



900.607.342-5
[7] 638 78 30
312 549 61 09
majortiz@gmail.com

AGOSTO DE 2021

ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO OPERADOR DE RED EMCALI PROYECTO SFV QUEST

“5.2. AGPE ENTRE 0.1 MW Y 1 MW Y AGPE ENTRE 1 MW Y 5 MW” MEMORIAS DE CÁLCULO

MANUEL JOSÉ ORTIZ RANGEL
INGENIERO ELECTRICISTA, ESP. ST&D Y MIE

Firma: _____

TP CN205-32727

CONTENIDO

1. DATOS DEL PROYECTO.....	3
2. REQUERIMIENTOS SEGÚN OPERADOR DE RED.....	3
3. METODOLOGÍA	4
A. Metodología en estado estacionario.....	4
B. Criterios de calidad	4
C. Criterios de seguridad.....	4
D. Metodología en análisis de cortocircuito.....	5
E. Metodología en análisis de contenido de armónicos	5
F. Información adicional que sea necesaria para el análisis de la conexión.....	6
4. ANÁLISIS TÉCNICO.....	8
A. Flujo de carga, potencia y Control de Pérdidas	8
- OPERACIÓN CON GENERACIÓN SFV	8
- OPERACIÓN SIN GENERACIÓN SFV	12
- OPERACIÓN EN MODO ISLA.....	15
B. Análisis de cortocircuito	16
- Escenario 1 Cortocircuito Con conexión del SFV.....	18
- Escenario 2: Cortocircuito Sin conexión del SFV.....	19
- Escenario 3: Cortocircuito Sin conexión del SFV Con GE.....	20
- Análisis técnico de escenarios	21
C. Calidad de Energía y análisis de contenido de armónicos	22
- Análisis técnico de las simulaciones del contenido de armónicos.....	24
5. CONCLUSIONES	28
Análisis de cortocircuito	28
Análisis de flujo de carga y potencia.....	28
Análisis de pérdidas	28
Análisis de calidad de energía y contenido de armónicos	29
6. ANEXOS	30

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del Equivalente de Red OR.....	7
Figura 2. Irradiancia IDEAM.....	7
Figura 3. Perfil de Demanda Con Generación.....	8
Figura 4. Caso base - Flujo de cargas con conexión del SFV entrega de 12.07 kW.....	10
Figura 5 Caso base - Flujo de cargas con conexión del SFV entrega de 44.5 kW.....	11
Figura 6 Perfil de Demanda sin Generación.....	12
Figura 7. Caso base - Flujo de cargas Sin conexión del SFV.....	14
Figura 8. Caso base – Perfil de Demanda en modo isla.....	15
Figura 9. Simulación de Cortocircuito en la barra de conexión del proyecto.....	17
Figura 10. Cortocircuito con conexión de SFV.....	18
Figura 11. Cortocircuito Sin conexión del SFV.....	19
Figura 12. Cortocircuito Sin conexión del SFV y Con GE.....	20
Figura 13. Magnitud de Cortocircuito Trifásico Escenario 2.....	21
Figura 14. Magnitud de Cortocircuito Trifásico Escenario 1.....	22
Figura 15. Límite de Distorsión armónica en corriente para sistemas entre 120 V hasta 69kV – IEEE 519 Tabla 2.....	23
Figura 16. Límite de distorsión armónica en tensión – IEEE 519 tabla 1.....	23
Figura 17. Límite de TDD para el proyecto.....	23

1. DATOS DEL PROYECTO

DATOS DEL PROYECTO	
Nombre del proyecto	Quest
Dirección del proyecto	Calle 64ª N° 5 – 94 Cali
Operador de Red (OR)	EMCALI
Número de solicitud al OR	833
Departamento	Valle del Cauca
Nivel de tensión	Nivel I
Tensión [V]	220 V
Capacidad Instalada SFV	228 [kW]
N° del punto de Conexión	PF-2573385
Capacidad del transformador	500 [kVA]

Tabla 1. Datos del proyecto

2. REQUERIMIENTOS SEGÚN OPERADOR DE RED

ítem	Requerimiento técnico del OR	Aplica	No aplica
a	Análisis de cortocircuito	X	
b	Flujos de potencia	X	
c	Calidad de energía	X	
d	Análisis de contenido de armónicos	X	
e	Flujo de carga y control de pérdidas	X	
f	Análisis de los efectos sobre la red de distribución, se debe considerar el generador operando en estado estacionario, en estado transitorio y bajo "operación en isla".	X	
f	Conclusiones	X	
g	Diagramas de flujos	X	

Tabla 2. Matriz resumen

3. METODOLOGÍA

El presente documento técnico corresponde al análisis del Sistema Fotovoltaico (SFV) **Quest** integrado al sistema de distribución del operador de red EMCALI.

La realización del estudio de conexión para un AGPE entre 0.1 MW y 1 MW involucra el análisis de las características eléctricas y variación de parámetros eléctricos derivados de la inclusión del SFV al sistema de distribución del operador de red en el punto de conexión aprobado, con base en la simulación y estudio eléctrico del análisis de flujo de potencia, flujo de carga, cortocircuito, calidad de la energía y contenido de armónicos.

A. Metodología en estado estacionario

Este estudio se basa en el análisis del comportamiento estacionario del sistema eléctrico, mediante flujo de carga como método de evaluación del sistema en condiciones de pre-falla.

El flujo de carga se evalúa en el dominio del tiempo considerando los parámetros eléctricos suministrados por el operador de red. El cálculo del flujo de carga se simula en el módulo del software ETAP para el análisis de las siguientes variables:

- Tensión en los diferentes puntos del sistema: barras, subestaciones, derivaciones, etc.
- Cargabilidad de los equipos del sistema eléctrico: transformador eléctrico y línea de distribución para energización del proyecto conforme a la proyección o perfil de carga del proyecto.

Con el análisis de las variables calculadas en los flujos de carga se pretende lo siguiente:

- Identificar los efectos de la inclusión del Sistema Fotovoltaico al sistema de distribución del operador de red.

Para este estudio de estado estacionario se tendrán en cuenta los criterios de calidad de energía y seguridad según la reglamentación establecida por el Código de Redes resolución CREG 025 de 1995.

B. Criterios de calidad

Según la reglamentación establecida por el Código de Redes resolución CREG 025 de 1995 se tendrán los siguientes criterios de calidad:

- Barras de 220 kV, 110 kV, 66 kV, 34,5 kV y 13,8 kV, no deben ser inferiores al 90%, ni superiores al 110% del valor nominal.

C. Criterios de seguridad

Según la reglamentación establecida por el Código de Redes resolución CREG 025 de 1995 se tendrán los siguientes criterios de calidad:

La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.

D. Metodología en análisis de cortocircuito

La metodología para el análisis de cortocircuito se simula mediante el software ETAP conforme lo establecido en la norma IEC 60909 “Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos en A.C.”.

En el análisis de cortocircuito se determinaron las intensidades de falla monofásicas y trifásicas en condiciones de máxima generación del SFV, evaluando los siguientes escenarios:

ESCENARIO	AGENTE	SI	NO
1	Operador de red	X	
	Proyecto SFV	X	
	Grupo Electrónico		X
2	Operador de red	X	
	Proyecto SFV		X
	Grupo Electrónico		X
3	Operador de red		X
	Proyecto SFV		X
	Grupo Electrónico	X	

Tabla 3. Descripción de Escenarios

En cada escenario descrito, el objetivo es determinar los efectos de operación del sistema con y sin generación fotovoltaica, para esto se evalúan parámetros técnicos de afectación a la red de distribución en el punto de conexión del SFV.

E. Metodología en análisis de contenido de armónicos

La metodología para el análisis de contenido de armónicos se simula mediante el software ETAP conforme lo establecido en la norma IEEE 519 “Prácticas recomendadas y requerimientos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia”.

El análisis de contenido de armónicos se efectúa para medir la incidencia del SFV en el punto de conexión, de los valores de armónicos suministrados por el operador de red se utiliza el percentil 95 para cada muestra de datos de armónicos del tercer al décimo quinto orden, según lo estipulado por el IEEE 519 “Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”.

Para el análisis de cantidad de contenido de armónicos se realizan las siguientes simulaciones:

1. Con generación SFV en barras.
2. Con generación SFV en conductores.
3. Sin generación SFV en barras.
4. Sin generación SFV en conductores.

Con los resultados obtenidos de las simulaciones se verifica la estabilidad del sistema eléctrico del operador de red con el funcionamiento del SFV.

F. Información adicional que sea necesaria para el análisis de la conexión

Para realización del estudio de conexión simplificado se solicita información técnica del sistema eléctrico al operador de red EMCALI del barraje de la subestación eléctrica del circuito Ciruelos (Subestación Eléctrica Principal):

- Impedancia de la línea distribución a la cual se conectará el proyecto Quest.
- Corrientes de cortocircuito del punto de conexión PF-2573385.
- Perfil de demanda en potencia activa y reactiva del circuito Ciruelos.
- Valores de armónicos en tensión vistos desde la subestación eléctrica San Luis a la cual está conectada el circuito Ciruelos.

El operador de red suministra los datos de los parámetros eléctricos mencionados y necesarios para modelar la red externa vista desde la subestación de potencia San Luis. El transformador del proyecto tiene una potencia de 500 kVA con código PP14474 y se encuentra en el nodo 2573385 a una distancia de la subestación eléctrica San Luis de 3.055 km. En la Tabla 4 se muestran los parámetros suministrados por el operador de red.

Tabla 4. Parámetros eléctricos de la red externa equivalente.

