

INFORME DE REVISIÓN DE LOS ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA: POR BAJA FRECUENCIA Y POR BAJO VOLTAJE – EL SALVADOR

ÍNDICE

ÍNDICE	1
ÍNDICE DE TABLAS.....	2
ÍNDICE DE FIGURAS	2
1. SIGLAS	5
2. ANTECEDENTES	5
3. OBJETIVOS	6
4. DATOS UTILIZADOS.....	6
4.1 DEMANDA POR PUNTO DE ENTREGA	6
4.2 DESPACHO DE GENERACIÓN	6
5. REVISIÓN DEL EDCBF.....	7
5.1 CRITERIOS UTILIZADOS.....	7
5.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN	8
5.3 RESULTADOS	10
6. REVISIÓN DEL EDCBV	16
6.1 CRITERIOS UTILIZADOS.....	16
6.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN	17
6.3 RESULTADOS	20
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	28
8. REFERENCIAS.....	29
9. ANEXOS	30

9.1 ANEXO I – DATOS DE DEMANDA Y DESPACHO DE GENERACIÓN.....	30
9.2 ANEXO II – IMPLEMENTACIÓN DEL EDCBF EN PSS/E.....	35
9.3 ANEXO III – GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA	36
9.4 ANEXO IV – CURVAS QV	36

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1. Ajustes del EDCBF actual.	8
Tabla 5.2. Descripción de los escenarios analizados.....	8
Tabla 5.3. Máquinas desconectadas por escenario para la contingencia F08 290MW.	9
Tabla 5.4. Monto en MW de generación perdida por contingencia.	9
Tabla 5.5. Valor mínimo y valor final de la frecuencia obtenidos durante la simulación.....	12
Tabla 5.6. Etapas y montos de cargas disparados por el EDCBF actual.	13
Tabla 6.1. Descripción de los escenarios analizados.....	17
Tabla 6.2. Resumen del análisis de estabilidad de voltaje mediante las curvas Q-V.	20
Tabla 6.3. Resumen estadístico de la reserva de potencia reactiva.	27
Tabla 9.1. Demanda de potencia activa por punto de entrega.	30
Tabla 9.2. Demanda de potencia reactiva por punto de entrega.	30
Tabla 9.3. Perfil de Generación época seca.	31
Tabla 9.4. Perfil de Generación época húmeda.....	33

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 5.1. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda mínima del segundo semestre.....	14
--	-----------

Figura 5.2. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda mínima del primer semestre.14

Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre.15

Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre.15

Figura 6.1. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.22

Figura 6.2. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.23

Figura 6.3. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del primer semestre de 2020, ante la contingencia NCUS-ATEO y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.23

Figura 6.4. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del primer semestre de 2020, ante la contingencia NCUS-ATEO y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.24

Figura 6.5. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del primer semestre de 2020, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.24

Figura 6.6. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del primer semestre de 2020, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.25

Figura 6.7. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.25

Figura 6.8. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.26

Figura 6.9. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia SRAF-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.....26

Figura 6.10. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia SRAF-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.....27

1. SIGLAS

EDCBF: Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia.

EDCBV: Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje.

EOR: Ente Operador Regional.

PM: Participante del Mercado.

PMs: Plural de PM.

PSS/E: Simulador de Sistemas de Potencia (Power System Simulator for Engineering)

ROBCP: Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SER: Sistema Eléctrico Regional.

2. ANTECEDENTES

Para la revisión del EDCBF, el ROBCP establece que “Los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia en la red serán implementados de acuerdo a los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados y coordinados por la UT junto con los PMs. El rango de variación que se elija para dicho esquema deberá de ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente al menos una vez al año, durante los meses de octubre a diciembre.” [1]

El 7 de abril de 2017 el EOR solicitó a todos los operadores de sistemas de la región que la tercera etapa del EDCBF se estableciera en 58.9 Hz, esto a raíz de los eventos regionales con gran desbalance carga/generación que ocurrieron en los meses de enero y marzo de 2017. Por lo que, la tercera etapa del EDCBF pasó de 58.8 Hz a 58.9 Hz.

El presente informe se elaboró tomando como referencia el EDCBF definido en el año 2008 en el estudio “Revisión del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia – El Salvador”, en el cual, luego de desarrollar la metodología establecida, se definió el actual esquema de desconexión de carga por baja frecuencia [2], este esquema continua vigente ya que en el año 2018, en el estudio “REVISIÓN DE LOS ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA: POR BAJA FRECUENCIA Y POR BAJO VOLTAJE – EL SALVADOR”, se verificó que no había necesidad de modificarlo.

En cuanto a la revisión del EDCBV, el ROBCP establece que “Los esquemas de desconexión de carga por bajo voltaje en la red serán implementados de acuerdo a los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados y coordinados por la UT junto con los PMs. El rango de variación que se elija para dicho esquema deberá de ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y

de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente al menos una vez al año, durante los meses de octubre a diciembre.” [3]

El fenómeno de colapso de voltaje de sistemas de transmisión es el más común de las formas de “blackout” hoy en día [4]; con la interconexión de los sistemas de transmisión, el colapso por déficit de generación se ha vuelto poco probable ya que el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia, también es una forma común de protección.

La aplicación de un EDCBV al sistema eléctrico salvadoreño se propuso por primera vez en las recomendaciones del estudio de Evaluación de Restricciones de Transmisión del 2007 [5], a pesar de que “en general, sobre la base del análisis de los resultados de las curvas P – V no se encuentran problemas de voltaje por el incremento en la demanda del sistema salvadoreño, teniéndose una cargabilidad de 1,020 MW para demanda máxima sin colapso de voltaje” [6].

En el estudio “REVISIÓN DE LOS ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA: POR BAJA FRECUENCIA Y POR BAJO VOLTAJE – EL SALVADOR”, realizado el 2018, se concluyó que no había necesidad de implementar un EDCBV.

3. OBJETIVOS

1. “Revisar el desempeño del actual EDCBF, verificando que sus ajustes son los adecuados para la operación segura del sistema eléctrico salvadoreño y proponer modificaciones en el caso que sean necesarias.”
2. “Realizar un análisis de las condiciones operativas del sistema de transmisión nacional, para determinar si existen situaciones que pudieran ocasionar un colapso de voltaje y de ser necesario proponer un EDCBV que permita llevar al SEP a un estado seguro de operación.”

4. DATOS UTILIZADOS

4.1 DEMANDA POR PUNTO DE ENTREGA

En las tablas 9.1 y 9.2 del Anexo I se encuentra el detalle de la distribución de la demanda activa y reactiva por punto de entrega, respectivamente.

4.2 DESPACHO DE GENERACIÓN

Los despachos de generación utilizados se muestran en las tablas 9.3 y 9.4 del Anexo I, estos consideran el 3% de reserva primaria y 4% de reserva secundaria, para cumplir con el 7% de reserva rodante.

5. REVISIÓN DEL EDCBF

5.1 CRITERIOS UTILIZADOS

5.1.1 MÍNIMA FRECUENCIA PERMISIBLE [7]

El rango de frecuencia permisible para operación continua de sistemas eléctricos es de 59.5 a 60.5 Hz; y el rango de frecuencia permisible para operar dentro del estándar de calidad en condiciones estables es de $\pm 0.2 \%$ (59.88 a 60.12 Hz).

La banda de variación en la frecuencia del $\pm 1\%$ está asociada a un estado temporal de emergencia, ocasionada por un desequilibrio entre generación y demanda, lo cual lleva al sistema a una condición alejada de la operación normal. La reserva rodante debe asegurar que es posible llegar a esta situación “estable” pero no ideal, y a su vez, que el sistema empezará a actuar para volver a una situación estable “normal”. El límite inferior del rango de frecuencia de emergencia está determinado principalmente por el riesgo de resonancia en los alabes de turbinas de vapor, y al operar los sistemas fuera de este rango, se tendría efectos de fatiga acumulados sobre estos componentes, con la consiguiente disminución de la vida útil.

La banda grave de fluctuación 57.8 a 59.4 Hz, es un rango aplicable a un estado transitorio de emergencia (el estado post-contingencia en el que se ha producido un desequilibrio carga – generación) que permita por un lado asegurar que no se producirán disparos de generación, que no se llegara a colapsos de frecuencia y que el sistema responde para llegar a una situación “estable” dentro de la emergencia (59.5 a 60.5 Hz).

Por tanto, el EDCBF debe coordinarse con todos los criterios durante el transitorio, primero hay que asegurar que no se superan los límites graves (57.8 Hz, 58.1 Hz,...) después con el comportamiento de la frecuencia asegurar que se puede llegar a trabajar en una banda de emergencia (>59.4 Hz) y por último que exista la posibilidad en el parque de generación de empezar a volver a tener una situación normal de seguimiento de la carga (59.88 Hz). Por lo tanto, la frecuencia mínima permisible estará determinada por la frecuencia mínima controlable por regulación primaria y un margen adicional de tolerancia.

5.1.2 AJUSTES DEL EDCBF ACTUAL

Como se mencionó anteriormente, el análisis se desarrolló sobre los ajustes actuales del EDCBF [2], cuyos valores de los parámetros se indican en la tabla 5.1. En el anexo II se encuentra la información para implementar el EDCBF en PSS/E.

Tabla 5.1. Ajustes del EDCBF actual.

Etapa	f paso (Hz)	Retraso de Tiempo (Ciclos)	Carga a desconectar (%)
1 ¹	59.3	6	3
2 ²	59.1	6	3
3 ³	58.9	0	15
4	58.5	0	10
5	58.2	0	7
6	57.9	0	5
Total			43

5.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN

5.2.1 ESCENARIOS ANALIZADOS

En la tabla 5.2 se describen los escenarios que fueron analizados en el estudio.

Tabla 5.2. Descripción de los escenarios analizados.

Escenario	Descripción
MaxDiu1Sem20	Escenario de demanda máxima diurna en época seca para el año 2020.
MaxNoc1Sem20	Escenario de demanda máxima nocturna en época seca para el año 2020.
Min1Sem20	Escenario de demanda mínima en época seca para el año 2020.
MaxDiu2Sem20	Escenario de demanda máxima diurna en época húmeda para el año 2020.
MaxNoc2Sem20	Escenario de demanda máxima nocturna en húmeda para el año 2020.
Min2Sem20	Escenario de demanda mínima en época húmeda para el año 2020.

