

ANEXO 1

Responsabilidades de los agentes que deben instalar
esquemas suplementarios de protecciones en el Sistema

Noviembre de 2017

INDICE

1. OBJETIVO	3
2. DEFINICIONES	3
3. CLASIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS	3
3.1 ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS SISTÉMICOS	3
3.2 ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS LOCALES.....	4
4. OBJETIVOS FUNCIONALES DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS PROPUESTOS PARA EL SIN	4
4.1 TIPO 1: MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DEL SIN (ESQUEMAS SISTÉMICOS QUE MEJORAN LA SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA).....	4
4.2 TIPO 2: MITIGAR ESTADOS DE EMERGENCIA Y MITIGAR RIESGOS ANTE CONDICIONES DE DAÑOS EN EQUIPOS DEL SIN	4
4.3 TIPO 3 - CUBRIR EXPANSIÓN INSUFICIENTE O NO ASIGNADA.....	5
4.4 TIPO 4: CUBRIR ATRASOS EN LA ENTRADA DE UN PROYECTO DE EXPANSIÓN	5
5. ETAPAS REQUERIDAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS PROPUESTOS PARA EL SIN	5
5.1 ETAPA 0: IDENTIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS REQUERIDOS EN EL SIN	5
5.2 ETAPA 1: PROPUESTA Y DISEÑO CONCEPTUAL.....	5
5.3 ETAPA 2: DISEÑO DETALLADO IMPLEMENTACIÓN Y PRUEBAS	5
5.4 ETAPA 3: MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	5
6. RESPONSABILIDADES	5
6.1 RESPONSABILIDADES GENERALES.....	5
6.2 RESPONSABILIDADES ESPECÍFICAS	6
6.2.1 RESPONSABILIDADES EN LA IDENTIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS REQUERIDOS EN EL SIN.....	6
6.2.2. Responsabilidad en la propuesta y diseño conceptual de los esquemas requeridos en el SIN	6
6.2.3 Responsabilidad en el diseño detallado, implementación, pruebas, mantenimiento y operación de los esquemas requeridos en el SIN	7
6.2.4 Responsabilidades en el seguimiento a la operación de los ESPS	7

1. OBJETIVO

Definir la asignación de responsabilidades a los agentes, cuando sea necesaria la implementación de un Esquema Suplementario en el Sistema Interconectado Nacional SIN.

2. DEFINICIONES

Los Esquemas Suplementarios de Protecciones se definen como un sistema diseñado para detectar una condición particular de un sistema eléctrico, que se sabe puede causarle una condición inusual e indeseada, y tomar algún tipo de acción predeterminada para contrarrestar la condición observada de alguna manera controlada. En algunos casos un Esquema es diseñado para detectar una condición del sistema que se sabe será causante de inestabilidades, sobrecarga, colapso de voltaje, etc. La acción de control puede ser la apertura de una o más líneas, desconexión o reducción de generación, deslastre de carga o cualquier medida que alivie el problema.

3. CLASIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS

Los esquemas suplementarios se pueden aplicar en todo el sistema de potencia compuesto por la generación, la transmisión y sub-transmisión y la distribución o la carga. Es posible agruparlos según la acción resultante. Los Esquemas Suplementarios aplicados a la transmisión operan específicamente sobre las líneas de transmisión, y por lo general desconectan circuitos o interconexiones seleccionados. Los Esquemas de Generación modifican la consigna de potencia o el número de unidades de generación conectadas al SIN. Los Esquemas aplicados en la distribución desconectan circuitos con cargas previamente seleccionadas. Es posible tener Esquemas que combinen dos o tres componentes de la cadena generación, transmisión y distribución.

3.1 ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS SISTÉMICOS

La clasificación de los esquemas como sistémicos o locales permite establecer las responsabilidades en los mismos. En el documento de referencia "Marco Conceptual de los Esquemas Suplementarios de Protecciones", numeral 3, se definieron específicamente los esquemas de aplicación sistémica, señalando que se diseñan para tomar algún tipo de acción predeterminada ante una condición particular y conocida del sistema eléctrico de potencia que pueda causar una operación inusual e indeseada. Esta acción permite contrarrestar la condición observada de una manera controlada, a fin de mitigar las consecuencias derivadas, permitiendo con posterioridad un aceptable desempeño del sistema de potencia. Adicionalmente, se indicó que estos esquemas suplementarios se instalan para proteger el sistema de potencia o porciones estratégicas del mismo previamente definidas.

