die Störung weiter nach Frankreich ausbreitet, und um ihre Verfügbarkeit für die Wiederherstellung zu erleichtern. Die HGÜ-Verbindung, die sich im Konstantleistungsmodus befand, wird nicht abgeschaltet und exportiert weiterhin 1 000 MW nach Frankreich.

Von diesem Moment an **sind das spanische und das portugiesische Netz isoliert**, der Lastabwurf wird fortgesetzt, und die Erzeuger schalten sich immer wieder ab, wodurch die Spannung steigt und die Frequenz sinkt, so dass das **Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage im Netz bestehen bleibt**.

Ein Kernkraftwerk schaltet sich 1,1 Sekunden später **ab**, wenn die Frequenz 47,79 Hz erreicht, 758 ms später **schaltet sich ein GuD-Kraftwerk ab**, 55 ms später **ein anderes Kernkraftwerk**, 70 ms später **zwei weitere Kernkraftwerke** und 60 ms später **ein weiteres GuD-Kraftwerk**. Die HGÜ-Verbindung mit Frankreich wird unmittelbar danach abgeschaltet.

Um 12:33:24 Uhr bricht das spanische Netz auf der Iberischen Halbinsel zusammen. Um 12:33:27,300 Uhr liegt die Spannung im 400-kV-Netz unter 1 kV, was in diesem Moment den **TOTALEN BLACKOUT des Systems** bedeutet.

Events in the system

Wie bereits zu Beginn des Berichts erwähnt, wird das elektrische System so betrieben, dass es einem N-1-Fall und in einigen Fällen sogar einem N-2-Fall standhält. Für einen größeren Vorfall, der zu einem totalen Stromausfall führt, müssen mehrere Ausfälle innerhalb des Systems auftreten. Bei diesem Vorfall sind die folgenden Umstände nach den besten derzeit verfügbaren Informationen nacheinander aufgetreten, und einige von ihnen könnten einzeln mit einem N-1-Szenario gleichgesetzt werden:

1. Eine erzwungene Schwingung bei 0,6 Hz, die möglicherweise von einem **Photovoltaik-Kraftwerk** in der Provinz **Badajoz** ausgeht, löst systemverändernde protokollierte Aktionen aus. Nebenschlussdrosseln werden betätigt, Leitungen werden aufgrund von Schwingungen gekoppelt und Fahrpläne werden geändert. **(N-1)**
2. Eine Eigenschwingung bei 0,2 Hz löst weitere systemverändernde, protokollierte Aktionen aus. Nebenschlussdrosseln werden eingeschaltet, Leitungen werden aufgrund von Schwingungen gekoppelt und Fahrpläne werden angepasst. **(N-2)**.
3. Die Erzeugung nach P.O. 7.4 nimmt die erforderliche Blindleistung nicht auf. **(N-3)**.
4. Schwankungen in der RCW-Erzeugung während der Wirkleistungsregelung wirken sich auf die Spannungsregelung aus, und viele von ihnen erfüllen ihre Verpflichtungen nicht. **(N-4)**.
5. Die nach den Schwingungen angeforderte konventionelle Erzeugung wurde nicht angeschlossen.
6. Erzeugungsverlust in der Verteilung: $P < 1$ MW und Eigenverbrauch von 435 MW vor 12:32:57 **(N-5)**.
7. Unangemessene Auslösung eines **Transformators in Granada** **(N-6)**.
8. Unangemessene Auslösung der **solarthermischen Erzeugung (Badajoz) und Auslösung der Photovoltaik (Badajoz)** ohne Anschlusspunktdaten aus dem Übertragungsnetz **(N-7)**.
9. Unangemessene Auslösung eines **Photovoltaik-Kraftwerks, das ebenfalls in der Provinz Badajoz**, aber in einem anderen Umspannwerk **(N-8) angeschlossen ist**.
10. Auslösung von **drei Windparks (Segovia)** ohne Daten aus dem Übertragungsnetz am Verknüpfungspunkt.
11. Auslösung eines **Windparks und einer PV-Anlage in der Provinz Huelva**, ohne Verbindungspunktdaten aus dem Übertragungsnetz.
12. Unangemessene Auslösung eines **Photovoltaik-Kraftwerks in Sevilla** **(N-9)**.
13. Unangemessene Auslösung einer **PV-Anlage in der Provinz Cáceres** **(N-10)**.
14. Auslösung der **PV-Erzeugung**, die an ein 220-kV-Umspannwerk in der **Provinz Badajoz** angeschlossen ist, ohne Daten zum Verknüpfungspunkt im Übertragungsnetz.
15. Abschaltung eines **GuD-Blocks in Valencia** **(N-11)**.
16. Die Abschaltung von Pumpen und Lasten aufgrund von Unterfrequenz führt zu einer Erhöhung der Netzspannung.
17. Die HGÜ-Verbindung arbeitet im Konstantleistungsmodus und exportiert weiterhin 1 000 MW nach Frankreich.