5.2.2 SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS A EVALUAR

Las contingencias simuladas para realizar la revisión del EDCBF, son aquellas contingencias simples (evento que dispara un solo elemento de la red) que causan la mayor pérdida de generación; además tres contingencias de baja probabilidad de ocurrencia, pero que causan una pérdida de generación de gran magnitud; estas se detallan a continuación:

¹ Coordinado a nivel regional, tanto monto de carga a desconectar como frecuencia de disparo.

² Idem.

³ Coordinado a nivel regional, únicamente la frecuencia de disparo.

- 1) Disparo de una unidad de la planta 15 de Septiembre (F01_15seU1);
- 2) Disparo de una unidad de la planta Cerrón Grande (F02_CgraU1);
- 3) Disparo de la línea NEJA-NEPO-115 (implica la pérdida total de la planta Nejapa Power, F03_NejaP);
- 4) Disparo del transformador TPTO 115/13.8 kv (implica la pérdida total de la planta Termo Puerto, F04_Tpto);
- 5) Disparo de las dos unidades de la planta 15 de Septiembre (F05_15se);
- 6) Disparo de las dos unidades de la planta Cerrón Grande (F06_Cgra);
- 7) Disparo de los tres transformadores de la planta de motores de Duke Acajutla (F07_DukeAcaj); y
- 8) Disparo aproximadamente 290 MW de generación (F08_290MW), que corresponde a la suma del monto de generación según las máquinas mostradas en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Máquinas desconectadas por escenario para la contingencia F08_290MW.

Escenario	Máquinas
ESA_MaxDiu1Sem20	Disparo de la planta Ahuachapán Disparo de la planta Berlín Disparo de la planta Orazul Acajutla-motores
ESA_MaxDiu2Sem20	Disparo de la planta Ahuachapán Disparo de la planta 15 de Septiembre Disparo de la unidad 3 de la planta Berlín
ESA_MaxNoc1Sem20	Disparo de la planta Ahuachapán Disparo de la planta Berlín Disparo de la planta Orazul Acajutla-motores
ESA_MaxNoc2Sem20	Disparo de la planta Orazul Acajutla-motores Disparo de la planta Cerrón Grande
ESA_Min1Sem20	Disparo de la planta Ahuachapán Disparo de la planta Berlín Disparo de la planta Orazul Acajutla-motores
ESA_Min2Sem20	Disparo de la planta Ahuachapán Disparo de la planta 15 de Septiembre Disparo de la unidad 3 de la planta Berlín

Los montos de generación perdidos por escenario y contingencia se muestran en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Monto en MW de generación perdida por contingencia.

Contingencia/Escenario	F01_15seU 1	F02_CgraU 1	F03_Neja P	F04_Tpt o	F05_15s e	F06_Cgr a	F07_OrazAc aj	F08_290M W
ESA_MaxDiu1Sem19	85.52	70	19.72	66.6	85.52	70	120.54	292.23
ESA_MaxDiu2Sem19	89.77	78.5	0	66.6	179.75	157	46.32	292.37
ESA_MaxNoc1Sem19	59.07	70	83.81	66.6	119.07	70	125.55	297.24
ESA_MaxNoc2Sem19	88.29	83.81	0	66.6	178.27	167.62	127.83	295.45
ESA_Min1Sem19	0	0	0	66.6	0	0	115.97	287.66
ESA_Min2Sem19	88.55	66	0	0	178.53	66	0	291.15

5.2.3 METODOLOGÍA

Asumiendo que el sistema eléctrico de El Salvador se encuentra aislado de los países vecinos (las 4 líneas de interconexión abiertas), en cada uno de los escenarios analizados, se simuló la ocurrencia de las contingencias mencionadas en 5.2.2, ya con el EDCBF implementado, y se obtuvieron los valores de frecuencia mínima y la frecuencia al final de la simulación (30 segundos después del evento).

Estos escenarios plantean una exigencia elevada al sistema eléctrico de El Salvador, ya que no cuenta con el aporte que brindan las demás áreas de control del SER ante eventos de pérdida de generación.

Con estos valores se verifica que se cumple con el criterio de frecuencia mínima permisible establecido en 5.1.1, específicamente en asegurarse que la frecuencia mínima no supere los límites graves (no debe alcanzarse 57.8 Hz) y que posteriormente a la desconexión de carga se pueda alcanzar una banda de emergencia (>59.4 Hz).

5.3 RESULTADOS

En la tabla 5.5 se muestra el valor mínimo de frecuencia y el valor de frecuencia al final de la simulación para cada una de las contingencias en cada uno de los escenarios, **como se puede notar en ningún caso se alcanzan valores de frecuencia menores a 58.1 Hz, a excepción de la contingencia F08_290MW en los escenarios de demanda mínima del primer y segundo semestre que alcanza 57.332 Hz y 56.137 Hz, respectivamente, siendo los únicos caso en que se sobrepasa el límite grave establecido.**

En todos los casos **se obtiene al final de la simulación una frecuencia mayor a 59.519 Hz** la cual es mayor a la banda de emergencia establecida (El límite mínimo de frecuencia en condiciones de emergencia es de 59.40 Hz [3]). En la tabla 5.6 se indica las etapas disparadas del EDCBF y el monto total de carga desconectado por este; en ninguno de los casos se dispararon más de cuatro etapas, a excepción de la contingencia F08_290MW en los escenarios de demanda mínima del primer y segundo semestre en donde se dispararon las seis etapas, y en el escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre donde se disparan cinco etapas.

De los 48 casos analizados (combinación de escenarios de demanda y contingencias), únicamente en 20 (41.7%) se alcanzó valores de frecuencia que accionaron el EDCBF. El menor valor de frecuencia se obtiene del disparo de 291.15 MW, producto de la desconexión de varias máquinas de generación, en el escenario de demanda mínima en el segundo semestre, alcanzando un valor de **56.137 Hz** y luego de la desconexión de **255.75 MW** de carga (que corresponden a las 6 etapas del EDCBF) la frecuencia alcanza un valor de 59.519 Hz. Ver figura 5.1.

El objetivo de analizar el efecto de las contingencias F08_290MW es conocer la respuesta del EDCBF ante una condición extrema de pérdida de las interconexiones regionales con un monto elevado de importación de energía. Se sabe que ante estas condiciones el comportamiento de la frecuencia no es el único problema y hay otras variables que observar, que exceden el alcance del presente estudio. Por lo que, aunque se obtenga una frecuencia temporal menor a 57.8 Hz, se considera que el desempeño del

EDCBF es adecuado puesto que logra llevar la frecuencia arriba del límite de 59.4 Hz. Esta misma contingencia es la que provoca la menor frecuencia final de todas las simuladas.

Otros casos relevantes que valen la pena mencionar:

1. Disparo de 287.66 MW en demanda mínima del primer semestre, se obtiene una frecuencia mínima de 57.332 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 263.6MW de carga (que corresponden a las 6 etapas del EDCBF) es de 59.84 Hz. Ver figura 5.2.
2. Disparo de 292.37 MW en demanda máxima diurna del segundo semestre, se obtiene una frecuencia mínima de 58.101 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 378.14 MW de carga (que corresponden a 5 etapas del EDCBF) es de 60.351 Hz. Ver figura 5.3.
3. Disparo de 292.23 MW en demanda máxima nocturna en época lluviosa, se obtiene una frecuencia mínima de 58.323 Hz y la frecuencia, luego de la desconexión de 327.21 MW de carga (que corresponden a 4 etapas del EDCBF) es de 60.142 Hz. Ver figura 5.4.

Las gráficas del comportamiento de la frecuencia de todas las simulaciones realizadas se encuentran en el anexo III.

Tabla 5.5. Valor mínimo y valor final de la frecuencia obtenidos durante la simulación.

Contingencia	Nodo	MaxDiu1Sem		MaxNoc1Sem		Min1Sem		MaxDiu2Sem		MaxNoc2Sem		Min2Sem	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
F01_15seU1	HZ AHUA-230	59.418	59.76	59.65	59.853	ND	ND	59.159	59.734	59.324	59.705	58.859	60.167
	HZ NEJA-230	59.418	59.76	59.65	59.853	ND	ND	59.159	59.734	59.324	59.705	58.859	60.167
	HZ NCUS-115	59.419	59.76	59.651	59.853	ND	ND	59.159	59.734	59.324	59.705	58.859	60.167
	HZ 15SE-230	59.418	59.76	59.65	59.853	ND	ND	59.159	59.734	59.324	59.705	58.858	60.167
F02_CgraU1	HZ AHUA-230	59.569	59.806	59.608	59.826	ND	ND	59.343	59.69	59.41	59.72	59.091	59.707
	HZ NEJA-230	59.569	59.806	59.608	59.826	ND	ND	59.342	59.69	59.41	59.72	59.091	59.707
	HZ NCUS-115	59.57	59.806	59.609	59.826	ND	ND	59.343	59.69	59.411	59.72	59.091	59.707
	HZ 15SE-230	59.569	59.806	59.608	59.826	ND	ND	59.342	59.69	59.41	59.72	59.09	59.707
F03_NejaP	HZ AHUA-230	59.89	59.95	59.519	59.772	ND	ND	59.999	59.999	ND	ND	ND	ND
	HZ NEJA-230	59.89	59.95	59.519	59.772	ND	ND	59.999	59.999	ND	ND	ND	ND
	HZ NCUS-115	59.89	59.95	59.519	59.772	ND	ND	59.999	59.999	ND	ND	ND	ND
	HZ 15SE-230	59.89	59.95	59.519	59.772	ND	ND	59.999	59.999	ND	ND	ND	ND
F04_Tpto	HZ AHUA-230	59.561	59.803	59.611	59.829	59.417	59.755	59.408	59.726	59.516	59.766	ND	ND
	HZ NEJA-230	59.561	59.803	59.61	59.829	59.417	59.755	59.408	59.726	59.516	59.766	ND	ND
	HZ NCUS-115	59.561	59.803	59.611	59.829	59.417	59.755	59.408	59.726	59.516	59.766	ND	ND
	HZ 15SE-230	59.561	59.803	59.61	59.829	59.417	59.755	59.407	59.726	59.515	59.766	ND	ND
F05_15se	HZ AHUA-230	59.418	59.76	59.213	59.773	ND	ND	58.74	60.083	58.785	60.039	58.266	59.985
	HZ NEJA-230	59.418	59.76	59.213	59.773	ND	ND	58.739	60.083	58.784	60.039	58.267	59.985
	HZ NCUS-115	59.419	59.76	59.213	59.773	ND	ND	58.738	60.083	58.783	60.039	58.266	59.985
	HZ 15SE-230	59.418	59.76	59.213	59.773	ND	ND	58.74	60.083	58.785	60.039	58.268	59.985
F06_Cgra	HZ AHUA-230	59.569	59.806	59.608	59.826	ND	ND	58.848	60.076	58.856	59.973	59.091	59.707
	HZ NEJA-230	59.569	59.806	59.608	59.826	ND	ND	58.848	60.076	58.856	59.973	59.091	59.707
	HZ NCUS-115	59.57	59.806	59.609	59.826	ND	ND	58.849	60.076	58.857	59.973	59.091	59.707