La posibilidad de implementación de un esquemas del tipo sistémico debe determinarse a partir de la necesidad observada y la definición del impacto que tendría en el SIN. Dentro de los posibles impactos se pueden identificar aspectos tales como desviaciones de frecuencia por fuera de los límites aceptables que activen esquemas como el Esquema de Deslastre Automático de Carga por baja frecuencia –EDAC, condiciones de oscilaciones de potencia, cambios súbitos del voltaje que ocasionen pérdida de generación o desconexión de cargas fuera del área eléctrica donde se presentan los disturbios o la combinación de varios de estos aspectos operativos.

3.2 ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS LOCALES

Son esquemas temporales y de acción local definidos a nivel de distribución. No están integrados a los esquemas nacionales o regionales y tienen el propósito de afrontar problemas en mediana o gran escala del sistema de potencia. Además, los esquemas locales solamente generan impactos en una zona específica del SIN. Estos esquemas perderán su vigencia ante la entrada en servicio de los proyectos de expansión, los cuales subsanarán las deficiencias que se pretenden cubrir.

4. OBJETIVOS FUNCIONALES DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS PROPUESTOS PARA EL SIN

Para identificar el grado de responsabilidad que puede tener un agente o un grupo de agentes en un esquema suplementario, es necesario identificar, en primera instancia, la necesidad o causa que implicó o implica su desarrollo (determinar la necesidad, el diseño, implementación y operación del esquema). En esta sección los esquemas se han clasificado de acuerdo al objetivo funcional y se describen detalladamente.

4.1 TIPO 1: MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DEL SIN (ESQUEMAS SISTÉMICOS QUE MEJORAN LA SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA)

Teniendo en cuenta lo establecido en la Ley 143 de 1994: “la operación del sistema interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país”. Ante ciertas condiciones operativas, se puede requerir la instalación en el sistema de potencia de esquemas suplementarios para proteger la integridad del SIN. Los cuales pueden implicar la salida de líneas de transmisión, modificación de generación o carga o combinación de las anteriores, para evitar un evento de gran magnitud.

Este tipo de esquemas no deben ocultar necesidades de expansión del sistema ya identificadas, las cuales eviten futuras situaciones de emergencia operativa, ante condiciones que pongan en riesgo la confiabilidad y seguridad del SIN.

Acorde con lo anterior, los esquemas suplementarios no deben ser considerados por la UPME para la definición de expansión, ni en los análisis de largo plazo del operador del sistema. Además, las restricciones mitigadas por los esquemas deben seguir siendo monitoreadas en la operación, de manera que se sigan identificando las señales de necesidad de expansión a pesar de contar con esquemas suplementarios.

4.2 TIPO 2: MITIGAR ESTADOS DE EMERGENCIA Y MITIGAR RIESGOS ANTE CONDICIONES DE DAÑOS EN EQUIPOS DEL SIN

La indisponibilidad de un activo por daño, puede generar una situación de alta criticidad en la operación del SIN, que ante contingencia llevaría al sistema a un estado inseguro o de emergencia. La implementación de un esquema suplementario puede mitigar el impacto de la condición operativa. La temporalidad de un esquema de este tipo está determinada por la finalización de la indisponibilidad del activo que originó el esquema.

4.3 TIPO 3 - CUBRIR EXPANSIÓN INSUFICIENTE O NO ASIGNADA

Los supuestos de planeación y las condiciones de la operación pueden divergir. Dicha divergencia puede dar como resultado una expansión insuficiente o una expansión no asignada, obstaculizando el cumplimiento de los criterios de operación segura y confiable. Si dicha situación requiere la implementación de un esquema suplementario, deberá comunicarse a la UPME la necesidad de revisar los planes de expansión. Estos esquemas estarán vigentes hasta que los agentes implicados en coordinación con el CND determinen su finalización, conforme a la entrada de los proyectos de expansión aprobados por la UPME.

4.4 TIPO 4: CUBRIR ATRASOS EN LA ENTRADA DE UN PROYECTO DE EXPANSIÓN

Este tipo de esquema se presenta cuando se atrasa un proyecto de expansión, y debido a las condiciones del sistema ante la no entrada de dicho proyecto, y no sea posible cumplir los criterios de operación segura y confiable, se determine la necesidad de implementar un esquema suplementario para reducir o mitigar impactos en la operación.