	Sk [MVA]	Ik [kA]
<i>Trifásico</i>	98,0383	4,29
<i>Monofásico</i>	61,502	2,69

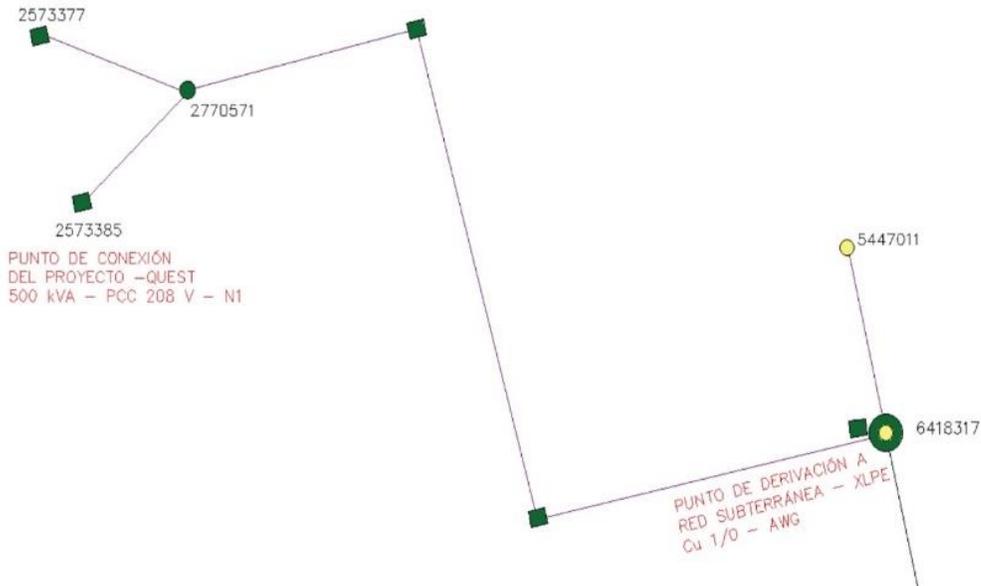


Figura 1. Esquema del Equivalente de Red OR.

Adicional se referencian los datos meteorológicos de irradiancia tomados de la página del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y se estima la temperatura horaria según la proyección del Atlas Solar Global. Ver Figura 2. Irradiancia IDEAM.



Figura 2. Irradiancia IDEAM

4. ANÁLISIS TÉCNICO

Para identificar el impacto generado con la entrada en operación del proyecto, se realizan simulaciones para cada escenario con y sin proyecto. Con el fin de verificar las variaciones y afectaciones que puedan presentarse en el sistema de distribución con la conexión del sistema de generación.

En análisis técnico para la elaboración y simulación del caso base, se procede a identificar los impactos generados por el ingreso del proyecto de generación solar Quest de 240 kVA, se realizará simulación computacional del sistema eléctrico en estado estable y transitorio para los análisis de flujo de cargas, cortocircuito, niveles de distorsión armónica y flujo de cargas en el dominio del tiempo tomando en consideración el aporte en potencia de la generación distribuida en el punto de conexión común (PCC).

A. Flujo de carga, potencia y Control de Pérdidas

En esta sección se analizan los resultados en operación normal del flujo de carga en el dominio del tiempo del sistema eléctrico en estudio. Para el análisis del flujo de carga se evalúa el sistema con el sistema de generación fotovoltaica y sin sistema de generación fotovoltaica, analizando la incidencia de consumo de la red y generación del SFV.

- OPERACIÓN CON GENERACIÓN SFV

Para el escenario con generación solar se realiza el análisis del sistema en la fecha proyectada para la realización de pruebas del proyecto (04 de octubre de 2021). Como se muestra en la figura 3. Perfil de Demanda Con Generación, se evidencia la reducción del consumo de potencia procedente de la fuente convencional del operador de red en la franja horaria de 6:00 AM a 5:00 PM, periodo en el cual el SFV se encuentra operativo y contribuyendo a la reducción de este consumo.

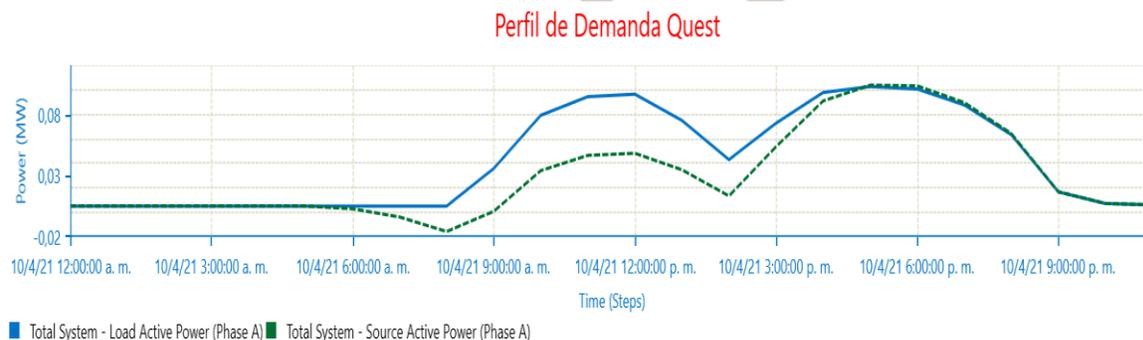


Figura 3. Perfil de Demanda Con Generación

En la tabla 5., Se presenta los resultados de las variaciones en los flujos de potencias visto en el transformador del proyecto y la reducción de pérdidas del mismo para el sistema con Generación. Se resalta que entre las franjas horarias de 7:00 Am hasta 9:00 Am se tiene entrega de energía al O.R por parte del SFV.

Tabla 5. Resultados del flujo de carga con SFV

OPERACIÓN CON GENERACIÓN SFV FLUJO DE CARGA EN EL DOMINIO DEL TIEMPO									
Fecha	Hora	O.R. kW	O.R. kVAR	Gen PV kW	Fuente DC kW	Carga AC kW	Carga AC kvar	Carga DC kW	Reducción de Pérdidas kW
10/04/21	00:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	01:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	02:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	03:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	04:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	05:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	06:00:00	9.5	9.0	7.9	7.9	15.89186629	5.2	0.0	1.5
10/04/21	07:00:00	-10.7	9.2	32.0	32.0	15.90944454	5.2	0.0	5.4
10/04/21	08:00:00	-46.1	10.2	75.2	75.2	15.93962917	5.2	0.0	13.2
10/04/21	09:00:00	3.2	42.3	128.4	128.4	107.6229885	35.3	0.0	24.0
10/04/21	10:00:00	102.7	89.1	170.0	170.0	237.7331182	78.0	0.0	35.0
10/04/21	11:00:00	140.0	106.2	182.4	182.4	283.4164202	93.0	0.0	39.0
10/04/21	12:00:00	145.2	108.5	184.0	184.0	289.4744501	94.9	0.0	39.7
10/04/21	13:00:00	104.8	83.9	151.2	151.2	225.3452092	73.9	0.0	30.7
10/04/21	14:00:00	40.9	48.9	108.8	108.8	129.3853372	42.4	0.0	20.3
10/04/21	15:00:00	161.1	79.7	72.6	72.6	218.5089961	71.7	0.0	15.2
10/04/21	16:00:00	273.0	108.5	32.3	32.3	293.6067805	96.3	0.0	11.7
10/04/21	17:00:00	311.7	115.2	5.4	5.4	308.1510589	101.1	0.0	8.9
10/04/21	18:00:00	309.9	111.8	2.7	2.7	302.1372557	99.1	0.0	10.4
10/04/21	19:00:00	269.1	96.5	0.0	0.0	263.1739601	86.3	0.0	5.9
10/04/21	20:00:00	193.5	68.9	0.0	0.0	190.3487667	62.4	0.0	3.1
10/04/21	21:00:00	51.1	19.4	0.0	0.0	50.66056922	16.6	0.0	0.4
10/04/21	22:00:00	22.5	9.8	0.0	0.0	22.22840628	7.3	0.0	0.2
10/04/21	23:00:00	19.3	8.8	0.0	0.0	19.05905735	6.3	0.0	0.2

De las Figuras 4 y 5. Flujo de cargas con conexión del SFV, se evidencia la entrega de excedentes a la red en la franja horaria de 7:00 AM a 9:00 AM para un total de 56.72 kW, estos excedentes se distribuyen de la siguiente manera:

- Franja 1: De 7:00 AM – 7:59 AM
Generación 12.07 kW
- Franja 2: De 8:00 AM – 8:59 AM
Generación 44.65 kW