Contingencia	Nodo	MaxDiu1Sem		MaxNoc1Sem		Min1Sem		MaxDiu2Sem		MaxNoc2Sem		Min2Sem	
		fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal	fmin	ffinal
	HZ 15SE-230	59.569	59.806	59.608	59.826	ND	ND	58.846	60.076	58.855	59.973	59.09	59.707
F07_DukeAcaj	HZ AHUA-230	59.109	59.697	59.175	59.739	58.878	59.951	59.617	59.82	58.903	59.745	ND	ND
	HZ NEJA-230	59.109	59.697	59.174	59.739	58.877	59.951	59.617	59.82	58.902	59.745	ND	ND
	HZ NCUS-115	59.109	59.697	59.175	59.739	58.878	59.951	59.617	59.82	58.903	59.745	ND	ND
	HZ 15SE-230	59.108	59.697	59.174	59.739	58.877	59.951	59.617	59.82	58.901	59.745	ND	ND
F08_290MW	HZ AHUA-230	58.357	60.142	58.426	60.054	57.333	59.84	58.101	60.351	58.265	59.977	56.137	59.519
	HZ NEJA-230	58.356	60.142	58.426	60.054	57.334	59.84	58.1	60.351	58.266	59.977	56.137	59.519
	HZ NCUS-115	58.357	60.142	58.427	60.054	57.332	59.84	58.101	60.351	58.266	59.977	56.137	59.519
	HZ 15SE-230	58.358	60.142	58.426	60.054	57.336	59.84	58.1	60.351	58.267	59.977	56.137	59.519

ND: Unidad o planta no despachada

Tabla 5.6. Etapas y montos de cargas disparados por el EDCBF actual.

Contingencia	MaxDiu1Sem19		MaxNoc1Sem19		Min1Sem19		MaxDiu2Sem19		MaxNoc2Sem19		Min2Sem19	
	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga	Etapas Disparadas	Monto de Carga
F01_15seU1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	I	25.09	NA	NA	I, II y III	120.24
F02_CgraU1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	I	17.61
F03_NejaP	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
F04_Tpto	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
F05_15se	NA	NA	I	31.44	NA	NA	I, II y III	213.62	I, II y III	199.62	I, II, III y IV	184.03
F06_Cgra	NA	NA	NA	NA	NA	NA	I y III	188.52	I y III	169.12	I	17.61
F07_DukeAc aj	I y II	52.99	I	31.44	I y III	105.79	NA	NA	I y II	61.00	NA	NA
F08_290MW	I, II, III y IV	327.21	I, II, III y IV	311.39	I, II, III, IV, V y VI	263.60	I, II, III, IV y V	378.14	I, II, III y IV	302.06	I, II, III, IV, V y VI	255.75

NA: No Aplica, no hubo desconexión de carga

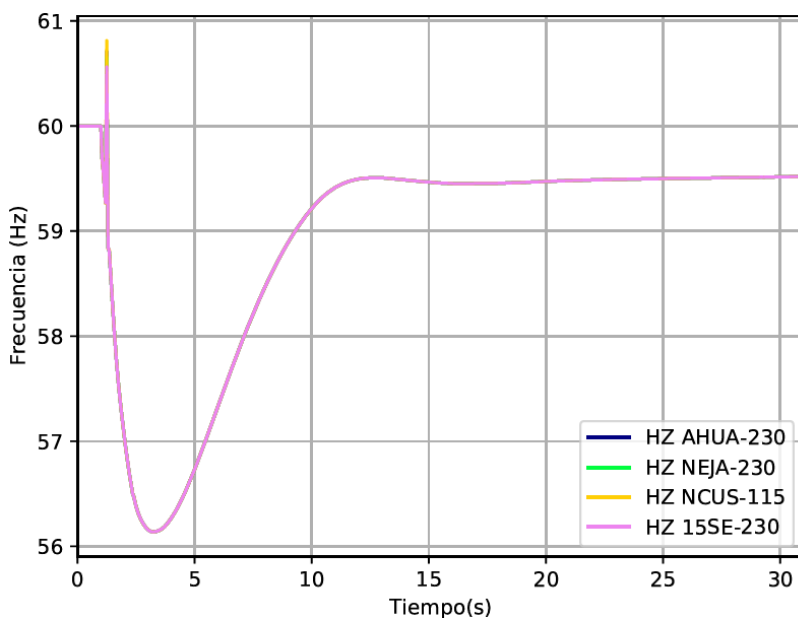


Figura 5.1. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda mínima del segundo semestre.

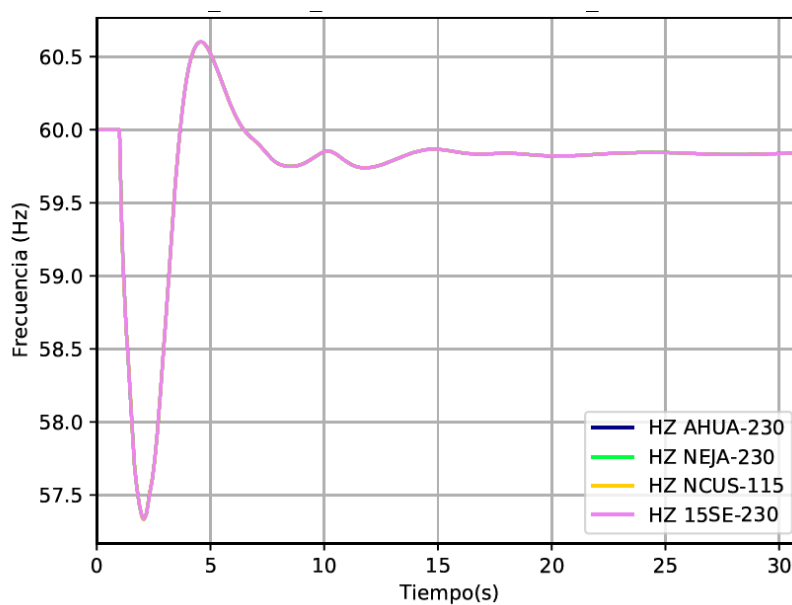


Figura 5.2. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda mínima del primer semestre.

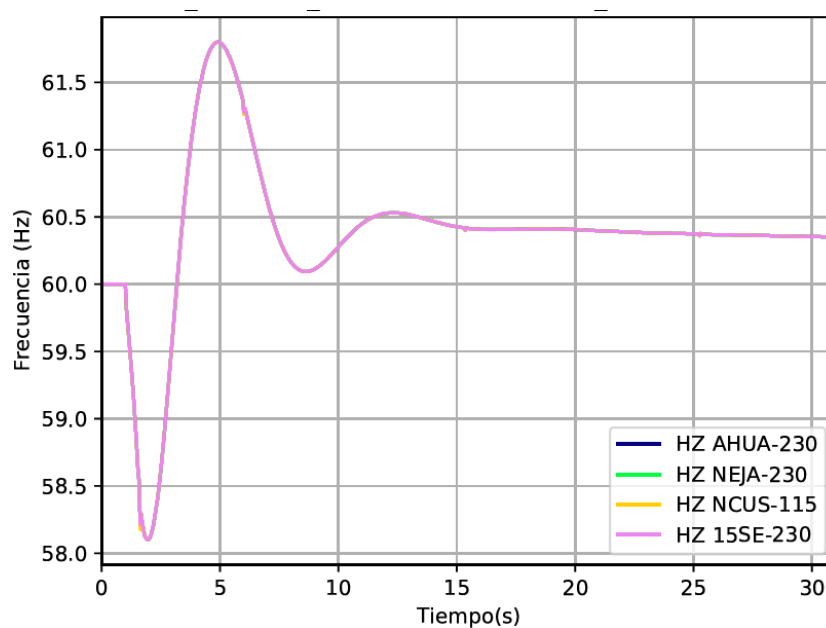


Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre.

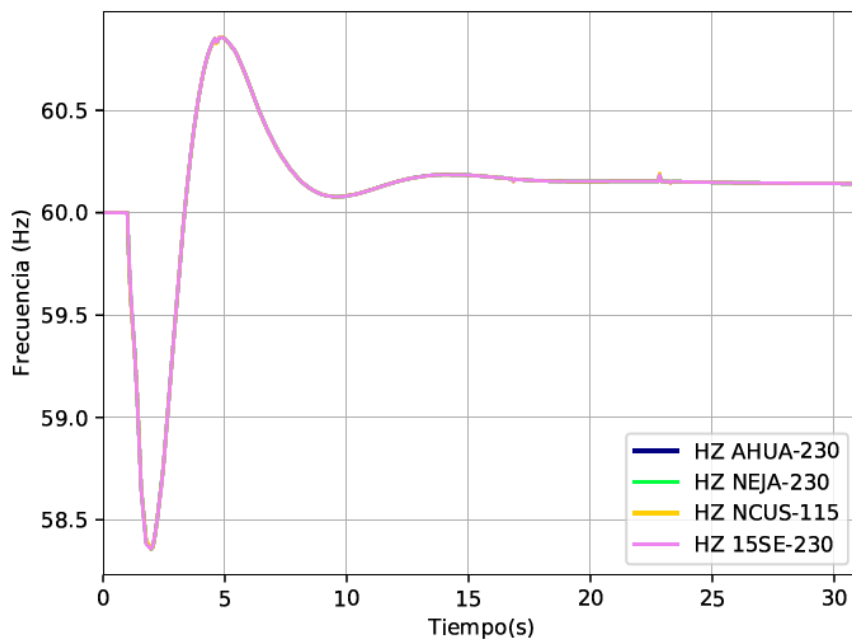


Figura 5.3. Comportamiento de la frecuencia ante la pérdida de 290 MW de generación para el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre.