5. ETAPAS REQUERIDAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS PROPUESTOS PARA EL SIN

5.1 ETAPA 0: IDENTIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS REQUERIDOS EN EL SIN

La propuesta del esquema involucrará la identificación de la necesidad, definir los riesgos operativos y plantear alternativas operativas que mitiguen el riesgo.

5.2 ETAPA 1: PROPUESTA Y DISEÑO CONCEPTUAL

El diseño involucrará la parte conceptual (funcionalidad del esquema), las variables que supervisa el esquema, los agentes propietarios de los activos sobre los cuales actuará el esquema y definición de responsabilidades.

5.3 ETAPA 2: DISEÑO DETALLADO IMPLEMENTACIÓN Y PRUEBAS

Esta etapa incluye levantamiento en terreno, planos de conexión, definición y/u homologación de protocolos de comunicación que serían utilizados, el diseño de detalle, implementación de hardware y/o software de los esquemas. En lo posible se deben utilizar equipos o componentes independientes a los utilizados para las funciones de protección y control del sistema, con el fin de maximizar la confiabilidad del esquema. Se deben realizar pruebas al esquema debidamente acordadas con el CND.

5.4 ETAPA 3: MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN

Esta etapa está asociada al mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo, verificación del estado del esquema, coordinación de intervenciones, etc.

6. RESPONSABILIDADES

6.1 RESPONSABILIDADES GENERALES

El CND junto con los agentes identificarán las restricciones del sistema que requieren acciones operativas para mitigar el impacto de las mismas en el sistema, tales como traslados de carga, aumento de capacidad de equipos, esquemas suplementarios, entre otros, mediante los análisis eléctricos de mediano plazo.

Los análisis serán presentados por el CND en las reuniones del Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico -SAPE- para que emita su concepto sobre la necesidad de las acciones que deben ser propuestas y definidas por el agente involucrado para mitigar el impacto de las restricciones.

En caso de que las acciones operativas propuestas por el agente o agentes involucrados sean esquemas suplementarios locales, el CND coordinará con el OR responsable de la zona para que en reunión del SAPE presente el diseño detallado de la operación del esquema, previa revisión con el CND, para concepto del SAPE. Para el caso de los esquemas sistémicos, será el CND quién presente al SAPE la propuesta y diseño conceptual de los mismos.

Los esquemas sistémicos deberán aprobarse mediante Acuerdo CNO.

Los operadores de redes regionales evaluarán el atributo de temporalidad y administrarán la información correspondiente a los esquemas regionales no integrados a los esquemas sistémicos e informarán al CND todas las actuaciones que se produzcan de dichos esquemas y cualquier cambio en los mismos. De la misma manera, los propietarios de los activos involucrados en esquemas locales no integrados a los esquemas regionales o sistémicos, informarán al CND todas las actuaciones que produzcan en los esquemas bajo su responsabilidad.

El CND administrará la información correspondiente a los esquemas sistémicos instalados en el SIN, evaluando el atributo de temporalidad de los mismos.

El CND y los agentes involucrados en la implementación y operación de los esquemas, de acuerdo con el análisis del SAPE, deben establecer consignas operativas para la gestión operativa y de mantenimiento de los diferentes esquemas. Las consignas operativas y los reportes de actuación de los esquemas regionales y locales deberán ser informadas al CND.

6.2 RESPONSABILIDADES ESPECÍFICAS

6.2.1 Responsabilidades en la Identificación de los esquemas requeridos en el SIN

En el caso de los esquemas sistémicos, la responsabilidad de la identificación de los esquemas requeridos en el SIN es del CND y para los esquemas del tipo local, la responsabilidad de su identificación será conjunta entre el CND, el operador de red y los agentes cuyos activos estén comprometidos.

6.2.2 Responsabilidad en la propuesta y diseño conceptual de los esquemas requeridos en el SIN

A continuación se brinda claridad a las responsabilidades asociadas a la propuesta y al diseño conceptual de los esquemas requeridos en el SIN de acuerdo al tipo de esquema:

Esquema Tipo 1: La responsabilidad es de los agentes involucrados y el CND. El operador del sistema podrá proponer esquemas en la medida que lo considere necesario.

Esquema Tipo 2: La responsabilidad es del agente propietario del activo que presentó el daño y los propietarios de los activos donde se instala el esquema.

Esquema Tipo 3: La responsabilidad es de los agentes propietarios de los activos donde se instala el esquema.

Esquema Tipo 4: La responsabilidad es entre el agente responsable del proyecto de expansión y los agentes propietarios de los activos donde se instala el esquema.