18. Abschaltung des **Kernkraftwerks** (N-12)

3 Relevant Aspects

Die wichtigsten Ergebnisse nach Bereichen:

Voltage Control

- Die unter das Betriebsverfahren P.O. 7.4 fallenden Erzeugungsanlagen sind ihren Verpflichtungen zur dynamischen Spannungsregelung nicht nachgekommen, was dazu führte, dass die Netzspannung höher war als erwartet. Darüber hinaus sind die Spannungsausschläge - sowohl nach oben als auch nach unten - aufgrund dieser Nichteinhaltung tendenziell stärker ausgeprägt. Die Erzeuger reagieren in der Regel erst, wenn die Spannungsabweichungen erheblich werden, was darauf hindeutet, dass ihre Reaktion in erster Linie durch interne Anlagenschutzmechanismen gesteuert wird.
- Die RCW-Erzeugung, die nicht im Rahmen von P.O. 7.4 integriert wurde, erfüllte die Anforderungen an den Leistungsfaktor in ca. 22 % der Fälle nicht. Die Analyse zeigt, dass diese Nichteinhaltung vor allem bei Anlagen mit geringerer Wirkleistung auftritt, was darauf hindeutet, dass die Einhaltung der Blindleistungsanforderungen erst ab einer bestimmten Wirkleistungsschwelle beginnt.
- In einigen Fällen weisen die Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen ein stark kapazitives Verhalten auf. Die Einspeisung von unkompensierter Blindleistung durch die Verteilnetze trägt weiter zu einem Anstieg der Netzspannung bei.
- Nach Operating Procedure P.O. 7.2 nehmen alle Erzeugungsarten an der Sekundärregelung als ein einziger Knotenpunkt auf der Halbinsel-Ebene teil. Da jedoch der aktualisierte Vorschlag für das Betriebsverfahren P.O. 7.4 nicht genehmigt wurde, bieten nicht alle Erzeugungsanlagen eine dynamische Spannungsregelung. Infolgedessen führt die Aktivierung der sekundären Aufwärts- oder Abwärtsregelung unter Einbeziehung der RCW-Erzeugung zu entsprechenden Erhöhungen oder Senkungen der Netzspannung. In diesem Zusammenhang und bis die Betriebsverfahren P.O. 7.4 aktualisiert wird, wird denjenigen Erzeugungseinheiten, die das derzeitige Verfahren einhalten, eine größere Bedeutung beigemessen.
- Die Aktualisierung von P.O.1.4 steht seit 2021 zur Genehmigung an; der Ministerialerlass TED/749/2020 schreibt jedoch vor, dass die Generatoren Spannungserhöhungen, die über die in P.O.1.4 festgelegten Werte hinausgehen, ohne Abschaltung aushalten müssen.
- Fahrplanänderungen an den Verbindungspunkten wirken sich auf die Spannungsstabilität aus und verursachen aufgrund der schnellen Reaktion bestimmter Technologien transiente Spannungsschwankungen. Außerdem wurden Diskrepanzen zwischen den Anpassungsgeschwindigkeiten des portugiesischen und des spanischen Systems festgestellt.