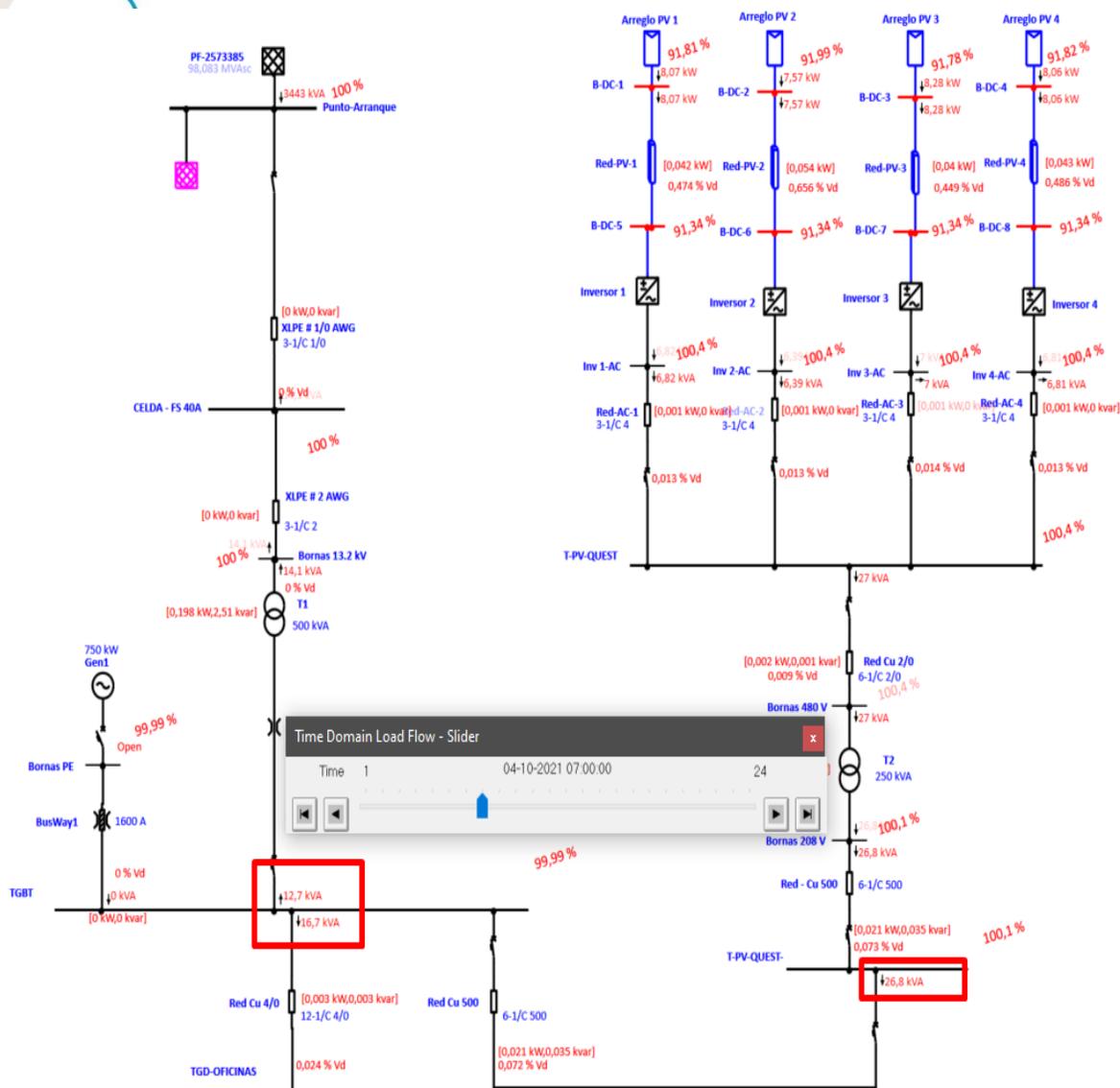


Figura 4. Caso base - Flujo de cargas con conexión del SFV entrega de 12.07 kW.

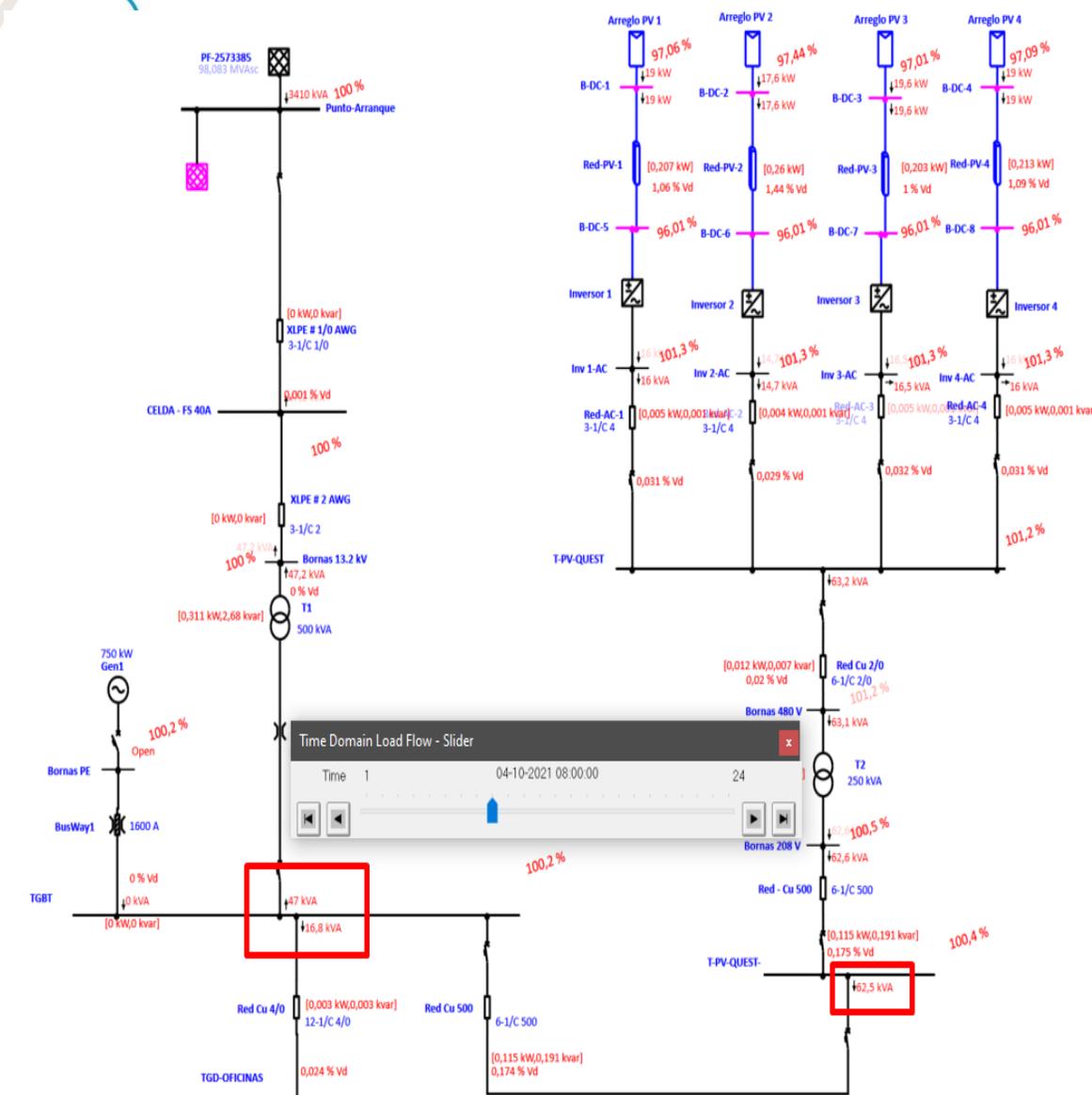


Figura 5 Caso base - Flujo de cargas con conexión del SFV entrega de 44.5 kW.

Según los resultados de la simulación del flujo de carga y como se evidencia en la tabla 6., las tensiones de las barras permanecen en los rangos permitidos por la NTC 1340 Tensiones y Frecuencia Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica en Redes de Servicio Público.

Tabla 6. Resultados de perfil de tensión con SFV

PERFIL DE TENSIÓN									
Información de Barraje		Máxima tensión				Máxima tensión			
Barrajes	Nominal kV	Phase	% Tensión	Fecha	Hora	Fase	% Tensión	Fecha	Hora
Inv 1-AC	0.48	A	101.46%	10/04/21	09:00:00	A	97.39%	10/04/21	17:00:00
Inv 2-AC	0.48	A	101.46%	10/04/21	09:00:00	A	97.39%	10/04/21	17:00:00
Inv 3-AC	0.48	A	101.46%	10/04/21	09:00:00	A	97.39%	10/04/21	17:00:00
Inv 4-Ac	0.48	A	101.46%	10/04/21	09:00:00	A	97.39%	10/04/21	17:00:00
Bornas 480 V	0.48	A	101.37%	10/04/21	09:00:00	A	97.39%	10/04/21	17:00:00
Bornas 208 V	0.21	A	100.53%	10/04/21	08:00:00	A	97.35%	10/04/21	17:00:00
Bornas 13.2 kV	13.20	A	100.00%	10/04/21	08:00:00	A	99.99%	10/04/21	17:00:00
Bornas PE	0.21	A	100.18%	10/04/21	08:00:00	A	97.33%	10/04/21	17:00:00
CELDA - FS 40A	13.20	A	100.00%	10/04/21	08:00:00	A	99.99%	10/04/21	17:00:00
Punto-Arranque	13.20	A	100.00%	10/04/21	00:00:00	A	100.00%	10/04/21	00:00:00
T-PV-QUEST	0.48	A	101.41%	10/04/21	09:00:00	A	97.39%	10/04/21	17:00:00
T-PV-QUEST-	0.21	A	100.36%	10/04/21	08:00:00	A	97.34%	10/04/21	17:00:00
Tablero UPS P3	0.21	A	100.14%	10/04/21	08:00:00	A	96.42%	10/04/21	17:00:00
Tablero-General-P3	0.21	A	100.16%	10/04/21	08:00:00	A	96.85%	10/04/21	17:00:00
TGBT	0.21	A	100.18%	10/04/21	08:00:00	A	97.33%	10/04/21	17:00:00
TGD-OFICINAS	0.21	A	100.16%	10/04/21	08:00:00	A	96.85%	10/04/21	17:00:00

- OPERACIÓN SIN GENERACIÓN SFV

Para el escenario sin generación solar se realiza el análisis del sistema en la fecha proyectada para la realización de pruebas del proyecto (04 de octubre de 2021). Como se muestra en la figura 6. Perfil de Demanda Sin Generación, se evidencia el aumento del consumo de potencia procedente de la fuente convencional operador de red.

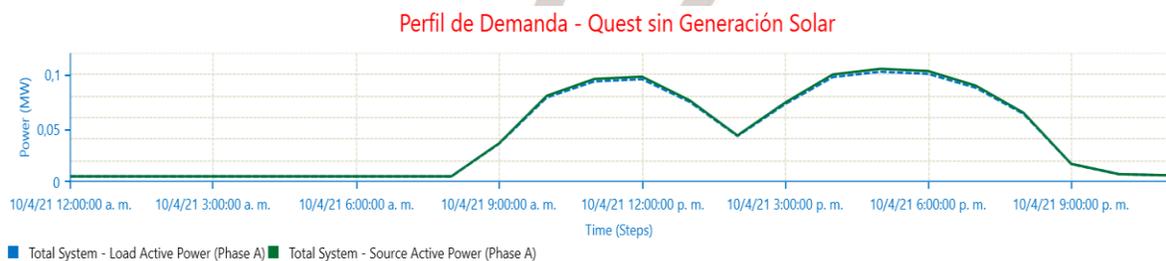


Figura 6 Perfil de Demanda sin Generación

En la tabla 7., Se presenta los resultados de las variaciones en los flujos de potencias visto en el transformador del proyecto y el total de pérdidas sin la inclusión del sistema de Generación.