En todos los casos las propuestas y diseños conceptuales deben ser acordados con el CND, los agentes involucrados y el CNO.

6.2.3 Responsabilidad en el diseño detallado, implementación, pruebas, mantenimiento y operación de los esquemas requeridos en el SIN

Esta etapa será responsabilidad del CND y los agentes involucrados para el caso de los esquemas sistémicos. Para los esquemas del tipo regional o local, la responsabilidad será del operador de red y los agentes cuyos activos estén comprometidos, previa coordinación con el CND.

Esquemas Tipo 1: Este tipo de esquemas podrían ser distribuidos en una zona amplia y podrían requerir de la participación de uno o varios agentes, por lo cual cada agente será responsable de diseñar, implementar, mantener y coordinar operativamente los equipos que se encuentren instalados en su zona de influencia.

Esquemas Tipo 2: La responsabilidad de diseñar, implementar y mantener es conjunta entre el agente propietario del activo indisponible y los propietarios de los activos donde se instala el esquema. La coordinación operativa de los trabajos requeridos para la implementación de este esquema estará a cargo del agente propietario del activo indisponible.

Esquemas Tipo 3: La responsabilidad de diseñar, implementar y mantener es conjunta por los agentes propietarios de los activos donde se instala el esquema.

Esquemas Tipo 4: La responsabilidad de diseñar, implementar y mantener es conjunta entre el agente responsable del proyecto de expansión y los agentes propietarios de los activos donde se instalará el esquema.

6.2.4 Responsabilidades en el seguimiento a la operación de los ESPS

Cada agente que cuente con una parte de este tipo de esquemas debe realizar un informe del evento cuando se presente actuación del esquema y enviarlo al CND. Este requisito es independiente del tipo de esquema.

ANEXO 2

Documento de referencia para la elaboración de estudios,
suministro de información y seguimiento de esquemas
suplementarios de protecciones

Noviembre de 2017

INDICE

1. OBJETIVO	10
2. ANTECEDENTE.....	10
3. ALCANCE	10
4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	10
4.1 OBJETIVO	10
4.2 ÁREA DE INFLUENCIA DEL ESP/ESPS.....	10
4.3 PARÁMETROS TÉCNICOS.....	11
4.4 ANÁLISIS ELÉCTRICOS	11
4.5 PROPUESTA DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN	12
4.6 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL ESP/ESPS Y LA COORDINACIÓN CON LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	14
4.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	14
5. CONSIDERACIONES GENERALES.....	14
5.1 PLAZOS	15
5.2 ACTUALIZACIÓN.....	15
6. SEGUIMIENTO A LA OPERACIÓN DE LOS ESP/ESPS	15
6.1 INFORME REPORTE DE ACTUACIÓN DEL ESP/ESPS.....	15
6.2 TIPO DE ESQUEMA.....	16
6.3 PLAZOS	16
6.4 MEDIO	16

1. Objetivo

Definir los aspectos mínimos que se deben considerar en la elaboración de estudios de Esquemas Suplementarios de Protección Locales (ESP) o Esquemas Suplementarios de Protección Sistémicos (ESPS), incluyendo consideraciones generales y lineamientos para el diseño, funcionalidad, ajustes, parametrización, suministro de información y seguimiento del desempeño de los esquemas suplementarios de protección.

2. Antecedente

El artículo 33 de la ley 143 de 1994 establece: “La operación del sistema interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país”. Ante ciertas condiciones operativas se puede requerir la instalación, en el sistema de potencia, de Esquemas Suplementarios de Protecciones para proteger la integridad del Sistema Interconectado Nacional colombiano -SIN-. Estos esquemas pueden implicar la desconexión selectiva de líneas de transmisión, modificación de la generación suministrada o de la carga alimentada o la combinación de las anteriores, para evitar un evento de gran magnitud.

Por lo anterior el comité de operación en la reunión 286 del 24 de noviembre de 2016 recomendó la expedición de un acuerdo donde se establecen las responsabilidades de los agentes cuando se requiera la implementación de un esquema suplementario de protecciones en el SIN.

3. Alcance

Este documento aplica para los agentes generadores, transportadores, operadores de red y el CND, que deban elaborar estudios para la implementación de ESP/ESPS en el SIN. Además establece el procedimiento para el suministro de información y poder realizar seguimiento a la actuación de los mismos, teniendo en cuenta lo establecido en el acuerdo CNO 787 de 2015 o aquel que lo modifique o sustituya.