6. REVISIÓN DEL EDCBV

6.1 CRITERIOS UTILIZADOS

6.1.1 CRITERIOS DE CALIDAD Y SEGURIDAD EMPLEADOS

Los criterios de seguridad y calidad utilizados en el presente estudio son los establecidos en el reglamento de Operación de la UT [8], relacionados con regulación de tensión, para los fines del estudio y de manera resumida se presentan a continuación:

- Rango de operación normal de tensión: 95% a 105% de la tensión nominal.
- Rango de operación de emergencia: 90% a 110% de la tensión nominal.
- La potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable, deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de subexcitación.
- El factor de potencia en cualquier punto de retiro neto, en cualquier intervalo de Mercado, deberá ser igual o mayor a 0.950, atrasado o adelantado.

6.1.2 SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS A EVALUAR

Las simulaciones se han realizado asumiendo que el sistema se encuentra en estado N-1, es decir en un estado post-contingencia. Las líneas consideradas son aquellas que en el estudio de restricciones de transmisión de 2019-2020 resultaron ser las que provocan mayor impacto en la estabilidad de voltaje, es decir, que ciertas barras del sistema resultan con las menores reservas de reactivos ante su ocurrencia [9], sin incluir las contingencias dobles.

El listado de estas líneas se muestra a continuación:

1. Disparo de la línea 15SE-BERL-01, 115 kV.
2. Disparo de la línea 15SE-SMIG-01, 115 kV.
3. Disparo de la línea AHUA-SANA-01, 115 kV.
4. Disparo de la línea BERL-SMIG-01, 115 kV.
5. Disparo de la línea CHIN-TECO-01, 115 kV.
6. Disparo de la línea NCUS-ATEO-01, 115 kV.
7. Disparo de la línea OPIC-SONS-01, 115 kV.
8. Disparo de la línea SANT-NEJA-01, 115 kV.
9. Disparo de la línea SMAR-STOM-01, 115 kV.
10. Disparo de la línea SMAT-OPIC-01, 115 kV.
11. Disparo de la línea SRAF-CHIN-01, 115 kV.
12. Disparo de la línea TECO-OZAT-01, 115 kV.

Luego se simula una segunda contingencia, la cual es una de las listadas anteriormente. Con esto nos aseguramos de que se evalúan condiciones realmente exigentes desde el punto de vista de control de tensión.

6.2 METODOLOGÍA DE REVISIÓN

ESCENARIOS ANALIZADOS

En la tabla 6.1 se describen los escenarios que fueron analizados, se asumió una importación de 230 MW para el primer semestre y de 163 MW para el segundo semestre, ambos en demanda máxima diurna, ya que se considera que es la condición que mayores problemas de regulación de tensión podría ocasionar al SEP. Los montos de importación son representativos de las transferencias típicas esperadas para cada uno de los semestres.

Tabla 6.1. Descripción de los escenarios analizados.

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_15SE-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-SMIG-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_NCUS-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea NCUS-ATEO-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SANA-AHUA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SANA-AHUA-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC-01

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SONS-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SONS-OPIC-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SRAF-CHIN	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-CHIN-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_TECO-CHIN	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-CHIN-01
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época seca para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_15SE-BERL	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-BERL-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_15SE-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea 15SE-SMIG-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_BERL-SMIG	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea BERL-SMIG-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_NCUS-ATEO	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea NCUS-ATEO-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SANA-AHUA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SANA-AHUA-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SANT-NEJA	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SANT-NEJA-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SMAR-STOM	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SMAR-STOM-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SMAT-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SMAT-OPIC-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SONS-OPIC	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SONS-OPIC-01

Escenario	Descripción
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SRAF-CHIN	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea SRAF-CHIN-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_TECO-CHIN	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-CHIN-01
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_TECO-OZAT	Escenario de demanda máxima diurna con importación en época lluviosa para el año 2020, asumiendo el disparo previo de la línea TECO-OZAT-01

6.2.1 METODOLOGÍA

El objetivo de la metodología desarrollada es hacer una evaluación de la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico de El Salvador, en las condiciones operativas estimadas para los escenarios de demanda máxima diurna de 2020 con una importación de 230 MW para el primer semestre y de 163 MW para el segundo semestre.

Asumiendo que el sistema eléctrico de El Salvador se encuentra importando y en condición de post-contingencia (N-1), se simula una segunda falla; posteriormente a este segundo evento se procede a obtener la curva Q-V en los nodos que se detallan a continuación:

1. GUAJ-115(27111).
2. SOYA-115(27301).
3. SMIG-115(27341).
4. SANA-115(27351).
5. SANT-115(27361).
6. OPIC-115(27381).
7. TECO-115(27391).
8. OZAT-115(27401).
9. SONS-115(27411).
10. NCUS-115(27421).
11. SMAR-115(27431).
12. ATEO-115(27441).
13. STOM-115(27461).
14. PEDR-115(27471).
15. TALN-115(27481).
16. LUNI-115(27491).
17. SMAT-115(27501).

El valor de voltaje en el cual se tiene el punto mínimo dentro de la curva Q-V (donde $dQ/dV = 0$) es el punto de colapso de voltaje (punto crítico). Los puntos en la curva al lado izquierdo del punto crítico representan condiciones inestables de operación, los puntos a la derecha representan condiciones estables. El punto de intersección de la curva Q-V con el eje horizontal indica el voltaje del bus analizado sin compensación reactiva. La distancia vertical entre el eje horizontal y el punto crítico es el margen de potencia reactiva, el cual es negativo por encontrarse por debajo del eje de las abscisas.

Si el punto mínimo de la curva Q-V está por encima del eje horizontal, el sistema presenta una deficiencia de potencia reactiva en el bus analizado y una fuente adicional de potencia reactiva es necesaria para prevenir el colapso de voltaje. Si el punto crítico está por debajo del eje horizontal, el sistema tiene margen de potencia reactiva (caso deseado).

Luego de revisar los resultados de todas las simulaciones se analiza el riesgo de problemas de estabilidad de voltaje con las condiciones simuladas, concluyéndose si existe o no la necesidad de implementar un EDCBV.

6.3 RESULTADOS

En el anexo IV se encuentran todas las curvas Q-V generadas, así como un resumen con los valores de la reserva de reactivos y voltaje de colapso para cada una de ellas.

En la tabla 6.2 se encuentra el resumen de los casos más críticos para cada uno de los escenarios evaluados, en esta tabla se encuentra el nodo con menor valor de reserva reactiva, la contingencia que provoca esta condición, el valor de reserva en dicho nodo y el voltaje de colapso.

Tabla 6.2. Resumen del análisis de estabilidad de voltaje mediante las curvas Q-V.

Caso	Contingencia	Nodo	Reserva (Mvar)	Vcolapso (p.u.)
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_15SE-BERL	CHIN-TECO	27391_TECO-115	39.97	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_15SE-SMIG	CHIN-TECO	27391_TECO-115	42.57	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_BERL-SMIG	CHIN-TECO	27391_TECO-115	42.57	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_NCUS-ATEO	SANT-NEJA	27361_SANT-115	22.33	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SANA-AHUA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	23.12	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SANT-NEJA	NCUS-ATEO	27361_SANT-115	22.86	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SMAR-STOM	CHIN-TECO	27391_TECO-115	42.31	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	23.12	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SONS-OPIC	CHIN-TECO	27391_TECO-115	42.5	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_SRAF-CHIN	CHIN-TECO	27391_TECO-115	42.45	0.7
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_TECO-CHIN	15SE-SMIG	27391_TECO-115	32.15	0.74
ESA_MaxDiu1Sem20-190NS40SN_TECO-OZAT	15SE-SMIG	27401_OZAT-115	33.21	0.8
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_15SE-BERL	15SE-SMIG	27491_LUNI-115	29.53	0.83
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_15SE-SMIG	SANT-NEJA	27361_SANT-115	44.61	0.7

Caso	Contingencia	Nodo	Reserva (Mvar)	Vcolapso (p.u.)
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_BERL-SMIG	SANT-NEJA	27361_SANT-115	44.61	0.7
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_NCUS-ATEO	CHIN-TECO	27391_TECO-115	44.55	0.7
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SANA-AHUA	SMAT-OPIC	27111_GUAJ-115	21.72	0.7
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SANT-NEJA	OPIC-SONS	27361_SANT-115	34.13	0.7
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SMAR-STOM	CHIN-TECO	27391_TECO-115	44.14	0.7
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SMAT-OPIC	AHUA-SANA	27111_GUAJ-115	21.73	0.7
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SONS-OPIC	SANT-NEJA	27361_SANT-115	34.41	0.7
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_SRAF-CHIN	15SE-SMIG	27391_TECO-115	24.01	0.75
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_TECO-CHIN	15SE-SMIG	27391_TECO-115	23.87	0.75
ESA_MaxDiu2Sem20-133NS30SN_TECO-OZAT	15SE-SMIG	27401_OZAT-115	24.26	0.77

En la tabla 6.2 se observa que todos los nodos cuentan con reserva de potencia reactiva luego de ocurrida una segunda contingencia y en la mayoría de los nodos críticos su voltaje de colapso es menor que 0.70 p.u., los cinco casos con menor reserva de potencia reactiva son los siguientes:

1. El nodo GUAJ-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 21.72 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.70 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2020, ante la contingencia que abre la línea SANA-AHUA-01 y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC-01 (sucede lo mismo cuando la secuencia de las contingencias se invierte), en el resto de los nodos monitoreados se observa un voltaje de colapso menor a 0.86 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 95 Mvar; a excepción de SANA-115 y OPIC-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con GUAJ-115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.1 y 6.2.
2. El nodo SANT-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 22.33 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.70 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el primer semestre de 2020, ante la contingencia que abre la línea NCUS-ATEO-01 y posteriormente la contingencia SANT-NEJA-01 (se observa un comportamiento similar cuando la secuencia de las contingencias se invierte), en el resto de los nodos monitoreados se observa su voltaje de colapso es menor a 0.86 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 59 Mvar, a excepción de TALN-115 y ATEO-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con SANT-115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.3 y 6.4.
3. El nodo GUAJ-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 23.12 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.70 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el primer semestre de 2020, ante la contingencia que abre la línea SANA-AHUA-01 y posteriormente la

contingencia SMAT-OPIC-01 (sucede lo mismo cuando la secuencia de las contingencias se invierte), en el resto de los nodos monitoreados se observa un voltaje de colapso menor a 0.79 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 112 Mvar; a excepción de SANA-115 y OPIC-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con GUAJ-115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.5 y 6.6.