Voltage

- Das Betriebsverfahren P.O. 1.1 legt in Übereinstimmung mit der Leitlinie für den Netzbetrieb fest, dass im spanischen Stromnetz die Spannungsebenen im 400-kV-Netz bis zu 435 kV erreichen können, ohne eine Abschaltung auszulösen (bis zu 245 bzw. 245,96 kV im 220-kV-Netz). Dies bedeutet nicht, dass die Anlagen bei 435,01 kV abschalten müssen. In Anbetracht der mit Spannungswandlern und Schutzsystemen verbundenen Messfehler ist es notwendig, eine Marge oberhalb dieses Schwellenwerts anzuwenden und angemessene Zeitverzögerungen zu implementieren, um einen kontinuierlichen Betrieb zu gewährleisten. Bei den beobachteten Auslöseereignissen wurde festgestellt, dass einige Anlagen entweder vor Erreichen der vorgeschriebenen Spannungsebene auslösten oder nicht die erforderliche Mindestbetriebsspanne aufwiesen, typischerweise >2 % oder ohne ausreichende Zeitverzögerung.
- Der Erlass TED/749/2020 schreibt vor, dass ein Generator am Anschlusspunkt an das 400-kV-Transmissionsnetz mindestens 60 Minuten lang 440 kV ohne Abschaltung und bis zu 480 kV im Transientenbetrieb standhalten muss. Für das 220-kV-Netz liegen diese Schwellenwerte bei 253 kV bzw. 264 kV. Es wurde festgestellt, dass einige Anlagen ausgelöst haben, ohne die Mindestspanne einzuhalten, die für die Einhaltung des 60-Minuten-Kriteriums erforderlich ist. Auch hier lösten mehrere Anlagen entweder unterhalb des festgelegten Schwellenwerts aus oder verfügten nicht über die erforderliche Betriebsspanne, in der Regel >2 %, oder über eine Mindestverzögerung.
- Die oben genannten Schwellenwerte stellen Mindestanforderungen an den Betrieb dar, nicht an den Schutz. Die Verordnung schreibt vor, dass die Anlagen bis zu diesen Spannungswerten und -dauern angeschlossen bleiben müssen; sie schreibt keine Abschaltung vor, sobald diese Schwellenwerte erreicht sind.

Frequency

- Die um 12:02 Uhr beobachtete Oszillation mit einer Frequenz von 0,6 Hz hat ihren Ursprung möglicherweise in einer **Photovoltaikanlage in der Provinz Badajoz**. Diese Schwingung trat einige Minuten später erneut auf, und beim dritten Mal wurde sie kurz vor dem Einsetzen einer 0,2-Hz-Schwingung zwischen den Gebieten festgestellt. Die von der Anlage ausgehenden Schwingungen veranlassten die Durchführung von Abhilfemaßnahmen zur Dämpfung der systemweiten Schwingungen, die wiederum die Spannungsregelungsspannen des Systems verringerten. Es wurde beobachtet, dass die
Die 0,6-Hz-Oszillation war bereits um 10:30 Uhr in sehr geringer Stärke vorhanden, was zum Auftreten der zwischen diesem Zeitpunkt und 12:00 Uhr festgestellten geringfügigen Oszillationen beigetragen haben könnte.
- Die HGÜ-Verbindungsleitung arbeitet in zwei Modi: PMODE3, der eine Wechselstromleitung auf der Grundlage des Winkelunterschieds zwischen den Stromrichterstationen emuliert (speziell für diese HGÜ-Verbindung definiert und entwickelt), und PMODE1, der dem Modus mit konstanter Leistung entspricht (dies ist der Modus, mit dem die meisten HGÜ-Verbindungen arbeiten). Die HGÜ-Verbindung verfügt nicht über die Fähigkeit zur Frequenzregelung, da RTE es in der Entwurfsphase abgelehnt hat, diese Funktion zu aktivieren. Zum Zeitpunkt des Ereignisses war die Verbindung im PMODE1-Modus in Betrieb, so dass der geplante Stromexport nach Frankreich aufrechterhalten wurde, obwohl sich Spanien in einem Unterfrequenzzustand befand und Frankreich im Normalbetrieb arbeitete. Infolgedessen war die effektive Nachfrage in Spanien und Portugal zum Zeitpunkt der AC-Verbindungsreise mit Frankreich um 1.000 MW höher als die tatsächliche Nachfrage auf der Iberischen Halbinsel.