4. Estructura del documento

El Estudio debe presentarse en secciones o capítulos que permitan identificar claramente el objeto, alcance, parámetros de entrada, metodología, simulaciones, contingencias realizadas, y la validación de la coordinación del ESP/ESPS con la operación de los sistemas de protecciones de los diferentes activos al interior de la sub-área eléctrica, y demás consideraciones realizadas para su elaboración. El documento debe contener como mínimo las siguientes secciones:

4.1 Objetivo

Describir el propósito del estudio del ESP/ESPS.

4.2 Área de influencia del ESP/ESPS

Presentar el diagrama unifilar donde se puedan observar los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia -SEP- involucrados en el estudio. Para la definición del área de influencia, se recomienda tener en cuenta los siguientes elementos:

- Generadores ubicados en las cercanías del proyecto. Las redes a nivel de transmisión y subtransmisión que interconecten a este nivel de tensión, las barras del STN.

- Elementos de compensación fijos y variables, incluyendo aquellos instalados en los terciarios de los transformadores de potencia y que son necesarios para el control de tensiones del área.

Además de las recomendaciones anteriores, se debe establecer un consenso técnico entre el (los) agente(s) involucrados en el diseño del ESP/ESPS y el CND, que permita establecer los límites del SEP a analizar. Ver documento "Guías para el buen ajuste y coordinación de protecciones del SIN".

4.3 Parámetros Técnicos

Incluir los parámetros técnicos de los generadores, líneas de transmisión y transformadores de potencia conforme a los valores registrados en el sistema Parámetros Técnicos del SIN - PARATEC-. Presentar los parámetros indicados a continuación por tipo de equipo, según Tabla 1 y

Tabla 2:

Tabla 1. Parámetros técnicos líneas de transmisión

Línea	Tensión	Longitud	R ₁	X ₁	B ₁	R ₀	X ₀	B ₀	Capacidad transporte	
	[kV]	[km]	[Ω/km]						Nominal [A]	Emergencia [A]

Tabla 2. Parámetros técnicos transformador de potencia

Transformador	S _{Alta}	S _{Media}	S _{Baja}	Z _{HL}	Z _{HM}	Z _{ML}	Sobrecarga durante 30 minutos [%]	Conexión
	[MVA]	[MVA]	[MVA]	[%]	[%]	[%]		

4.4 Análisis eléctricos

Presentar mediante simulaciones los resultados de los análisis eléctricos que permitan evidenciar la causa que originó la implementación del ESP/ESPS en el área eléctrica de interés, incluyendo como mínimo la siguiente información:

- Supuestos de demanda, topología de red y condiciones operativas con los que se realizaron las simulaciones del estudio.
- Resultados en tablas y gráficas de flujo de carga para demanda mínima, media y máxima, con la red completa y ante contingencias N-1.

4.5 Propuesta de los Esquemas Suplementarios de Protección

En esta sección se debe de presentar un diagrama que muestre la lógica de operación del ESP/ESPS. Este diagrama debe contener las señales de entrada, la lógica del esquema y las señales de salida o señales de disparo.

Además, presentar en una tabla el resumen de la información mínima del diseño conceptual del ESP/ESPS, tal como se presenta en la Tabla 3:

Tabla 3. Tabla Resumen ESP/ESPS

Nombre ¹ /Tipo ESP/ESPS	Necesidad ESP/ESPS	Activo (s) causante (s) del esquema	Magnitudes eléctricas y activos asociados con el ESP/ESPS	Arranque de cada variable eléctrica para cada activo asociado con el ESP/ESPS	Rango de operación de cada variable eléctrica por activo asociado con el ESP/ESPS

Activos ² sobre los que opera el ESP/ESPS	Etapas del ESP/ESPS ³	Retardo intencional dado a la operación del ESP/ESPS	Tipo de acción correctiva	(%) Porcentaje de carga deslastrada por etapa o cantidad de MW o MVar modificados por etapa