4. El nodo TECO-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 23.87 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.75 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2020, ante la contingencia que abre la línea TECO-CHIN-01 y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG-01, en el resto de los nodos monitoreados se observa un voltaje de colapso menor a 0.7 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 104 Mvar, a excepción de OZAT-115, SMIG-115 y LUNI-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con TECO-115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.7 y 6.8.
5. El nodo TECO-115 cuenta con una reserva de potencia reactiva de 24.01 Mvar y un voltaje de colapso menor que 0.75 p.u., en el escenario de importación de demanda máxima diurna en el segundo semestre de 2020, ante la contingencia que abre la línea SRAF-CHIN-01 y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG-01, en el resto de los nodos monitoreados se observa un voltaje de colapso menor a 0.7 p.u. y que tienen una reserva de potencia reactiva mayor en magnitud a 104 Mvar, a excepción de OZAT-115, SMIG-115 y LUNI-115, ya que dichos nodos quedan conectados radialmente junto con TECO-115 debido a la apertura de las líneas indicadas anteriormente. Lo anterior puede observarse en las figuras 6.9 y 6.10.

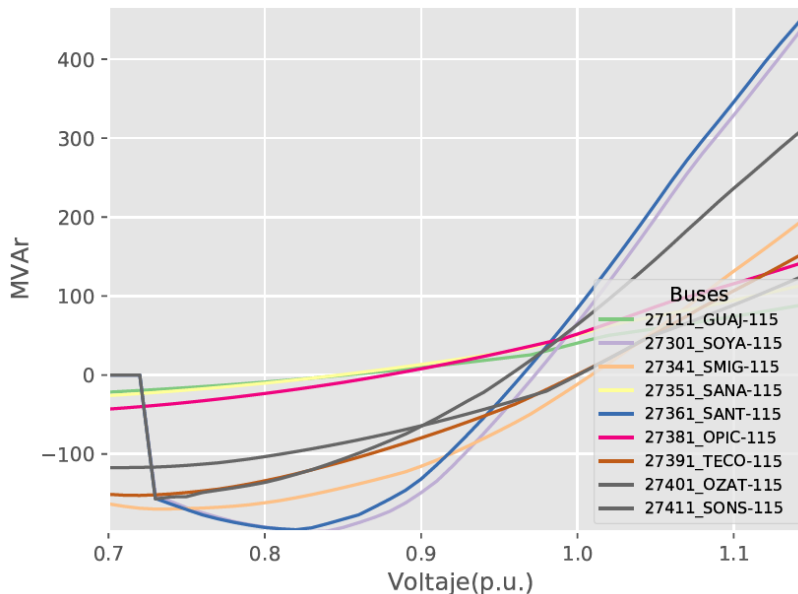


Figura 6.1. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.

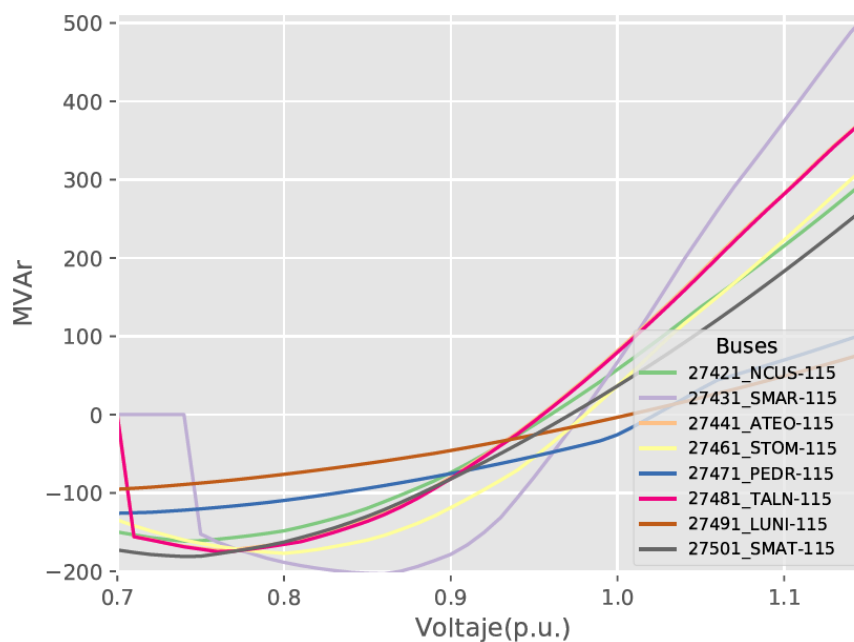


Figura 6.2. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2019, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.

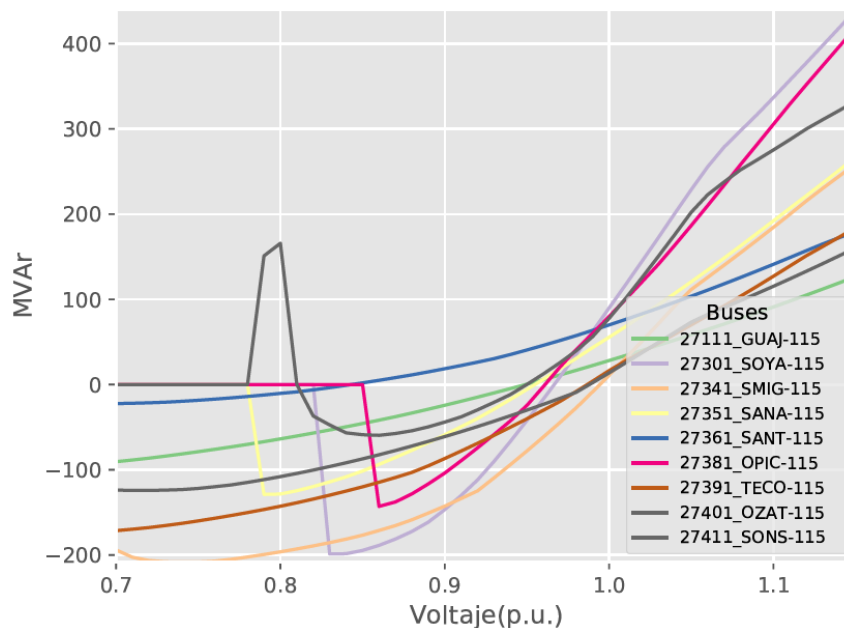


Figura 6.3. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del primer semestre de 2020, ante la contingencia NCUS-ATEO y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.

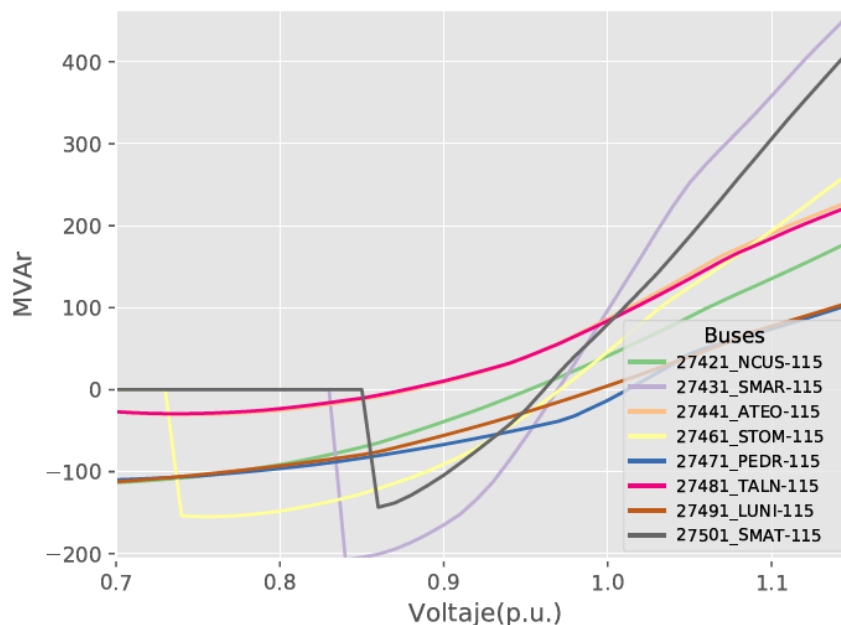


Figura 6.4. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del primer semestre de 2020, ante la contingencia NCUS-ATEO y posteriormente la contingencia SANT-NEJA.

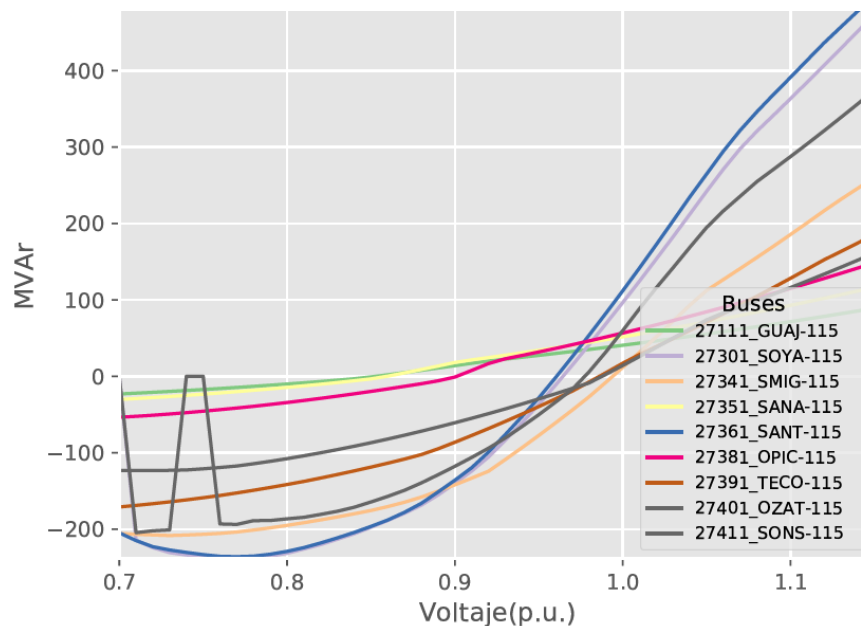


Figura 6.5. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del primer semestre de 2020, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.

