



Se discutió por 5 años y no se aplicó ninguna solución

Coordinador Eléctrico detectó en 2019 "riesgo de apagón total" en línea que falló

El "Plan de Defensa de Contingencias" se comenzó a discutir en 2019, involucrando a ISA InterChile, Transelec y TEN, pero no se puso en marcha.



Felipe O'Ryan

Desde 2019 existía una alerta dentro del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y entre algunas empresas de energía involucradas en el masivo apagón nacional de esta semana sobre la vulnerabilidad del sistema eléctrico y la necesidad de aplicar un "Plan de Defensa de Contingencias" (PDCE). Así lo revelan cartas a las que tuvo acceso La Segunda, entre el CEN, presidido por Juan Carlos Olmedo, y las empresas involucradas en el megapagón: ISA InterChile, Transelec y Transmisora Eléctrica del Norte (TEN S.A., ligada a Engie), entre otras.

Sin embargo, a pesar de casi 5 años de correspondencias, el plan nunca se aplicó, lo que podría haber jugado un rol importante en el corte de luz que dejó a cerca del 90% de la población sin electricidad por varias horas este martes.

En abril de 2019, el CEN publicó un estudio para el diseño del PDCE, en el que se identifican "riesgos de apagón total" en una serie de líneas de transmisión, entre las que se encuentra la Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar, involucrada en el megacorte.

"Existe riesgo de apagón total en el Sistema Eléctrico Nacional debido a fenómenos de inestabilidad transitoria que podrían afectar a todo el sistema eléctrico", se lee en ese informe de 2019.

Ya en enero de 2020, en otro documento, se especifican las medidas que deben tomar ISA InterChile, Transelec y TEN para implementar este plan de defensa y evitar un apagón.

"Los recursos incluidos en este documento corresponden a los automatismos (sistemas automáticos) para la detección de la falla que derive en una Contingencia Extrema, control de estabilidad mediante

separación en subsistemas asincrónicos y control de sobretensiones mediante la conexión de reactores y desconexión de líneas y bancos de condensadores", se lee en el informe.

"Los propietarios de las instalaciones involucradas deberán implementar, operar y mantener el equipamiento que se requiera, según el diseño y los objetivos de los planes de defensa", le escribe el CEN a las empresas ese mismo mes, exigiendo que, a más tardar el 11 de febrero de 2020, se presente un "plan de trabajo con cronograma de actividades" para la implementación del esquema.

El primer reparo se formuló el 11 de febrero de ese año por parte de TEN S.A., cuyo encargado titular, David Montero, pidió más plazo para la entrega de "ingeniería de detalle", trasladándola de abril a agosto de 2020.

Ese mismo día, InterChile adjuntó una propuesta de plan de trabajo, explicando que las tres empresas del sector estaban explorando cómo trabajar de manera conjunta, por ejemplo, "con licitación conjunta u otro tipo de colaboración".

10 días después, el gerente de operación del CEN, Ernesto Huber, aprobó el nuevo calendario propuesto por TEN. En abril, le envió una carta a Engie Energía Chile instruyendo que para implementar el plan debía recurrirse a una "licitación competitiva", dado que el plan es "remunerado".

En los documentos del CEN, se encuentra un informe final del PDCE de noviembre de 2020.

"Agradeceré enviarnos..."

"Solicito a usted enviarnos el estado de avance del proyecto de implementación y un detalle de los principales hitos realizados, a más tardar el 2 de junio de 2021. Cabe señalar que, la implementación del proyecto debe llevarse a cabo en el segundo semestre de este año", escribe a las empresas el CEN el 26 de mayo.

Recién en junio de 2021, ISA InterChile, en respuesta a las tres empresas involucradas, da cuenta de los avances del plan de defensa.



Existe riesgo de apagón total en el Sistema Eléctrico Nacional debido a fenómenos de inestabilidad transitoria que podrían afectar a todo el sistema eléctrico". **Informe del CEN en 2019**

"Agradeceré enviarnos a más tardar el 22 de junio de 2021 un cronograma detallado y los principales hitos asociados al proceso de licitación e implementación del esquema", insiste el CEN el 15 de junio. Hasta mayo de 2024, casi 3 años después, las tres empresas escriben al CEN. En la carta, las empresas mandatadas informan ajustes para garantizar el cumplimiento normativo y estiman un plazo de 24 meses para la implementación del proyecto.

"Para que el desarrollo del Proyecto PDCE opere adecuadamente y se cumpla con la normativa vigente en las instalaciones involucradas, se requiere licitar el proyecto considerando que en dichas subestaciones se instalarán nuevos equipos de protección y medidas para dar cumplimiento al artículo 4-29 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios. En este contexto, la entrada en operación del proyecto se estima dentro de 24 meses desde la firma del contrato", se lee en el documento enviado al CEN.

El CEN pide a las empresas el 9 de agosto de 2024 "el envío a más tardar el

viernes 23 de agosto de 2024, de los antecedentes (con suficiente detalle, cronograma y actividades) que respalden el plazo de dos años para cumplir con la implementación del Proyecto PDCE", y el 17 de septiembre solicita nuevamente temas relativos a una subestación necesaria para el PDCE, "solicitando" el "reactivar al más breve plazo el proceso de licitación para implementar el Plan de Defensa".

Respuestas del coordinador

"En este caso, las medidas que se aluden en este documento (del PDCE) son parte de las que tienen que ser implementadas por las empresas que tienen propiedad de instalaciones en ese corredor de 500 kV (ISA Interchile, Transelec y TEN), lo que fue instruido en 2020. El Coordinador ha hecho un seguimiento del avance del desarrollo de este servicio desde que se instruyó. El retraso de este plan ha sido informado periódicamente de acuerdo a lo que establece la normativa técnica, desde el 2021. Este plan de defensa en particular no fue diseñado para el tipo de evento del 25 de febrero, de acuerdo a la información recibida a la fecha por ISA Interchile, materia que es parte del análisis de falla que se realizará", agregó el coordinador.

En tanto, sin meterse a evaluar el plan o la causa del desastre, la consultora SPEC encontró al menos un error de cálculo entre los escenarios contemplados en el plan de contingencia del Coordinador Eléctrico y lo que ocurrió en la realidad: "Pareciera que los cálculos realizados se ejecutaron considerando una condición operativa más optimista que la efectivamente ocurrida el 25 de febrero". Esto porque los escenarios previstos en el plan trabajaban con un flujo de 1.600 MW y no los "cerca de 1.800 MW programados en la operación" por el Coordinador.