- Nombre/Tipo del ESP/ESPS: Para el nombre se recomienda leer la nota al pie 1. Ingresar si es Tipo 1, Tipo 2, etc, de acuerdo con el numeral 6.2 de este documento.
- Necesidad del ESP/ESPS: Se refiere a identificar si se presenta sobrecarga de activos o condiciones operativas anormales que pueden ocasionar desatención de la demanda del SIN.
- Activo causante del esquema: Activo o activos que motivaron el diseño del esquema, el cual normalmente corresponde al elemento o los elementos que se monitorean en el ESP/ESPS.
- Magnitudes eléctricas asociadas con el ESP/ESPS: Los ESP/ESPS pueden ser desarrollados considerando una magnitud eléctrica o un conjunto de magnitudes eléctricas tales como corriente, voltaje, frecuencia, ángulo⁴, potencias etc.
- Arranque de cada variable eléctrica para cada activo asociado con el ESP/ESPS: Variable o variables a monitorear en el activo de donde se toman las magnitudes eléctricas tales como I, V, Z, θ , P, Q etc, con su respectivo arranque en unidades de kV, kA, MW, MVar, Hz, grados etc.
- Rango de operación de cada variable eléctrica por activo asociado con el ESP/ESPS: El valor mínimo y máximo de operación de cada variable eléctrica (kV, kA, MW, MVar, Hz, grados etc)

¹ El nombre del esquema se refiere a lo que hace el ESP/ESPS por ejemplo DACxSC "Desconexión Automática de Carga" por sobrecarga en un "nombre activo", ESA "Esquema de Separación de Áreas" en "área 1 y área 2, etc", DAG "Disparo Automático de Generación" en "nombre planta", RAG "Rechazo Automático de Generación" en "nombre planta".

² En este caso el activo puede ser un interruptor de una bahía de línea, transformador, generador, compensación o puede ser el sistema de control de uno de los activos citados.

³ El agente debe presentar para cada etapa del ESP/ESPS la información solicitada en la Tabla 3, excepto para las dos primeras columnas.

⁴ El ángulo puede estar relacionado con los voltajes o las impedancias aparentes que monitorean los relés de protección.

por cada uno de los activos involucrados en la operación del ESP/ESPS. Se aclara que este rango es el de actuación del ESP/ESPS antes de la operación de las protecciones propias de cada activo.

- Activos sobre los que el ESP/ESPS: El agente debe indicar en que bahías del SEP, el ESP/ESPS realiza la acción o en que activos del SEP se realiza la acción.
- Etapa del ESP/ESPS: En caso que el esquema tenga varias etapas de actuación, se deben especificar los elementos involucrados en el ESP/ESPS por cada etapa.
- Retardo intencional dado a la operación del ESP/ESPS: Tiempo en segundos en el que actuaría el ESP/ESPS después de su arranque. Este tiempo se debe especificar por etapa.
- Tipo de acción correctiva: Deslastre de carga o traslado de carga, Reconfiguración de la red, Modificación de MVar y tensiones, Modificación de MW y/o MVar y/o tensiones y/o frecuencia.
- (%) Porcentaje de carga deslastrada por etapa o cantidad de MW o MVAR modificados por etapa: porcentaje de la carga total deslastrada por etapas (no acumulativo), se debe indicar la barra reflejada en el modelo eléctrico. Si el esquema tiene varias etapas de actuación, se debe especificar el porcentaje de carga deslastrada por etapa o la cantidad de MW o MVar modificados por cada etapa.

En la Tabla 4 se presenta un ejemplo de suministro de información del ESP con la información mínima del diseño conceptual.

Tabla 4. Tabla Resumen Ejemplo ESP

Nombre/Tipo ESP/ESPS	Necesidad ESP/ESPS	Activo (s) causante (s) del esquema	Magnitudes eléctricas asociados con el ESP/ESPS	Arranque de cada variable eléctrica para cada activo asociado con el ESP/ESPS	Rango de operación de cada variable eléctrica por activo asociado con el ESP/ESPS
ESP ATR E 230/115 kV Tipo 3	Ante N-1 de un ATR E1 o E2 de la S/E E se presenta sobrecarga en el otro ATR (E2 o E1)	ATR 1 y 2 de S/E E 230/115 kV	I	$IT_L > 632 \text{ A}$ en el lado de media ó $IT_H > 316 \text{ A}$ en el lado de alta	$632 \text{ A} < IT_L < I$ de carga max en A (lado de media) ó $316 \text{ A} < IT_H < I$ de carga max en A (lado de alta)

Activos ⁵ sobre los que opera el ESP/ESPS	Etapas del ESP/ESPS ⁶	Retardo intencional dado a la operación del ESP/ESPS	Tipo de acción correctiva	(%) Porcentaje de carga deslastrada por etapa o cantidad de MW o MVar modificados por etapa
BT 115 kV asociado al transformador 1 115/34.5 kV en E	<u>Etapas</u> 1: Apertura del interruptor de 115 kV asociado al transformador 1 115/34.5 kV en E	<u>Etapas</u> 1: 2.5 s <u>Etapas</u> 2: 3.5 s	Deslastre de Carga	<u>Etapas</u> 1: 20% de la carga en S/E E 115 kV <u>Etapas</u> 2: 10% de la carga en S/E E 115 kV

⁵ En este caso el activo puede ser un interruptor de una bahía de línea, transformador, generador, compensación o puede ser el sistema de control de uno de los activos citados.