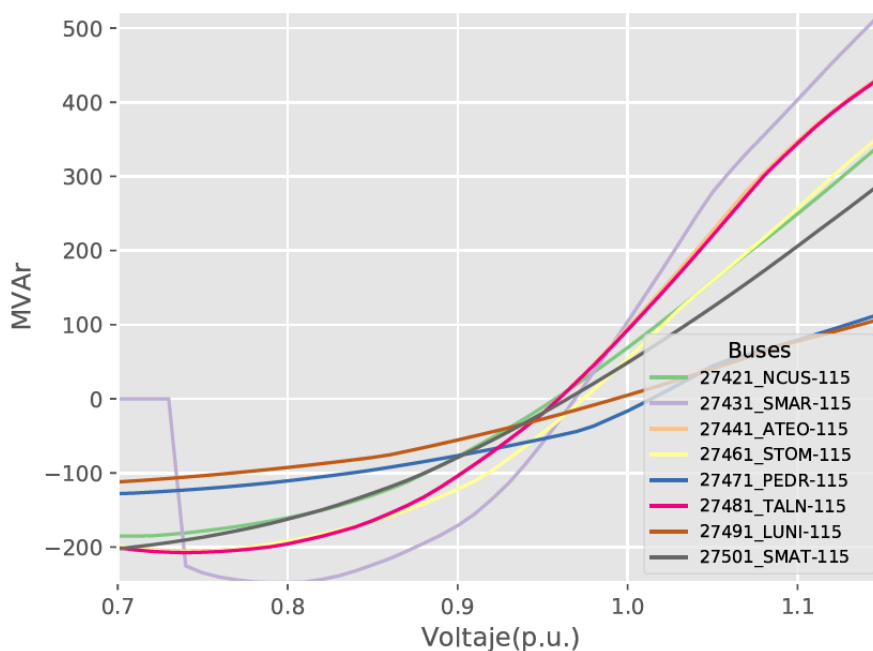


Figura 6.6. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del primer semestre de 2020, ante la contingencia SANA-AHUA y posteriormente la contingencia SMAT-OPIC.

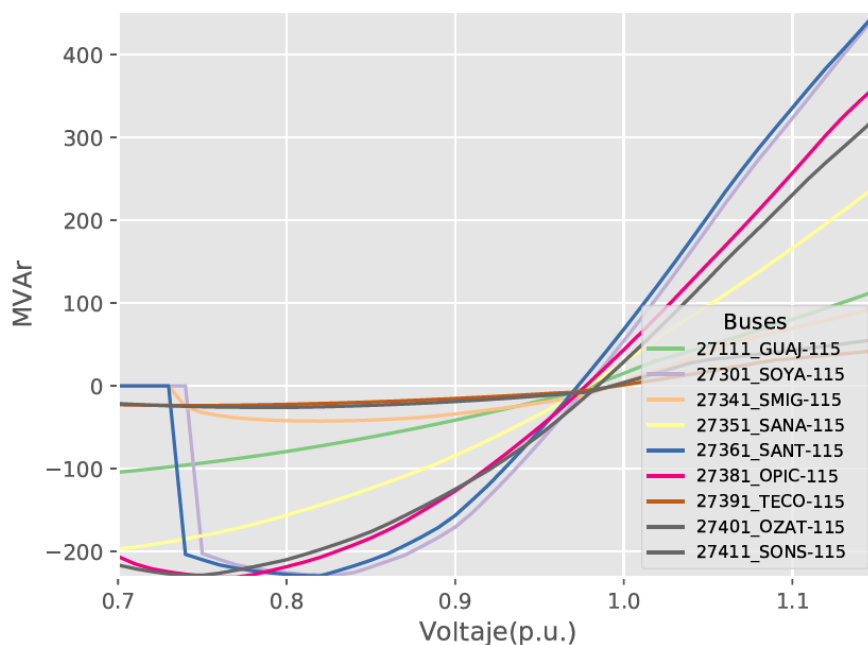


Figura 6.7. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

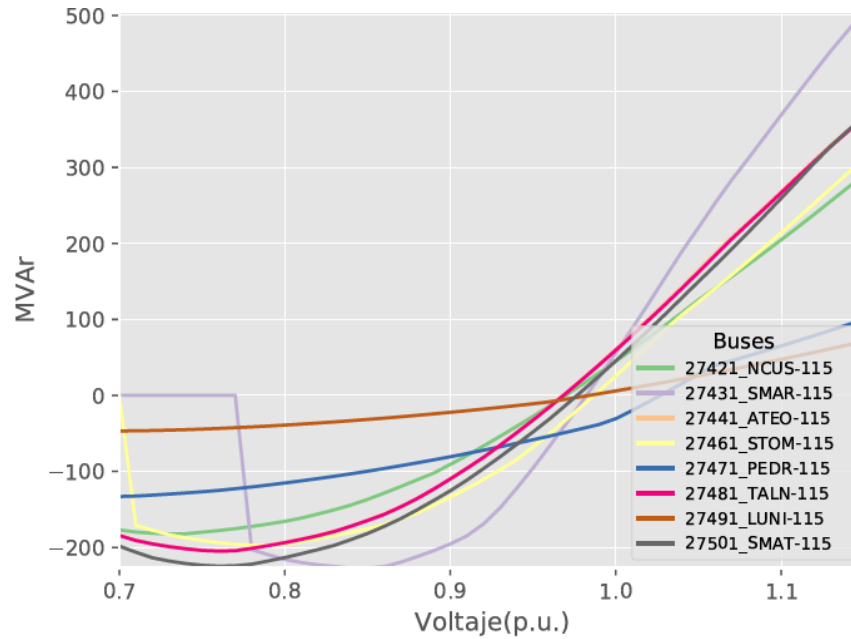


Figura 6.8. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia TECO-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

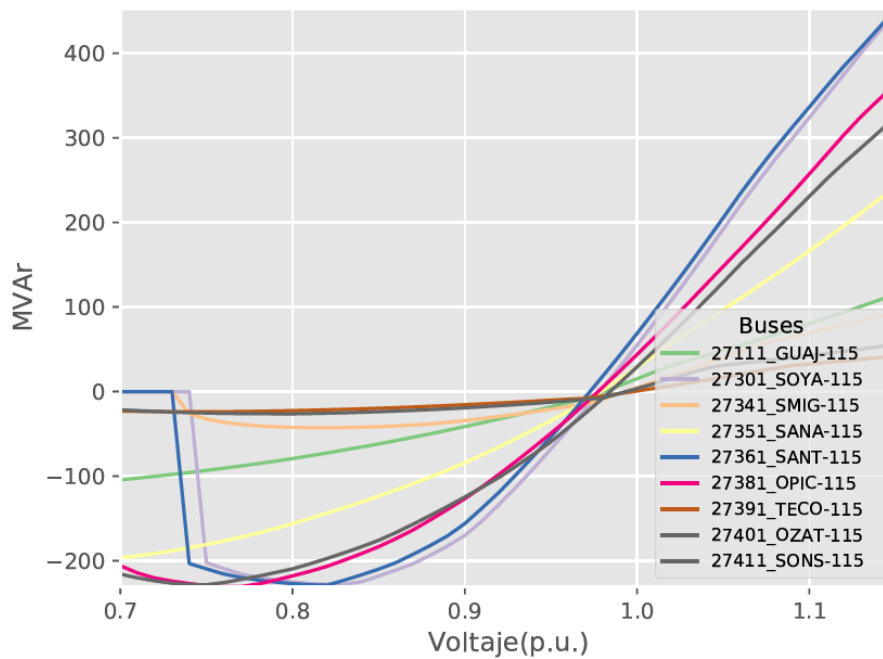


Figura 6.9. Curvas Q-V (primer grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia SRAF-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

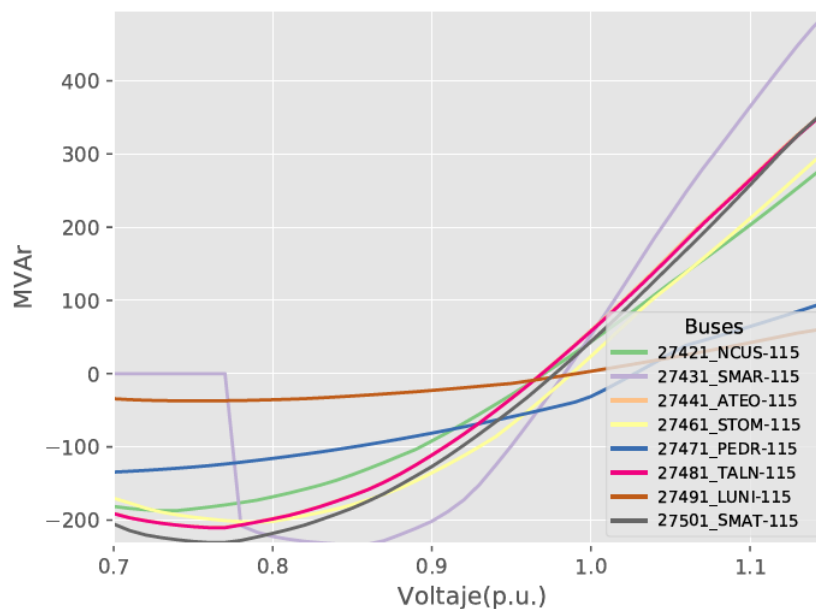


Figura 6.10. Curvas Q-V (segundo grupo de nodos) para el escenario de importación de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2020, ante la contingencia SRAF-CHIN y posteriormente la contingencia 15SE-SMIG.

Además de los resultados indicados anteriormente es importante destacar lo siguiente:

De los resultados obtenidos se encontró que únicamente el 1% de los casos tienen una reserva de reactivos menor o igual a 42.37 Mvar y el menor valor de reserva encontrado es de 21.72 Mvar, como se muestra en la tabla 6.3.

Tabla 6.3. Resumen estadístico de la reserva de potencia reactiva.