Tabla 7. Resultados de perfil de tensión sin SFV

OPERACIÓN SIN GENERACIÓN SFV FLUJO DE CARGA EN EL DOMINIO DEL TIEMPO									
Fecha	Hora	O.R. kW	O.R. kVAR	Gen PV kW	Fuente DC kW	Carga AC kW	Carga AC kvar	Carga DC kW	Pérdidas kW
10/04/21	00:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	01:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	02:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	03:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	04:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	05:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	06:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	07:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.9
10/04/21	08:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.9
10/04/21	09:00:00	108.1	38.8	0.0	0.0	107.0293449	35.1	0.0	1.7
10/04/21	10:00:00	240.7	86.0	0.0	0.0	236.0004634	77.4	0.0	5.6
10/04/21	11:00:00	287.9	103.5	0.0	0.0	281.1991498	92.2	0.0	5.8
10/04/21	12:00:00	294.2	105.9	0.0	0.0	287.1914953	94.2	0.0	7.6
10/04/21	13:00:00	228.1	81.4	0.0	0.0	223.8710374	73.4	0.0	3.8
10/04/21	14:00:00	130.3	46.5	0.0	0.0	128.7725642	42.2	0.0	0.8
10/04/21	15:00:00	221.8	79.1	0.0	0.0	217.7942246	71.4	0.0	4.2
10/04/21	16:00:00	300.5	108.2	0.0	0.0	293.1757942	96.2	0.0	6.2
10/04/21	17:00:00	316.2	114.2	0.0	0.0	308.101505	101.1	0.0	8.3
10/04/21	18:00:00	309.9	111.8	0.0	0.0	302.1372557	99.1	0.0	7.5
10/04/21	19:00:00	269.1	96.5	0.0	0.0	263.1739601	86.3	0.0	5.9
10/04/21	20:00:00	193.5	68.9	0.0	0.0	190.3487667	62.4	0.0	3.1
10/04/21	21:00:00	51.1	19.4	0.0	0.0	50.66056922	16.6	0.0	0.4
10/04/21	22:00:00	22.5	9.8	0.0	0.0	22.22840628	7.3	0.0	0.2
10/04/21	23:00:00	19.3	8.8	0.0	0.0	19.05905735	6.3	0.0	0.2

Los resultados mostrados en la Tabla 5. y Tabla 7., evidencia la disminución en las pérdidas de potencia en el horario entre la 6AM – 6PM franja horaria en la cual el SFV se encuentra en funcionamiento y el sistema eléctrico demanda menos potencia de la red del utility, es decir, disminuye la cargabilidad en las líneas de distribución y el transformador eléctrico asociado el proyecto.

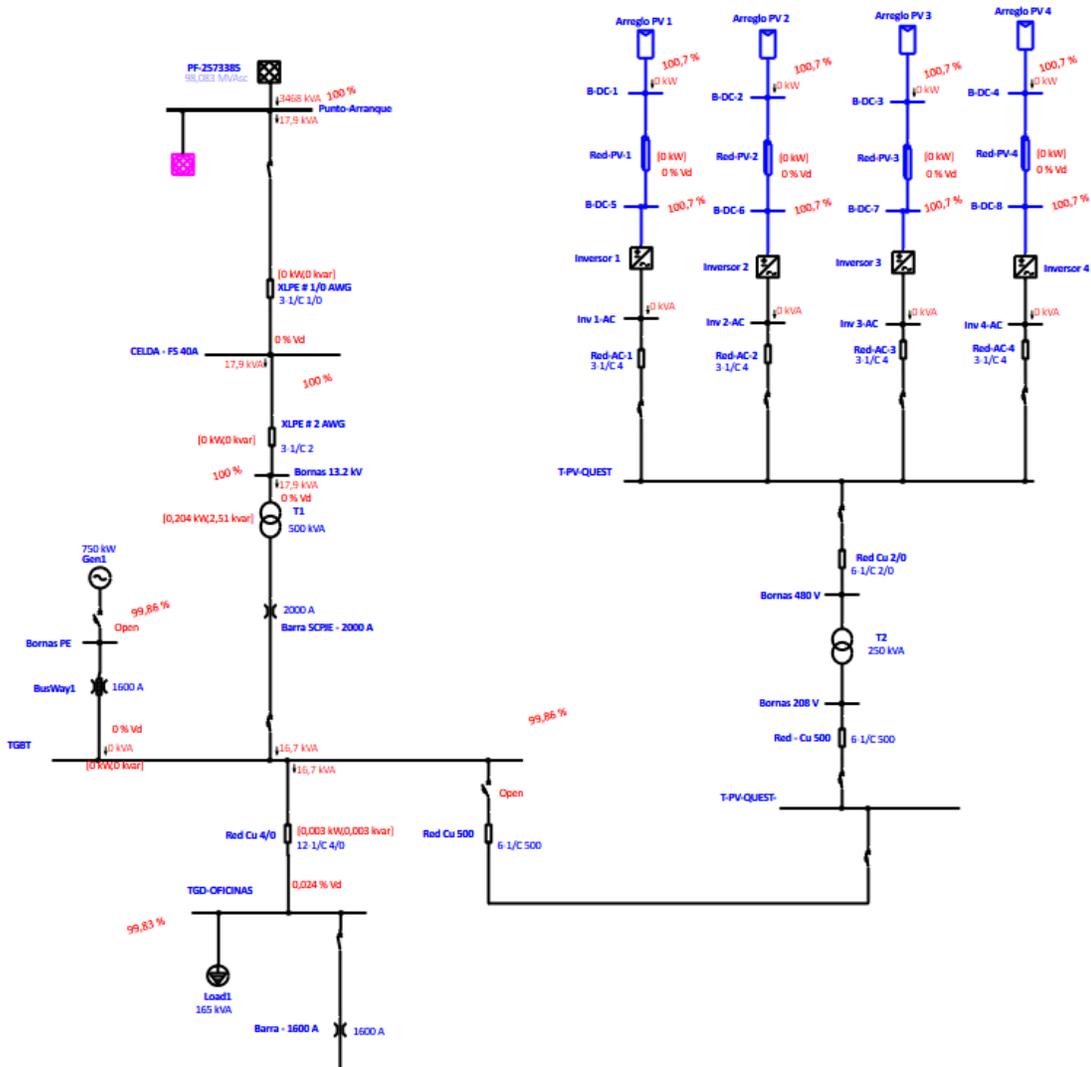


Figura 7. Caso base - Flujo de cargas Sin conexión del SFV

En conclusión, el comportamiento del sistema eléctrico Con Generación SFV no presenta inconveniente en el sistema de distribución actual del operador de red, se evidencia mejoría en los parámetros eléctricos como cargabilidad y potencia suministrada por la red externa. Ver anexos A.1 Flujo Carga Con SFV y A.2 Flujo Carga Sin SFV.

- OPERACIÓN EN MODO ISLA

Para el escenario con generación solar se realiza el análisis del sistema en la fecha proyectada para la realización de pruebas del proyecto (04 de octubre de 2021). Como se muestra en la figura 8. Perfil Evento de Isla, se simula dicha condición operativa en la franja horaria de 11 AM a 12:59 PM.

Para el evento en modo isla, se simula condición de falla en la red externa del O.R en la franja horaria simulada, tal y como se evidencia en la figura 8., la generación con el SFV se desconecta del sistema y el aporte del SFV a la carga del proyecto se va a cero (Curva a trazos de color Verde), en ese instante la carga se suplente mediante el ingreso del grupo electrógeno con potencia de 750 kW instalado en el proyecto.



Figura 8. Condición de Isla Proyecto Quest.

El proyecto se diseñó y se construirá con el inversor CPS SCA60KTL-DO/US-480, inversor que cuenta con la función de detección de isla según lo requerido en las normas UL 1741 - IEEE 1547. Esta función permite la detección de un evento de isla, por tanto, el inversor inyectará una cantidad despreciable de potencia reactiva produciendo continuamente perturbaciones en la frecuencia de la corriente de salida, si la red permanece en condiciones normales de operación, las perturbaciones generadas anteriormente tendrán efectos despreciables en la frecuencia de la tensión del sistema, pero ante un fallo de la red de alimentación y activación de Modo Isla cambiarán las cantidades de potencia reactiva y como consecuencia la frecuencia de la tensión se desviará a mayor escala lo que permitirá que el inversor detenga su operación y se desconecte de la red.

La tabla 8. Resultados Flujo de Cargas en condición de isla, muestra los resultados de la simulación en condición de ausencia del suministro de energía eléctrica por parte del operador de red (0.0 kW), evidenciando la activación del modo isla del SFV, los datos muestran la disminución en la reducción de pérdidas en ausencia de la generación del SFV en la franja horaria de 11 AM a 12:59 PM.