⁶ El agente debe presentar para cada etapa del ESP/ESPS la información solicitada en la Tabla 3, excepto para las dos primeras columnas.

BT 115 kV asociado al transformador 2 115/34.5 kV en E	<u>Etapa 2:</u> Apertura del interruptor de 115 kV asociado al transformador 2 115/34.5 kV en E			
--	---	--	--	--

4.6 Evaluación del desempeño del ESP/ESPS y la coordinación con los sistemas de protecciones eléctricas

Para este punto es necesario implementar el diseño del ESP/ESPS en un programa de simulación y presentar, en el documento, los resultados de la validación del desempeño de la actuación del ESP/ESPS con la coordinación de las protecciones en el área de influencia del esquema. Esta validación debe contener como mínimo:

- Implementación y ajustes de las protecciones eléctricas involucradas en el diseño del ESP/ESPS.
- Implementación y ajustes de las protecciones eléctricas de los activos en el área de influencia del ESP/ESPS.
- Simular contingencias N-1, de líneas y transformadores, y fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas (dependiendo del diseño conceptual del esquema) y validar que el tiempo de operación de las protecciones asociadas a los activos sea menor que el tiempo de actuación del ESP/ESPS. Estas simulaciones se deben realizar para escenarios de demanda máxima, media y mínima.
- Comparar el tiempo de operación del ESPS vs el tiempo de operación de las protecciones asociadas a los diferentes activos del área de influencia del ESP/ESPS, para las contingencias y fallas analizadas. Se solicita presentar los resultados a través de tablas.
- Verificar que ante contingencias sencillas N-1 esperada, opere el esquema propuesto y no las protecciones de los activos del área de influencia del ESP/ESPS.
- Verificar que ante contingencias N-1 y teniendo en cuenta el ESP/ESPS propuesto, no se presenten sobrecargas por encima de los máximos valores declarados en el PARATEC para los equipos y que las tensiones en estado estacionario en cada una de las barras estén dentro de los rangos normales de operación. En otras palabras verificar que el ESP/ESPS es suficiente, en caso contrario modificar su diseño o sus ajustes.

4.7 Conclusiones y recomendaciones

- Principales aspectos a resaltar del análisis realizado.
- Fecha prevista o recomendada de puesta en servicio del esquema.

Nota: se aclara que una vez quedé en servicio el mismo, el agente encargado de la implementación debe informar al CND al día hábil siguiente la novedad.

5. Consideraciones Generales

A continuación se describen consideraciones generales a tener en cuenta en las propuestas de implementación de los ESP/ESPS:

5.1 Plazos

Cuando se requiera instalar un nuevo ESP/ESPS, el agente responsable de la implementación deberá suministrar al CND un estudio con lo indicado en el numeral 4 de este documento, la semana n-6 previo a la puesta en servicio del ESP/ESPS.

5.2 Actualización

El agente o los agentes responsable(s) del diseño conceptual del ESP/ESPS evaluará cada seis meses si el ESP/ESPS implementado cumple con la necesidad inicial e informará al CND la vigencia de dicho esquema. De igual forma, si se identifica la necesidad de realizar modificaciones al esquema, se deberá realizar un estudio según lo indicado en el numeral 4.

Cada agente deberá suministrar la información técnica relacionada con la funcionalidad de los ESP/ESPS, según la tabla 3 de este documento, para lo cual el CND suministrará un enlace o el medio para que el agente entregue la información al CND y se cumpla esta actividad.