Inertia

- Der Vorfall wurde NICHT durch einen Mangel an Systemträgheit verursacht. Vielmehr wurde er, wie bereits erwähnt, durch ein Spannungsproblem und die kaskadenartige Abschaltung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ausgelöst. Eine höhere Trägheit hätte nur zu einem etwas langsameren Frequenzabfall geführt. Aufgrund der massiven Erzeugungsverluste, die durch die Spannungsinstabilität verursacht wurden, wäre das System jedoch immer noch nicht wiederherstellbar gewesen.

Transmission Network

- Die Leistung der Schutzsysteme innerhalb des Übertragungsnetzes wird als korrekt angesehen.
- Durch die Unterbrechung der Verbindungen mit Frankreich konnte verhindert werden, dass das französische Netz in den Zusammenbruch hineingezogen wurde, wodurch die anschließende Wiederherstellung der Dienste erleichtert und beschleunigt wurde.
- Die Abschaltung der Verbindungsleitungen mit Marokko sorgte ebenfalls dafür, dass das marokkanische Netz unter Spannung blieb, was ebenfalls zu einem schnelleren und effektiveren Wiederherstellungsprozess beitrug.
- Das Schutzsystem ist nicht in der Lage, einen Vorfall dieser Art auf einen bestimmten Teil des Netzes zu beschränken, da das Netz auf der Iberischen Halbinsel sehr engmaschig ist und die Überspannungsschutzeinrichtungen nicht koordiniert werden können. Da die Anzahl der betroffenen Umspannwerke nicht bekannt ist, sind auch die betroffene Erzeugung und der Bedarf ungewiss, so dass nicht garantiert werden kann, dass das übrige Netz nicht erneut von einem Ungleichgewicht betroffen ist, das zu einem sekundären Zwischenfall führt.
- Im Übertragungsnetz wurden nur zwei überspannungsbedingte Auslösungen registriert:
 - Um 12:33:19,971 Uhr wurde die 220-kV-Leitung Arganda - Loeches wegen eines Messfehlers des Spannungswandlers auf einer Phase im 220-kV-Unterwerk Loeches unterbrochen.
 - Um 12:33:23,076 Uhr überschritt die 400-kV-Leitung Valdecaballeros - Maguilla während des Vorfalls, der dem Systemzusammenbruch vorausging, im Umspannwerk Valdecaballeros die Spannung von 480 kV.

Defence Systems

- Wie bereits erwähnt, war die Abschaltung der französischen Verbindung durch den Schutz vor dem Synchronisationsverlust angemessen und wirksam.
- Lastabwurfaktionen innerhalb des Übertragungsnetzes wurden korrekt ausgeführt. Alle Positionen, bei denen die Funktion aktiviert war, wurden bei den entsprechenden Frequenzschwellen und innerhalb der erforderlichen Abschaltzeiten ausgelöst.
- Es liegen keine umfassenden Daten zur Bewertung von Lastabwurfaktionen im Verteilernetz vor, da die Menge der pro Schritt abgeworfenen Last und der Zeitpunkt der Abschaltungen nach Frequenzschwellen

überschritten wurden, wurden von den Verteilerunternehmen nicht vorgelegt. Einige von ihnen übermittelten Schätzungen der Gesamtnachfrage im Schuppen und eine begrenzte Anzahl von COMTRADE-Aufzeichnungen von Lastabwurfrelais, aber nur für einige wenige Positionen.