Tabla 8. Resultados Flujo de Cargas en condición de Isla

OPERACIÓN CON GENERACIÓN SFV FLUJO DE CARGA EN EL DOMINIO DEL TIEMPO									
Fecha	Hora	O.R. kW	O.R. kVAR	Gen PV kW	Fuente DC kW	Carga AC kW	Carga AC kvar	Carga DC kW	Reducción de Pérdidas kW
10/04/21	00:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	01:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	02:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	03:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	04:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	05:00:00	16.1	7.7	0.0	0.0	15.88766556	5.2	0.0	0.2
10/04/21	06:00:00	9.5	9.0	7.9	7.9	15.89186629	5.2	0.0	1.5
10/04/21	07:00:00	-10.7	9.2	32.0	32.0	15.90944454	5.2	0.0	5.4
10/04/21	08:00:00	-46.1	10.2	75.2	75.2	15.93962917	5.2	0.0	13.2
10/04/21	09:00:00	3.2	42.3	128.4	128.4	107.6229885	35.3	0.0	24.0
10/04/21	10:00:00	102.7	89.1	170.0	170.0	237.7331182	78.0	0.0	35.0
10/04/21	11:00:00	0.0	0.0	182.4	182.4	287.177	94.2	0.0	1.3
10/04/21	12:00:00	0.0	0.0	184.0	184.0	293.4332	96.2	0.0	2.9
10/04/21	13:00:00	104.8	83.9	151.2	151.2	225.3452092	73.9	0.0	30.7
10/04/21	14:00:00	40.9	48.9	108.8	108.8	129.3853372	42.4	0.0	20.3
10/04/21	15:00:00	161.1	79.7	72.6	72.6	218.5089961	71.7	0.0	15.2
10/04/21	16:00:00	273.0	108.5	32.3	32.3	293.6067805	96.3	0.0	11.7
10/04/21	17:00:00	311.7	115.2	5.4	5.4	308.1510589	101.1	0.0	8.9
10/04/21	18:00:00	309.9	111.8	2.7	2.7	302.1372557	99.1	0.0	10.4
10/04/21	19:00:00	269.1	96.5	0.0	0.0	263.1739601	86.3	0.0	5.9
10/04/21	20:00:00	193.5	68.9	0.0	0.0	190.3487667	62.4	0.0	3.1
10/04/21	21:00:00	51.1	19.4	0.0	0.0	50.66056922	16.6	0.0	0.4
10/04/21	22:00:00	22.5	9.8	0.0	0.0	22.22840628	7.3	0.0	0.2
10/04/21	23:00:00	19.3	8.8	0.0	0.0	19.05905735	6.3	0.0	0.2

Los resultados obtenidos en la simulación de los modos: Operación Con Generación, Operación Sin Generación y Operación Modo Isla, se observa que la cargabilidad de los transformadores eléctricos, líneas de distribución del proyecto y los perfiles de tensión en las barras adyacentes a la conexión se encuentran en los rangos de operación normal.

B. Análisis de cortocircuito

Con el propósito de revisar la incidencia en los equipos de maniobra y protección del sistema de distribución local del operador de red, se realiza la coordinación de protecciones y se simula un evento de falla en el punto de conexión del proyecto (ver figura 9. Simulación de cortocircuito en la barra de conexión del proyecto). Con esta simulación se evidencia que si ocurre un evento de falla eléctrica en el punto de conexión del proyecto no se compromete la estabilidad u operación del sistema eléctrico de operador de red, garantizando de esta

manera una correcta selectividad de las protecciones eléctricas internas del SFV y la protección eléctrica tipo fusible de expulsión del punto de arranque.

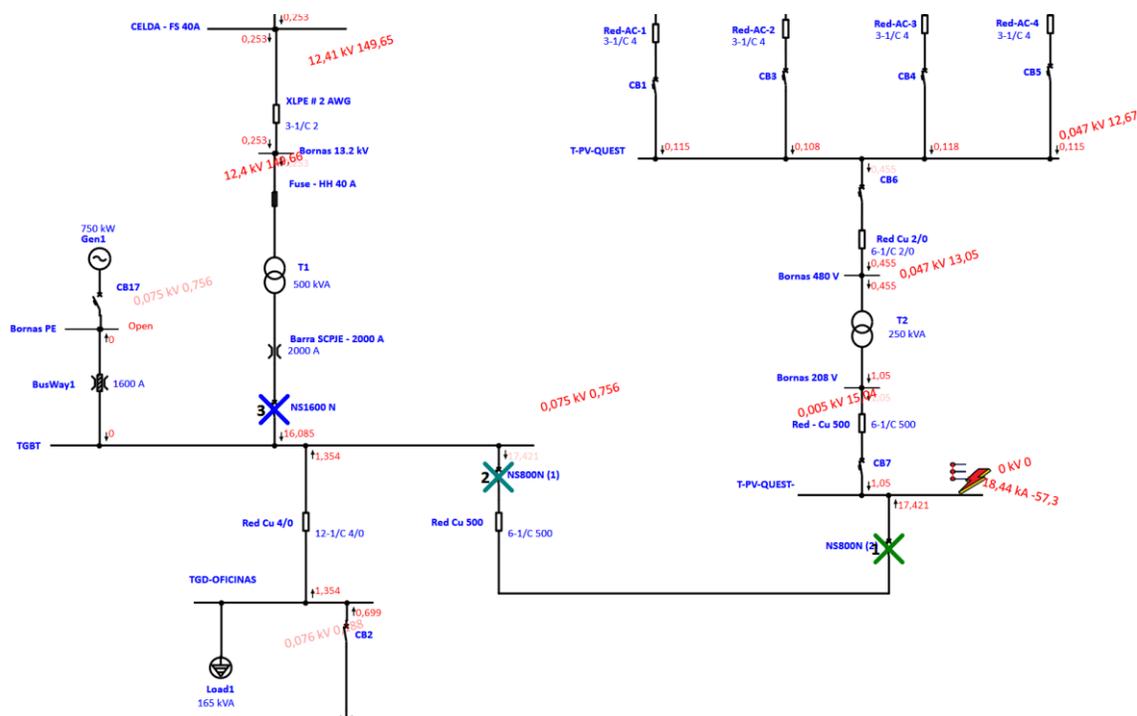


Figura 9. Simulación de Cortocircuito en la barra de conexión del proyecto.

Para la revisión de la selectividad de las protecciones eléctricas revisar la carpeta Anexos A.8. Curva de Coordinación de Protecciones.

Para el estudio de cortocircuito del proyecto, se realiza la verificación de los resultados en los escenarios descritos en la metodología. Realizando la simulación del sistema presentada en la figura 9. Cortocircuito Con conexión del SFV, figura 10. Cortocircuito Sin conexión del SFV y figura 11. Cortocircuito Sin conexión del SFV y Con GE, según los datos obtenidos en la simulación de los escenarios se verifica que no se presenta una variación significativa en los niveles de cortocircuito.

- **Escenario 1 Cortocircuito Con conexión del SFV**

En este escenario se obtienen los resultados de la simulación de cortocircuito con operador de red, con proyecto de SFV y sin grupo electrógeno.

Tabla 9. Escenario 1

ESCENARIO	AGENTE	SI	NO
1	Operador de red	X	
	Proyecto SFV	X	
	Grupo Electrónico		X

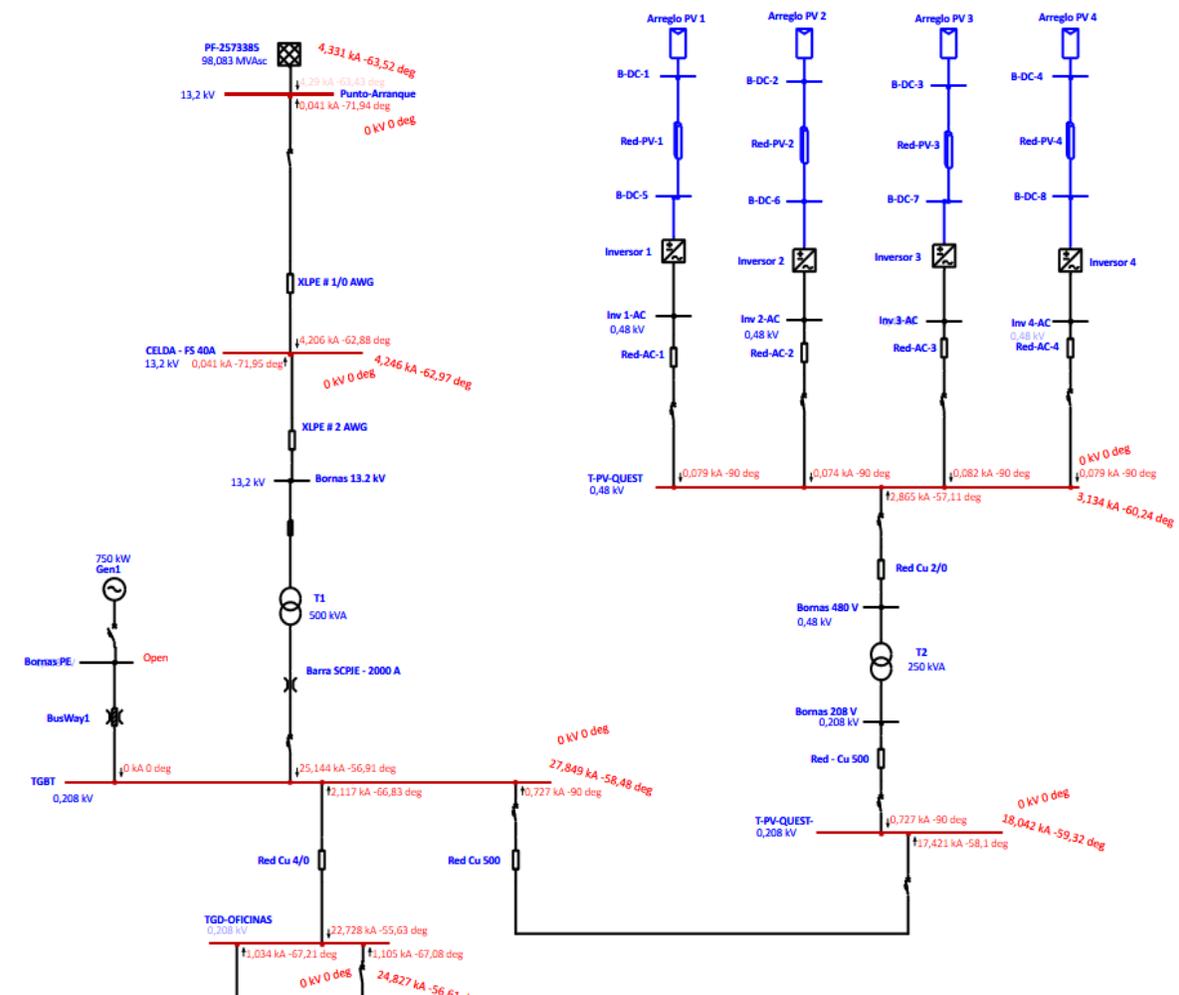


Figura 10. Cortocircuito con conexión de SFV

- **Escenario 2: Cortocircuito Sin conexión del SFV.**

En este escenario se obtienen los resultados de la simulación de cortocircuito con operador de red, sin proyecto de SFV y sin grupo electrógeno.