Estadístico	Reserva (Mvar)
Mínimo	21.72
Percentil 1	42.37
Percentil 5	55.85
Percentil 95	253.33
Percentil 99	238.89
Máximo	314.19

En varias de las simulaciones se da la condición de que algunos nodos quedan en isla, en estos casos la curva QV se muestra como una línea constante y en los archivos “*.xlsx” aparecen con una reserva de potencia reactiva igual a 0 Mvar. Estos nodos son los siguientes:

1. NCUS-115(27421), STOM-115(27461) Y PEDR-115(27471), cuando se combina la apertura de las líneas NCUS-ATEO-01 y SMAR-STOM-01.
2. TECO-115(27391), cuando se combina la apertura de las líneas SRAF-CHIN-01 y TECO-OZAT o las líneas TECO-OZAT-01 y TECO-CHIN-01.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de revisar la información obtenida de las simulaciones realizadas, podemos concluir:

Para el EDCBF:

1. Aun cuando se evalúan condiciones operativas desfavorables, la actuación del EDCBF evita que se alcancen valores críticos de la frecuencia (menores a 57.8 Hz), como puede observarse, en ningún caso la frecuencia fue menor a 58.1 Hz.
2. La excepción de lo mencionado en el numeral anterior se da únicamente ante la contingencia F08_290MW, en demanda mínima de ambos semestres, el objetivo de analizar el efecto de dicha contingencia es conocer la respuesta del EDCBF ante una condición extrema de pérdida de las interconexiones regionales con un monto elevado de importación de energía. Se sabe que ante estas condiciones el comportamiento de la frecuencia no es el único problema y hay otras variables que observar; pero no es el alcance del presente estudio. Por lo que, aunque se obtenga una frecuencia temporal menor a 57.8 Hz, se considera que el desempeño del EDCBF es adecuado puesto que lleva la frecuencia por encima del límite de 59.4 Hz.
3. La actuación del EDCBF permite que la frecuencia se recupere por sobre el límite de emergencia (59.4 Hz), en todos los casos la frecuencia se recuperó a valores mayores o iguales a 59.519 Hz.
4. El desempeño actual del EDCBF permite que, ante contingencias de grandes pérdidas de generación, se logre alcanzar una condición estable desde la cual se pueden tomar las acciones operativas pertinentes para llevar al sistema a un estado de operación normal.⁴
5. No es necesario realizar modificaciones a los ajustes actuales del EDCBF.

Para el EDCBV:

1. En la mayoría de los escenarios analizados, los nodos cuentan con una reserva de potencia reactiva cercana o mayor que 100 Mvar, la cual se considera elevada para condiciones N-2 (luego de la ocurrencia de 2 contingencias) como las que se han analizado.
2. Se encontró que únicamente el 1% de los casos tienen una reserva de reactivos menor o igual a 42.37 Mvar y el menor valor de reserva encontrado es de 21.72 Mvar

⁴ Esto es válido siempre y cuando las protecciones de los generadores que se encuentran en operación no se disparen por otras condiciones que no son objeto de análisis en el presente estudio.

3. No se considera necesaria la implementación del EDCBV.

Debido a lo anterior se recomienda:

1. Mantener los ajustes actuales del EDCBF.
2. Realizar una nueva revisión del desempeño del EDCBF, el próximo año en el periodo establecido por el ROBCP para los escenarios de operación previstos para el año 2021.
3. Realizar el próximo año en el periodo establecido por el ROBCP para los escenarios de operación previstos para el año 2021 un nuevo análisis para determinar si existe la necesidad de implementar un EDCBV.

8. REFERENCIAS

- [1] Unidad de Transacciones, “Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, pp. 182, 2018.
- [2] Unidad de Transacciones, “Revisión del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia – El Salvador”, pp. 27 y 33, 2008.
- [3] Unidad de Transacciones, “Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, pp. 184, 2018.
- [4] Charles J. Mozina (Beckwith Electric Co., Inc.); UNDERVOLTAGE LOAD SHEDDING, IEEE, Protective Relay 2007.
- [5] Unidad de Transacciones, “Estudio de Evaluación de Restricciones de Transmisión – 2007”, pp. 49, 2007.
- [6] Eduardo A. Perez, Evaluación de la Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico Salvadoreño –Primer Semestre 2006”; Documento UT, octubre 2005.
- [7] Unidad de Transacciones, “Revisión del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia – El Salvador”, pp. 7, 2008.
- [8] Unidad de Transacciones, “Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, pp. 176-178, 2019.
- [9] Unidad de Transacciones, “Estudio de Evaluación de Restricciones de Transmisión – 2019- 2020”, pp. 71-72, 2019.

9. ANEXOS

9.1 ANEXO I – DATOS DE DEMANDA Y DESPACHO DE GENERACIÓN

Tabla 9.1. Demanda de potencia activa por punto de entrega.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,026.40	972.20	974.00	945.00	574.20	557.30
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	106.9	101.2	75.9	73.6	43.1	41.8
SANT-23	22361	23	129.4	122.6	87.8	85.1	41.7	40.4
NEJA-23	22371	23	97.3	92.1	99.7	96.7	71	68.9
NCUS-23	22421	23	109.3	103.5	89.5	86.8	46.9	45.5
SBAR-23	22451	23	80.4	76.2	76.9	74.6	43	41.7
ACAJ-34	23131	34.5	9.7	9.2	8.4	8.2	6.3	6.1
ATEO-34	23441	34.5	5.1	4.9	5.2	5.1	3.5	3.4
GUAJ-46	24111	46	10.7	10.1	7.2	7	7.2	7
ACAJ-46	24131	46	11.4	10.8	12.9	12.5	8.2	7.9
AHUA-46	24161	46	19.6	18.6	22.6	21.9	9.5	9.2
CGRA-46	24171	46	19.1	18.1	19.9	19.3	10.5	10.2
15SE-46	24181	46	11.9	11.3	14.4	14	7.7	7.5
SOYA-46	24301	46	13.3	12.6	12.4	12	6.7	6.5
SRAF-46	24321	46	29.7	28.1	32	31.1	17.8	17.3
SMIG-46	24341	46	57.2	54.2	64.6	62.7	40.9	39.7
SANA-46	24351	46	46	43.5	54.6	53	31.1	30.2
OPIC-46	24381	46	19.6	18.6	23	22.4	21.9	21.3
TECO-46	24391	46	20	18.9	20.4	19.8	12.3	12
OZAT-46	24401	46	19.5	18.5	22.9	22.2	14.5	14.1
SONS-46	24411	46	18.9	17.9	22.4	21.7	10.4	10.1
ATEO-46	24441	46	58.5	55.4	57.2	55.5	31	30.1
STOM-46	24461	46	68.3	64.7	54.4	52.8	28	27.2
PEDR-46	24471	46	27	25.6	37	35.9	21.2	20.5
TALN-46	24481	46	1.2	1.2	1.4	1.4	2.8	2.8
LUNI-46	24491	46	14.4	13.6	29.9	29	20.5	19.9
SMAT-46	24501	46	22	20.8	21.4	20.7	16.5	16

Tabla 9.2. Demanda de potencia reactiva por punto de entrega.

Escenario de demanda	Demanda máxima diurna	Demanda máxima nocturna	Demanda mínima
----------------------	-----------------------	-------------------------	----------------

Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (Mvar)			305.90	289.80	195.70	190.30	117.50	114.30
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	36.7	34.7	21.4	20.8	13.1	12.7
SANT-23	22361	23	34.1	32.3	19.1	18.5	8.3	8
NEJA-23	22371	23	35.3	33.5	31.1	30.2	23.3	22.6
NCUS-23	22421	23	15.1	14.3	4.9	4.8	5.1	4.9
SBAR-23	22451	23	24.2	22.9	19.3	18.7	9.8	9.5
ACAJ-34	23131	34.5	2.6	2.5	1.8	1.8	1.1	1.1
ATEO-34	23441	34.5	1.6	1.5	1.2	1.2	0.8	0.8
GUAY-46	24111	46	3	2.9	2.4	2.3	1.2	1.2
ACAJ-46	24131	46	4.7	4.4	3.5	3.4	2.7	2.6
AHUA-46	24161	46	2.2	2.1	1.3	1.3	0.7	0.7
CGRA-46	24171	46	7.3	6.9	5.6	5.5	2.8	2.7
15SE-46	24181	46	4.5	4.2	3.6	3.5	2.5	2.5
SOYA-46	24301	46	2.9	2.8	1.7	1.7	0.9	0.9
SRAF-46	24321	46	8.8	8.4	6.1	5.9	4.4	4.3
SMIG-46	24341	46	23.2	21.9	12.7	12.3	8	7.7
SANA-46	24351	46	22.3	21.2	13	12.6	8.4	8.1
OPIC-46	24381	46	2.8	2.7	2.6	2.5	1	1
TECO-46	24391	46	3.6	3.4	1.8	1.8	1.6	1.6
OZAT-46	24401	46	6.6	6.3	3.5	3.4	2.3	2.3
SONS-46	24411	46	10	9.4	6.9	6.7	4.7	4.6
ATEO-46	24441	46	15	14.2	7.6	7.4	3.5	3.4
STOM-46	24461	46	16.9	16	7.4	7.2	0.9	0.9
PEDR-46	24471	46	5.1	4.8	3.8	3.7	1	1
TALN-46	24481	46	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4	0.4
LUNI-46	24491	46	11.8	11.2	9.5	9.3	6.7	6.5
SMAT-46	24501	46	5.5	5.2	3.8	3.7	2.3	2.3

Tabla 9.3. Perfil de Generación época seca.