4 Recommendations

- Genehmigung des Vorschlags des Netzbetreibers für das Betriebsverfahren P.O. 7.4 bezüglich der Spannungsregelung im spanischen Festlandnetz, das vorschreibt, dass alle Erzeugungseinheiten, die in der Lage sind, die Spannung in Echtzeit zu regeln, diese Regelung aktiv durchführen müssen, und das Sanktionen bei Nichteinhaltung vorsieht.
- Genehmigung des Vorschlags des Netzbetreibers für das Betriebsverfahren P.O. 1.4 bezüglich der Energieabgabebedingungen an Grenzpunkten, um die in der Verordnung TED/749/2020 festgelegten Spannungswerte zu übernehmen.
- Überprüfung der Einstellungen des Überspannungsschutzes auf den Stromerzeugungsleitungen mit der Möglichkeit, die Schwellenwerte geringfügig über die in den Betriebsverfahren für das Übertragungsnetz definierten Höchstwerte zu setzen, um unnötige Abschaltungen zu vermeiden, wenn sich die Spannungen diesen Grenzen nähern.
- Erweiterung der Systemressourcen für die kontinuierliche und dynamische Spannungsregelung über die Erzeugungseinheiten hinaus durch den Einsatz von Synchronkondensatoren oder STATCOMs, anstatt sich nur auf diskrete Geräte wie Drosseln oder Kondensatoren zu verlassen.
- Ausweitung der Rampenzeiten für Erzeugungsplanänderungen auf eine feste Dauer von 10 Minuten. Es hat sich gezeigt, dass die derzeitigen Rampenzeiten von 100 bis 120 Sekunden, wie sie für Anlagen, die der Verordnung TED/749/2020 unterliegen, vorgeschrieben sind, das System belasten und sich als unnötig und nachteilig erwiesen haben.
- Es wird empfohlen, die Möglichkeiten der Spannungssteuerung im Verteilungsnetz zu verstärken.
- Aufrüstung der RCW-Erzeugungseinheiten vor TED/749/2020, um sicherzustellen, dass die Produktionsänderungen einem kontrollierten Rampenprofil folgen und nicht in abrupten Schritten innerhalb von Sekunden oder Millisekunden erfolgen.
- Aktivierung der Leistungs-Frequenz-Regelung auf bestehenden und zukünftigen HGÜ-Verbindungen.
- Ausbau der Systemkapazitäten zur Schwingungsdämpfung, einschließlich betrieblicher Maßnahmen und Verbesserungen der Infrastruktur.
- Untersuchung der Ursache der erzwungenen Schwingungen, die von der **Photovoltaikanlage in Ba-dajoz** ausgingen, und Durchführung von Abhilfemaßnahmen, um eine Wiederholung zu verhindern.
- Bereitstellung einer ausreichenden Beobachtungsmöglichkeit des Eigenverbrauchs für den Netzbetreiber.
- Überprüfung und Aktualisierung der technischen Anforderungen für Eigenverbrauchsanlagen.
- Erweiterung des Weitbereichsüberwachungssystems (WAMS) durch den Einsatz von PMUs (Phasor Measurement Units) mit dem Ziel, mindestens eine PMU pro Umspannwerk zu installieren, sofern die PDCs und die Kommunikationsinfrastruktur dies erlauben.
- Aktualisierung der Betriebsverfahren zur Festlegung der Mindestanforderungen an die Überwachung für die Störfallanalyse. Diese sollten mindestens umfassen: Störungsaufzeichnungen (Oszillographie), kontinuierliche Störungsaufzeichnungen mit einer Abtastperiode von mindestens 20 ms (50 Hz) und zeitsynchronisierte Daten. Diese Anforderungen sollten für Erzeugungsanlagen des Typs C und D, das Übertragungsnetz und innerhalb des Verteilungsnetzes zumindest für die Stellen gelten, an denen ein unterfrequenter Lastabwurf vorgenommen wurde.
- Festlegung eines Verfahrens für die Übermittlung von Daten zur Störfallanalyse an den Systembetreiber. Darüber hinaus muss eine Datenerfassungsplattform entwickelt werden, um sicherzustellen, dass die Informationen in einem standardisierten, strukturierten und eindeutig identifizierten Format bereitgestellt werden, das mit der entsprechenden Anlage verknüpft ist und gleichzeitig die Vertraulichkeit der Daten gewährleistet

zed e1śctzzca

Eine Mitarbeiterin von Redelo