Tabla 10. Escenario 2.

ESCENARIO	AGENTE	SI	NO
2	Operador de red	X	
	Proyecto SFV		X
	Grupo Electrónico		X

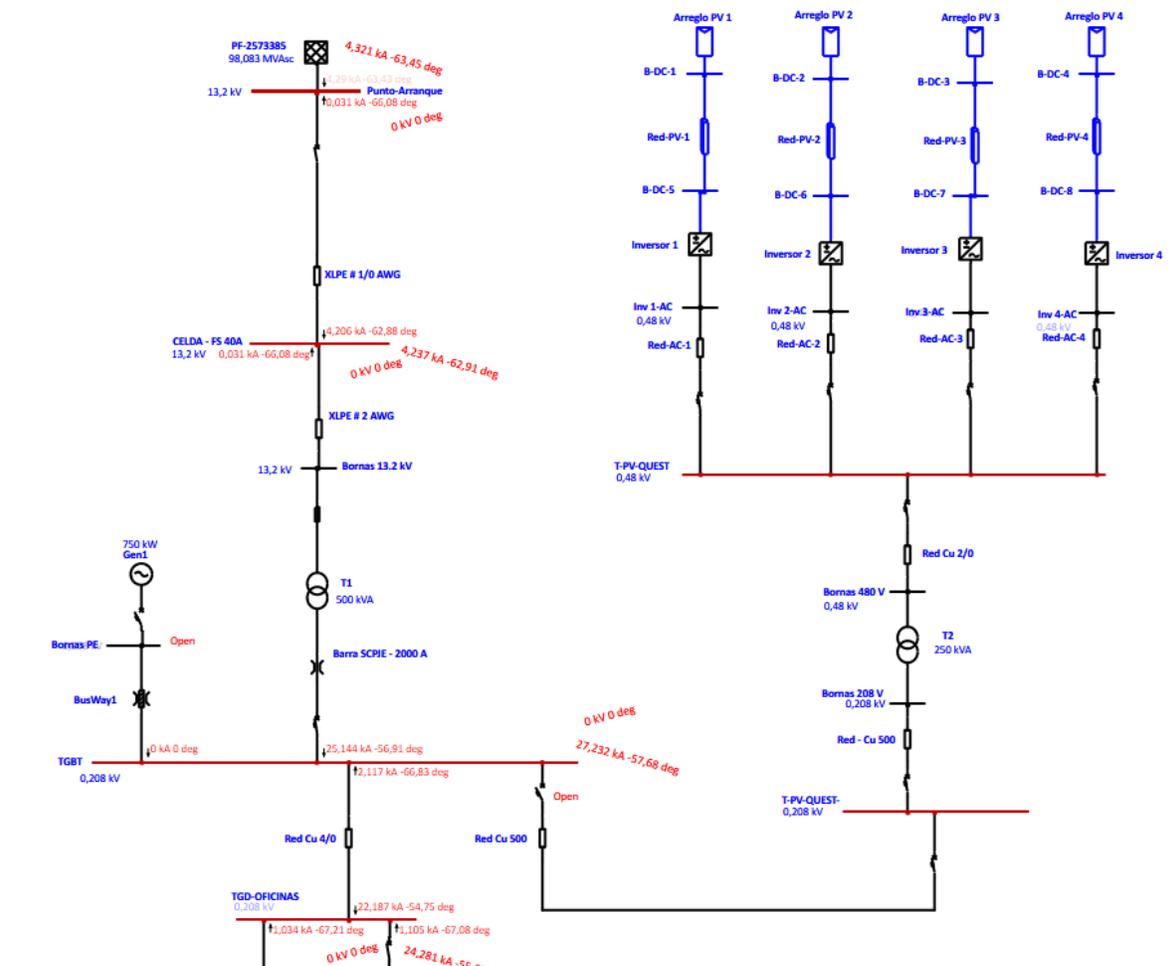


Figura 11. Cortocircuito Sin conexión del SFV.

- **Escenario 3: Cortocircuito Sin conexión del SFV Con GE.**

En este escenario se obtienen los resultados de la simulación de cortocircuito sin operador de red, sin proyecto de SFV y con grupo electrógeno.

Tabla 11. Escenario 3

ESCENARIO	AGENTE	SI	NO
3	Operador de red		X
	Proyecto SFV		X
	Grupo Electrónico	X	

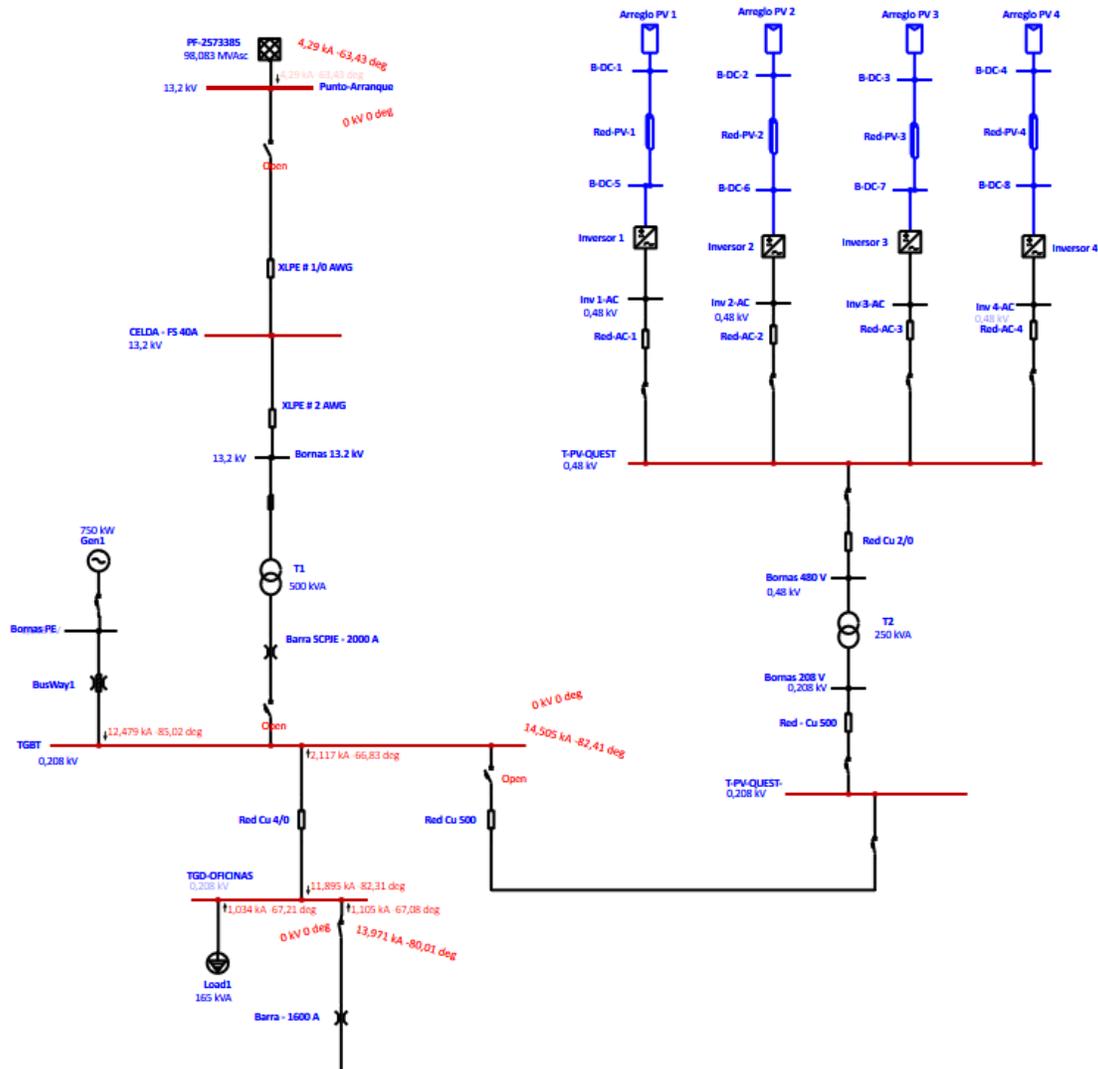


Figura 12. Cortocircuito Sin conexión del SFV y Con GE.

El análisis de los resultados del estudio de cortocircuito en los tres escenarios del sistema de autogeneración a pequeña escala se encuentra en la carpeta Anexos documentos A.3 Estudio CC Con SFV – Escenario 1, A.4 Estudio CC Sin SFV – Escenario 2 y A.5 Estudio CC Sin SFV – Escenario 3

- Análisis técnico de escenarios

Con el análisis de la simulación, se observa que los niveles de cortocircuito corriente de inicial simétrica y corriente pico no superan o modifican de forma considerable los límites de corriente de arranque o instantánea iniciales del sistema. Por lo descrito anteriormente, se establece que no es necesario realizar la configuración o ajuste a las curvas de protección de los elementos de operación y maniobra existentes y conectados a la red de distribución del OR, por tanto, la conexión del sistema de generación solar no afecta la coordinación de protecciones del sistema del operador de red y no genera incidencias en adecuación físicas o programables de la red o punto de conexión del proyecto.

Para el análisis de la magnitud del cortocircuito trifásico tomando como base el escenario 2 como se muestra en tabla de resultados (carpeta Anexos A.4 Estudio CC Sin SFV – Escenario 2) y comparado con el escenario 1. Tabla de resultados (carpeta Anexos A.4 Estudio CC Con SFV – Escenario 3), se evidencia un aumento mínimo de la contribución de cortocircuito trifásico del SFV al bus del TGD- Oficinas, TGBT y Tablero General P3. En el punto de arranque o punto de conexión a la contribución es de 0.01 con la generación SFV.