6. Seguimiento a la operación de los ESP/ESPS

Según lo indicado en el presente acuerdo numeral 6.2.4 ...*"Cada agente que cuente con una parte de este tipo de esquemas debe realizar un informe del evento cuando se presente actuación del esquema y enviarlo al CND. Este requisito es independiente del tipo de esquema."*

Con la finalidad de dar cumplimiento a lo indicado en el numeral 6.2.4 del presente acuerdo, a continuación se presenta el procedimiento para realizar seguimiento a la actuación los ESP/ESPS:

6.1 Informe reporte de actuación del ESP/ESPS

El agente responsable de la operación del ESP/ESPS deberá presentar un informe al CND cuando se presente actuación del esquema, de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Tabla 5. Tabla Reporte actuación ESP/ESPS

Nombre/Tipo del ESP/ESPS	Agente	Causa de actuación del esquema	Fecha y hora inicial dd/mm/aa hh:mm	Fecha y hora final dd/mm/aa hh:mm

Etapas Actuadas	Elementos que operaron	Tipo de acción correctiva	(%) Porcentaje de carga deslastrada por etapa o cantidad de MW o MVar modificados por etapa	Tiempo de disparo	Desempeño

- Nombre del ESP/ESPS: nombre de identificación rápida del esquema.
- Agente: nombre del agente que reporta actuación del ESP/ESPS.
- Causa actuación del esquema: evento ocurrido en el SIN que originó la actuación del ESP/ESPS.
- Fecha y hora inicial: Fecha y hora de actuación del ESP/ESPS en formato de hh:mm:ss:ms.
- Fecha y hora final: Fecha y hora de normalización de elementos afectados por actuación del ESP/ESPS.
- Actuación de Etapa: Etapa actuada por acción del ESP/ESPS.

- Elementos que operaron: elementos sobre los cuales se ejecutó acción del ESP/ESPS.
- Tipo de acción correctiva: Deslastre de carga o traslado de carga, Reconfiguración de la red, Modificación de MVar y tensiones, Modificación de MW y/o MVar y/o tensiones y/o frecuencia.
- (%) Porcentaje de carga deslastrada por etapa o cantidad de MW o MVAR modificados por etapa: porcentaje de la carga total deslastrada por etapas (no acumulativo), se debe indicar la barra reflejada en el modelo eléctrico. Si el esquema tiene varias etapas de actuación, se debe especificar el porcentaje de carga deslastrada por etapa o la cantidad de MW o MVar modificados por cada etapa.
- Tiempo de disparo: tiempo en segundos en el que actuaría el esquema después de enganchar, este tiempo se debe especificar por etapa.
- Desempeño: Informar si el esquema actuó conforme al diseño conceptual y puede continuar habilitado sin modificaciones, el esquema actuó conforme al diseño conceptual y debe continuar habilitado con modificaciones o el esquema no actuó conforme al diseño conceptual y no debe permanecer habilitado.

6.2 Tipo de esquema

A continuación, se presentan los tipos de ESP/ESPS definidos en el presente acuerdo.

- Tipo 1: Mejorar la confiabilidad y seguridad del SIN (Esquemas sistémicos que mejoran la seguridad y confiabilidad del sistema).
- Tipo 2: Mitigar estados de emergencia y mitigar riesgos ante condiciones de daños en equipos del SIN.
- Tipo 3: Cubrir expansión insuficiente o no asignada.
- Tipo 4: Cubrir atrasos en la entrada de un proyecto de expansión.

6.3 Plazos

Agentes y CND:

- De presentarse un evento en el SIN, con actuación de un esquema suplementario, y que debe ser analizado según lo establecido en las resoluciones CREG 93 y/o CREG 94 de 2012 o aquella que las modifiquen o sustituyan, deberá acogerse a los tiempos establecidos en el acuerdo CNO 787, o aquel que lo modifique o sustituya, para su elaboración.
- De presentarse un evento en el SIN, con actuación de un esquema suplementario, y que debe ser analizado según lo establecido por el acuerdo CNO 787 o aquel que lo modifique o sustituya, deberá acogerse a los tiempos establecidos en el acuerdo CNO 787, o aquel que lo modifique o sustituya, para su elaboración.
- De presentarse un evento en el SIN, con actuación de un esquema suplementarios, y que no encaja como evento a ser analizado por resolución o por acuerdo, el agente o agentes responsables del ESP/ESPS deben presentar el reporte del evento, al CND, dentro de los 10 días hábiles luego de la actuación del esquema.

6.4 Medio

Toda la información relacionada con la actuación de los ESP/ESPS deberá ser descargada al portal de Intercambio de información técnica, en la carpeta nombrada ESP/ESPS, diligenciando la información solicitada en la Tabla 5, de este documento, como un archivo **.xls** nombrado con la fecha y hora de actuación del esquema (dd/mm/aa_hh:ss).