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					3%	7%	2%	6%	3%	7%
Generación total / pérdidas del sistema (MW)					29.57	41.73	23.36	41.73	14.52	23.34
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
GUAJOYO	21111	1	19.8	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					3%	7%	2%	6%	3%	7%
Generación total / pérdidas del sistema (MW)					29.57	41.73	23.36	41.73	14.52	23.34
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
CERRÓN GRANDE	2117 1	1	86.4	0	70.00	16.40	70.00	16.40	0.00	0.00
	2117 2	2	86.4	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5 DE NOVIEMBRE	2110 1	1	20	1	16.93	3.07	16.09	3.91	15.00	5.00
	2110 2	2	20	1	16.93	3.07	16.09	3.91	15.00	5.00
	2110 3	3	20	1	16.93	3.07	16.09	3.91	0.00	0.00
	2110 4	4	18	1	15.07	2.93	14.23	3.77	0.00	0.00
	2110 5	5	21	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	2110 6	6	40.07	1	35.59	4.48	0.00	0.00	0.00	0.00
	2110 7	7	40.07	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15 DE SEPTIEMBRE	2118 1	1	92.76	0	60.00	32.76	80.00	12.76	0.00	0.00
	2118 2	2	92.76	0	60.00	32.76	0.00	0.00	0.00	0.00
ACAJUTLA	VAPOR	2113 1	1	28.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		2113 2	2	30.3	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	GAS	2113 5	5	63.7	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		2113 4	4	27.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	MOTOR	2113 6	1-3	48.3	3	39.90	8.40	37.38	10.92	40.77
		2113 7	4-6	47.7	3	39.33	8.37	36.84	10.86	29.40
		2113 8	7-9	24	0	46.32	3.48	46.32	3.48	46.32
SOYAPANGO	2030 1	1-3	15.3	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AHUACHAPÁN	2116 1	1	21.3	0	20.66	0.64	20.66	0.64	20.66	0.64
	2116 2	2	19.5	0	18.92	0.58	18.92	0.58	18.92	0.58
	2116 3	3	33.9	0	32.88	1.02	32.88	1.02	32.88	1.02
BERLÍN	2121 1	1	27.1	0	26.29	0.81	26.29	0.81	26.29	0.81
	2121 2	2	27.2	0	26.38	0.82	26.38	0.82	26.38	0.82
	2121 3	3	41.4	0	40.16	1.24	40.16	1.24	40.16	1.24
	2121 4	4	6.6	0	6.40	0.20	6.40	0.20	6.40	0.20
NEJAPA	2137 1	1-8	42.4	8	39.44	2.96	19.72	1.48	0.00	0.00
	2137 2	9-17	47.7	9	44.37	3.33	0.00	0.00	0.00	0.00
	2137 3	18-27	53	10	4.93	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00
HOLCIM	2119 1	1-5	6.7	0	6.50	0.20	6.50	0.20	0.00	0.00
CASSA	2141 1	1-2	45	0	25.00	0.00	25.00	0.00	25.00	0.00
TALNIQUE	2148 1	1-9	99.3	2	92.37	6.93	92.37	6.93	46.05	3.45

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					3%	7%	2%	6%	3%	7%
Generación total / pérdidas del sistema (MW)					29.57	41.73	23.36	41.73	14.52	23.34
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
TERMOPUERTO	21139	1-4	71.6	1	66.60	5.00	66.60	5.00	66.60	5.00
EL ANGEL	21071	7-8	73.58	0	50.00	0.00	50.00	0.00	50.00	0.00
CHAPARRASTIQUE	21521	1	62.4	0	35.00	0.00	35.00	0.00	35.00	0.00
HILCASA	21061	1-4	6.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LA CABAÑA	21081	1	16	0	18.55	0.00	18.55	0.00	18.55	0.00
TEXTUFIL -1	21304	1-5	19.3	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TEXTUFIL -2	21451	6-7	14.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BOREALIS	21051	1-8	12.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GECSA	21061	1-3	6.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ANTARES	20202	1	60	0	0.00	0.00	57.01	1.76	0.00	0.00
JIBOA	21291	1	34.9	0	24.00	0.00	24.00	0.00	24.00	0.00
TRINIDAD	20221	1	6	0	0.00	0.00	5.82	0.18	0.00	0.00
	20222	1	8	0	0.00	0.00	7.76	0.24	0.00	0.00
	20223	1	20	1	0.00	0.00	19.40	0.60	0.00	0.00
	20224	1	10	2	0.00	0.00	9.00	0.28	0.00	0.00
CAPELLA SOLAR	20401	1	100	0	0.00	0.00	92.00	2.85	0.00	0.00
ECOSOLAR	20473	1	9.9	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 9.4. Perfil de Generación época húmeda.

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					3%	7%	3%	7%	3%	7%
Generación total / pérdidas del sistema (MW)					31.28	39.52	27.15	39.52	18.84	22.65
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
GUAJOYO	21111	1	19.8	1	10.00	9.80	10.00	9.80	0.00	0.00
CERRÓN GRANDE	21171	1	86.4	0	83.81	2.59	76.00	10.40	64.00	22.40
	21172	2	86.4	0	83.81	2.59	76.00	10.40	0.00	0.00
5 DE NOVIEMBRE	21101	1	20	1	17.30	2.70	15.51	4.49	16.39	3.61
	21102	2	20	1	17.30	2.70	15.51	4.49	16.39	3.61
	21103	3	20	1	17.30	2.70	15.51	4.49	16.39	3.61
	21104	4	18	1	15.44	2.56	13.65	4.35	14.53	3.47
	21105	5	21	1	18.23	2.77	16.44	4.56	17.32	3.68

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					3%	7%	3%	7%	3%	7%
Generación total / pérdidas del sistema (MW)					31.28	39.52	27.15	39.52	18.84	22.65
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
15 DE SEPTIEMBRE	21106	6	40.07	1	35.97	4.10	34.17	5.90	35.05	5.02
	21107	7	40.07	1	35.97	4.10	34.17	5.90	35.05	5.02
	21181	1	92.76	0	89.98	2.78	89.98	2.78	89.98	2.78
	21182	2	92.76	0	89.98	2.78	89.98	2.78	89.98	2.78
ACAJUTLA	VAPOR	21131	1	28.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21132	2	30.3	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	GAS	21135	5	63.7	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		21134	4	27.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	MOTOR	21136	1-3	48.3	3	41.04	7.26	0.00	0.00	0.00
		21137	4-6	47.7	3	40.47	7.23	0.00	0.00	0.00
		21138	7-9	24	0	46.32	3.48	46.32	3.48	0.00
		20301	1-3	15.3	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AHUACHAPÁN	21161	1	21.3	0	20.66	0.64	20.66	0.64	20.66	0.64
	21162	2	19.5	0	18.92	0.58	18.92	0.58	18.92	0.58
	21163	3	33.9	0	32.88	1.02	32.88	1.02	32.88	1.02
BERLÍN	21211	1	27.1	0	26.29	0.81	26.29	0.81	26.29	0.81
	21212	2	27.2	0	26.38	0.82	26.38	0.82	26.38	0.82
	21213	3	41.4	0	40.16	1.24	40.16	1.24	40.16	1.24
	21214	4	6.6	0	6.40	0.20	6.40	0.20	6.40	0.20
NEJAPA	21371	1-8	42.4	8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21372	9-17	47.7	9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21373	18-27	53	10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HOLCIM	21191	1-5	6.7	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CASSA	21411	1-2	45	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TALNIQUE	21481	1-9	99.3	2	84.65	6.35	46.05	3.45	0.00	0.00
TERMOPUERTO	21139	1-4	71.6	1	66.60	5.00	66.60	5.00	0.00	0.00
EL ANGEL	21071	7-8	73.58	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CHAPARRASTIQUE	21521	1	62.4	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HILCASA	21061	1-4	6.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LA CABAÑA	21081	1	16	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TEXTUFIL -1	21304	1-5	19.3	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TEXTUFIL -2	21451	6-7	14.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Escenario de demanda					Demanda máxima nocturna		Demanda máxima diurna		Demanda mínima	
Reserva Total (%)					AGC	Prim	AGC	Prim	AGC	Prim
					3%	7%	3%	7%	3%	7%
Generación total / pérdidas del sistema (MW)					31.28	39.52	27.15	39.52	18.84	22.65
Planta	nodo	Unidad	Pmax	AGC	Generada	Reserva	Generada	Reserva	Generada	Reserva
BOREALIS	21051	1-8	12.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GECSA	21061	1-3	6.8	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ANTARES	20202	1	60	0	0.00	0.00	48.00	1.48	0.00	0.00
JIBOA	21291	1	34.9	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TRINIDAD	20221	1	6	0	0.00	0.00	4.80	0.15	0.00	0.00
	20222	1	8	0	0.00	0.00	6.40	0.20	0.00	0.00
	20223	1	20	1	0.00	0.00	16.00	0.49	0.00	0.00
	20224	1	10	2	0.00	0.00	8.00	0.25	0.00	0.00
CAPELLA SOLAR	20401	1	100	0	0.00	0.00	80.00	2.47	0.00	0.00
ECOSOLAR	20473	1	9.9	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

9.2 ANEXO II – IMPLEMENTACIÓN DEL EDCBF EN PSS/E

//EL SALVADOR LOAD SHEDDING MODELS /

22301 'LDSHBL' * 58.900 0.000000000 1.0000 55.000

0.000000000 0.0000 54.000 0.000000000 0.0000

0.83300E-01/

22371 'LDSHBL' * 58.900 0.000000000 0.41000 58.500

.000000000 0.22000 54.000 0.000000000 0.0000

0.83300E-01/

22451 'LDSHBL' * 58.500 0.000000000 0.50000 58.200

0.000000000 0.44000 54.000 0.000000000 0.0000

0.83300E-01/

23441 'LDSHBL' * 57.900 0.000000000 1.0000 55.000

0.000000000 0.0000 54.000 0.000000000 0.0000

0.83300E-01/

24131 'LDSHBL' * 58.200 0.000000000 0.10000 57.900

0.000000000 0.72000 54.000 0.000000000 0.0000

0.83300E-01/

24401 'LDSHBL' * 59.300 1.0000 0.18000 59.100

1.0000 0.18000 58.200 0.000000000 0.6400

0.83300E-01/

24341 'LDSHBL' * 58.500 0.000000000 0.70000 58.200

0.000000000 0.30000 55.000 0.000000000 0.0000

0.83300E-01/

24351 'LDSHBL' * 59.300 1.0000 0.50000 59.100

1.0000 0.50000 54.000 0.000000000 0.0000

0.83300E-01/

24391 'LDSHBL' * 58.900 0.000000000 1.0000 55.000

0.000000000 0.0000 54.000 0.000000000 0.0000

0.83300E-01/

24441 'LDSHBL' * 58.900 0.000000000 0.10000 58.200

0.000000000 0.1000 57.900 0.000000000 0.6500

0.83300E-01/

9.3 ANEXO III – GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

Ver Archivo: ["AnexoIII GráficasFrecuencia.pdf"](#).

9.4 ANEXO IV – CURVAS QV

Ver carpeta ["AnexoIV"](#) que contiene las subcarpetas:

- Curvas QV
- Resumen Curvas QV