ESCENARIO 2 – INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO SIN SISTEMA FOTOVOLTAICO

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
		Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
CELDA - FS 40A	13.200	1.930	-3.772	4.237	1.292	-2.297	2.635	3.267	1.671	3.669	-3.750	-0.847	3.844
Punto-Arranque	13.200	1.931	-3.865	4.321	1.301	-2.364	2.698	3.348	1.672	3.742	-3.836	-0.822	3.923
Tablero UPS P3	0.208	10.329	-12.487	16.205	8.933	-9.013	12.690	10.814	8.945	14.034	-14.674	-5.474	15.662
Tablero-General-P3	0.208	13.638	-20.089	24.281	13.486	-18.031	22.516	17.398	11.811	21.028	-24.000	-3.675	24.280
TGBT	0.208	14.560	-23.013	27.232	14.835	-23.044	27.407	19.930	12.609	23.584	-27.487	-1.073	27.508
TGD-OFICINAS	0.208	13.638	-20.089	24.281	13.486	-18.031	22.516	17.398	11.811	21.028	-24.000	-3.675	24.280

All fault currents are symmetrical (1/2 Cycle network) values in rms kA.
* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Figura 13. Magnitud de Cortocircuito Trifásico Escenario 2.

ESCENARIO 1 – INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO CON SISTEMA FOTOVOLTAICO

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	KV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
CELDA - FS 40A	13.200	1.930	-3.783	4.246	1.292	-2.299	2.637	-3.274	-1.671	3.675	-3.758	-0.845	3.852
Punto-Arranque	13.200	1.931	-3.876	4.331	1.301	-2.366	2.700	-3.355	-1.672	3.748	-3.844	-0.820	3.931
T-PV-QUEST	0.480	1.556	-2.721	3.134	1.397	-2.190	2.598	-2.333	-1.333	2.687	-2.995	-0.335	3.014
T-PV-QUEST*	0.208	9.205	-15.518	18.042	8.102	-12.415	14.825	-13.356	-7.923	15.530	-17.058	-2.584	17.253
Tablero UPS P3	0.208	10.256	-12.900	16.480	8.947	-9.095	12.758	-10.994	-8.953	14.178	-14.904	-5.394	15.850
Tablero-General-P3	0.208	13.662	-20.730	24.827	13.490	-18.307	22.740	-17.818	-11.782	21.361	-24.570	-3.429	24.808
TGBT	0.208	14.560	-23.740	27.849	14.816	-23.464	27.750	-20.470	-12.559	24.016	-28.122	-0.705	28.131
TGD-OFICINAS	0.208	13.662	-20.730	24.827	13.490	-18.307	22.740	-17.818	-11.782	21.361	-24.570	-3.429	24.808

All fault currents are symmetrical (1/2 Cycle network) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Figura 14. Magnitud de Cortocircuito Trifásico Escenario 1.

El análisis técnico establece que la conexión del AGPE de 240 kW no representa variación en la corriente de falla del sistema eléctrico del operador de red EMCALI comparado con el sistema eléctrico sin la conexión y puesta en funcionamiento del AGPE de 240 kW del proyecto Quest.

Los resultados del estudio de cortocircuito con conexión de sistema de autogeneración a pequeña escala se encuentran en la carpeta Anexos documentos A.3 Estudio CC Con SFV – Escenario 1, A.4 Estudio CC Sin SFV – Escenario 2 y A.5 Estudio CC Sin SFV – Escenario, donde se se presentan las tablas de datos obtenidos de la simulación de cada escenario.

C. Calidad de Energía y análisis de contenido de armónicos

El cálculo para metodología del contenido de armónicos se basó en lo establecido en la IEEE 519 “Recommnd Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems” mediante la siguiente expresión de relación de corriente en cortocircuito y máxima corriente de demanda en el punto de conexión (PCC):

$$\frac{I_{SC}}{I_L} = \frac{27.849}{1.387} = 20.07$$

Table 2—Current distortion limits for systems rated 120 V through 69 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20 ^c	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Figura 15. Límite de Distorsión armónica en corriente para sistemas entre 120 V hasta 69kV – IEEE 519 Tabla 2.

Table 1—Voltage distortion limits

Bus voltage V at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0$ kV	5.0	8.0
1 kV < $V \leq 69$ kV	3.0	5.0
69 kV < $V \leq 161$ kV	1.5	2.5
161 kV < V	1.0	1.5 ^a

Figura 16. Límite de distorsión armónica en tensión – IEEE 519 tabla 1.

Según la figura 17. Límite de distorsión armónica en corriente, establecida en el IEEE 519 y tomando como base el cálculo de relación de corriente en cortocircuito y máxima corriente de demanda en el punto de conexión, se establece que el valor máximo de distorsión armónica del sistema eléctrico para su correcto funcionamiento, no debe superar el 8.0%

Table 2—Current distortion limits for systems rated 120 V through 69 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20 ^c	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Figura 17. Límite de TDD para el proyecto

- **Análisis técnico de las simulaciones del contenido de armónicos**

Teniendo en consideración el modelado de los armónicos de tensión suministrados por el OR Emcali se procede a realizar el análisis del comportamiento armónico del sistema mediante la inclusión del sistema fotovoltaico del cual se concluye lo siguiente:

1. Contenido de armónicos en tensión -barras: Para el nodo de alimentación a nivel de 13.2 kV la distorsión total armónica (THD) sin proyecto de SFV es de 1.63%, en el mismo nodo de alimentación a nivel 13.2 kV y con generación del SFV la distorsión armónica se establece en un valor de 1.62%, por tanto, se evidencia una reducción en el contenido de armónicos de tensión en la barra de conexión o punto de conexión.

Según lo establecido en la IEEE 519 y tomando como referencia la figura 16. Límite de distorsión armónica en tensión, se establece que el rango límite para el nivel de tensión del proyecto debe ser menor al 5%, valor que no es superado en la simulación de contenido de armónicos. Ver Tabla 12. Armónicos con SFV en barras y en la carpeta A.6 Estudio de flujo armónico Con SFV y el A.7 Estudio de flujo armónico Sin SFV.

2. Contenido de armónicos en tensión - punto de acople común (PCC) del SFV: en el punto de conexión del SFV a nivel 1 que corresponde al Tablero General de Baja Tensión (TGBT) la simulación establece la reducción de 1.35 % sin proyecto SFV a 1.31% con proyecto SFV, valor que no supera el límite establecido en la IEEE 519. Ver Tabla 12. Armónicos con SFV en barras y en la carpeta A.6 Estudio de flujo armónico Con SFV y el A.7 Estudio de flujo armónico Sin SFV.

3. Contenido de armónicos en corriente: estableciendo la relación de corriente de cortocircuito y la máxima corriente de demanda en el punto de conexión con valor de 20.07 entre el rango de $20 < 50$ la respectiva TDD no debe superar el 8.0%, por tanto, según lo mostrado en la tabla 14. Armónicos con SFV en conductores se evidencia que no se superan los valores de contenido de armónico establecidos en la IEEE 519.

A continuación, se muestran las tablas de datos con el contenido de armónicos de corriente y tensión para las simulaciones planteadas en las cuales se evidencian que no se superan los límites de armónicos de corriente y tensión con la inclusión del SFV, estas tablas se pueden encontrar en la carpeta de anexos A.6 Estudio de flujo armónico Con SFV y A.7 Estudio de flujo armónico Sin SFV.

Tabla 12. Armónicos con SFV en barras

Información de Armónicos con SFV en Barras

Bus ID	kV	Voltage Distortion								
		Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	TIHD %	TSHD %	THDC %	THDS
Bomas 13.2 kV	13.200	99.99	100.01	103.04	1.62	8.96	0.00	0.00	1.62	1.62
Bomas 208 V	0.208	98.66	98.67	100.56	1.26	6.47	0.00	0.00	1.26	1.26
Bomas 480 V	0.480	99.93	99.94	101.71	1.17	5.98	0.00	0.00	1.16	1.16
Bomas PE	0.208	97.97	97.98	99.93	1.31	6.73	0.00	0.00	1.31	1.31
CELDA - FS 40A	13.200	99.99	100.01	103.04	1.62	8.96	0.00	0.00	1.62	1.62
Inv 1-AC	0.480	100.00	100.01	101.78	1.16	5.97	0.00	0.00	1.16	1.16
Inv 2-AC	0.480	100.00	100.01	101.78	1.16	5.97	0.00	0.00	1.16	1.16
Inv 3-AC	0.480	100.00	100.01	101.78	1.16	5.97	0.00	0.00	1.16	1.16
Inv 4-AC	0.480	100.00	100.01	101.78	1.16	5.97	0.00	0.00	1.16	1.16
Punto-Arranque	13.200	100.00	100.01	103.04	1.62	8.96	0.00	0.00	1.62	1.62
T-FV-QUEST	0.480	99.96	99.97	101.74	1.16	5.98	0.00	0.00	1.16	1.16
T-FV-QUEST	0.208	98.32	98.32	100.24	1.28	6.60	0.00	0.00	1.28	1.28
Tablero UPS P3	0.208	97.05	97.06	98.99	1.31	6.72	0.00	0.00	1.31	1.31
Tablero-General-P3	0.208	97.49	97.49	99.44	1.31	6.73	0.00	0.00	1.31	1.31
TGBT	0.208	97.97	97.98	99.93	1.31	6.73	0.00	0.00	1.31	1.31
TGD-OFICINAS	0.208	97.49	97.49	99.44	1.31	6.73	0.00	0.00	1.31	1.31

* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.
 # Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

Tabla 13. Armónicos sin SFV en Barras

Información de Armónicos sin SFV en Barras

Bus ID	kV	Voltage Distortion								
		Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	TIHD %	TSHD %	THDC %	THDS
Bomas 13.2 kV	13.200	99.99	100.00	103.04	1.63	8.97	0.00	0.00	1.63	1.63
Bomas 208 V	0.208	100.00	100.00	100.00	0	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Bomas 480 V	0.480	100.00	100.00	100.00	0	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Bomas PE	0.208	97.33	97.34	99.34	1.35	6.94	0.00	0.00	1.35	1.35
CELDA - FS 40A	13.200	99.99	100.01	103.04	1.63	8.97	0.00	0.00	1.63	1.63
Inv 1-AC	0.480	100.00	100.00	100.00	0	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Inv 2-AC	0.480	100.00	100.00	100.00	0	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Inv 3-AC	0.480	100.00	100.00	100.00	0	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Inv 4-AC	0.480	100.00	100.00	100.00	0	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Punto-Arranque	13.200	100.00	100.01	103.05	1.63	8.97	0.00	0.00	1.63	1.63
T-FV-QUEST	0.480	100.00	100.00	100.00	0	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
T-FV-QUEST	0.208	100.00	100.00	100.00	0	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Tablero UPS P3	0.208	96.41	96.42	98.40	1.35	6.93	0.00	0.00	1.35	1.35
Tablero-General-P3	0.208	96.85	96.85	98.85	1.35	6.93	0.00	0.00	1.35	1.35
TGBT	0.208	97.33	97.34	99.34	1.35	6.94	0.00	0.00	1.35	1.35
TGD-OFICINAS	0.208	96.85	96.85	98.85	1.35	6.93	0.00	0.00	1.35	1.35

* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.
 # Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

Tabla 14. Armónicos con SFV en conductores

INFORMACIÓN ARMÓNICA DE CONDUCTORES CON SFV

Bus		Current Distortion											
From Bus ID	To Bus ID	Fund Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF	IT Amp	IT _h Amp	IT _r Amp	TIHD %	TSHD %	THDG %	%
Bornas 13.2 kV	CELDA - FS 40A	11.17	11.17	11.46	1.66	8.43	94.19	94.19	0.00	0.00	0.00	1.66	1.66
	TGBT	11.17	11.17	11.46	1.66	8.43	94.19	94.19	0.00	0.00	0.00	1.66	1.66
Bornas 208 V	TPV-QUEST	221.16	221.17	224.38	1.02	4.16	919.30	919.30	0.00	0.00	0.00	1.02	1.02
	Bornas 480 V	221.16	221.17	224.38	1.02	4.16	919.30	919.30	0.00	0.00	0.00	1.02	1.02
Bornas 480 V	TPV-QUEST	95.83	95.84	97.23	1.02	4.16	398.37	398.37	0.00	0.00	0.00	1.02	1.02
	Bornas 208 V	95.83	95.84	97.23	1.02	4.16	398.37	398.37	0.00	0.00	0.00	1.02	1.02
Bornas PE	TGBT	0	0	0	0	0	0.00	398.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CELDA - FS 40A	Punto-Arranque	11.17	11.17	11.46	1.66	8.43	94.19	94.19	0.00	0.00	0.00	1.66	1.66
	Bornas 13.2 kV	11.17	11.17	11.46	1.66	8.43	94.19	94.19	0.00	0.00	0.00	1.66	1.66
Inv 1-AC	TPV-QUEST	23.96	23.96	24.31	1.03	4.19	100.51	100.51	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03
Inv 2-AC	TPV-QUEST	23.96	23.96	24.29	0.96	3.93	94.22	94.22	0.00	0.00	0.00	0.96	0.96
Inv 3-AC	TPV-QUEST	23.96	23.96	24.32	1.05	4.30	103.14	103.14	0.00	0.00	0.00	1.05	1.05
Inv 4-AC	TPV-QUEST	23.96	23.96	24.31	1.03	4.19	100.51	100.51	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03
Punto-Arranque	CELDA - FS 40A	11.17	11.17	11.46	1.66	8.43	94.19	94.19	0.00	0.00	0.00	1.66	1.66
TPV-QUEST	Bornas 480 V	95.83	95.84	97.23	1.02	4.16	398.37	398.37	0.00	0.00	0.00	1.02	1.02
	Inv 1-AC	23.96	23.96	24.31	1.03	4.19	100.51	100.51	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03
	Inv 2-AC	23.96	23.96	24.29	0.96	3.93	94.22	94.22	0.00	0.00	0.00	0.96	0.96
	Inv 3-AC	23.96	23.96	24.32	1.05	4.30	103.14	103.14	0.00	0.00	0.00	1.05	1.05
	Inv 4-AC	23.96	23.96	24.31	1.03	4.19	100.51	100.51	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03
TPV-QUEST	Bornas 208 V	221.16	221.17	224.38	1.02	4.16	919.30	919.30	0.00	0.00	0.00	1.02	1.02
	TGBT	221.16	221.17	224.38	1.02	4.16	919.30	919.30	0.00	0.00	0.00	1.02	1.02
Tablero UPS P3	Tablero-Genera1-P3	208.40	208.41	212.24	1.21	6.20	1292.22	1292.22	0.00	0.00	0.00	1.21	1.21
Tablero-Genera1-P3	Tablero UPS P3	208.40	208.41	212.24	1.21	6.20	1292.22	1292.22	0.00	0.00	0.00	1.21	1.21
TGBT	TGD-OFICINAS	472.31	472.34	481.05	1.21	6.22	2937.08	2937.08	0.00	0.00	0.00	1.21	1.21
	TGD-OFICINAS	930.22	930.29	947.45	1.21	6.23	5794.13	5794.13	0.00	0.00	0.00	1.21	1.21
	TPV-QUEST	221.16	221.17	224.38	1.02	4.16	919.30	919.30	0.00	0.00	0.00	1.02	1.02
	Bornas PE	0	0	0	0	0	0.00	919.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TGD-OFICINAS	Bornas 13.2 kV	709.06	709.16	727.03	1.66	8.43	5977.20	5977.20	0.00	0.00	0.00	1.66	1.66
	TGBT	930.22	930.29	947.45	1.21	6.23	5794.13	5794.13	0.00	0.00	0.00	1.21	1.21
	Tablero-Genera1-P3	472.31	472.34	481.05	1.21	6.22	2937.08	2937.08	0.00	0.00	0.00	1.21	1.21

Tabla 15. Armónicos sin SFV en Barras

INFORMACIÓN ARMÓNICA DE BARRA CON SFV

Bus		Current Distortion											
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF	IT Amp	ITB Amp	ITR Amp	TIHD %	TSHD %	THDG %	%
Bornas 13.2 kV	CELDA - FS 40A	14.66	14.66	14.94	1.25	6.37	93.47	93.47	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
	TGBT	14.66	14.66	14.94	1.25	6.37	93.47	93.47	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
Bornas 208 V	T-PV-QUEST-	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Bornas 480 V	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bornas 480 V	T-PV-QUEST	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Bornas 208 V	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bornas PE	TGBT	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CELDA - FS 40A	14.66	14.66	14.94	1.25	6.37	93.47	93.47	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
Inv 1-AC	Punto-Arranque	14.66	14.66	14.94	1.25	6.37	93.47	93.47	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
	Bornas 13.2 kV	14.66	14.66	14.94	1.25	6.37	93.47	93.47	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
Inv 2-AC	T-PV-QUEST	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	T-PV-QUEST	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inv 3-AC	T-PV-QUEST	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	T-PV-QUEST	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inv 4-AC	T-PV-QUEST	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	T-PV-QUEST	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Punto-Arranque	CELDA - FS 40A	14.66	14.66	14.94	1.25	6.37	93.47	93.47	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
	T-PV-QUEST	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
T-PV-QUEST	Bornas 480 V	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Inv 1-AC	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inv 2-AC	Inv 2-AC	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Inv 3-AC	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inv 4-AC	Inv 4-AC	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	T-PV-QUEST	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
T-PV-QUEST-	Bornas 208 V	0	0	0	0	0	0.00	93.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Tablero UPS P3	208.47	208.49	212.41	1.24	6.35	1322.87	1322.87	0.00	0.00	0.00	1.24	1.24
Tablero UPS P3	Tablero UPS P3	208.47	208.49	212.41	1.24	6.35	1322.87	1322.87	0.00	0.00	0.00	1.24	1.24
	TGD-OFICINAS	472.47	472.50	481.43	1.24	6.36	3006.75	3006.75	0.00	0.00	0.00	1.24	1.24
TGBT	TGD-OFICINAS	930.40	930.48	948.08	1.25	6.37	5931.56	5931.56	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
	Bornas PE	0	0	0	0	0	0.00	5931.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bornas 13.2 kV	Bornas 13.2 kV	930.40	930.48	948.08	1.25	6.37	5931.56	5931.56	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
	TGBT	930.40	930.48	948.08	1.25	6.37	5931.56	5931.56	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
TGD-OFICINAS	TGBT	930.40	930.48	948.08	1.25	6.37	5931.56	5931.56	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25
	Tablero-General-P3	472.47	472.50	481.43	1.24	6.36	3006.75	3006.75	0.00	0.00	0.00	1.24	1.24

5. CONCLUSIONES

Análisis de cortocircuito

La Generación del SFV del proyecto Quest de 240 kW no genera aumento significativo en los niveles de cortocircuito del punto de conexión ni en los apoyos adyacentes al proyecto, por tanto, la conexión del proyecto Quest no genera cambios o modificaciones en el sistema de protección eléctrica existentes pertenecientes al operador de red.

Se verifica que ante una falla interna del SFV del proyecto Quest el sistema de coordinación de protecciones se encuentra operativamente en correcto funcionamiento, ya que no afecta o compromete la prestación del servicio de energía eléctrica a los clientes adyacentes al proyecto, es decir, ante evento de falla de cortocircuito trifásico el SFV cuenta con la selectividad de protecciones eléctricas internas hasta el punto de conexión del operador de red, evitando la incidencia en los equipos de maniobra o protección del operador de red.

Análisis de flujo de carga y potencia

Con base a los resultados de flujo de carga para los escenarios Con y Sin generación SFV, se concluye que la red eléctrica y el punto de conexión del proyecto no presenta desviaciones en los parámetros como tensión y frecuencia lo cual no compromete la estabilidad del sistema, también se logra observar la reducción en pérdidas de energía en los conductores en la franja horaria en la cual se tiene contribución energética por parte del sistema fotovoltaico SFV. Lo anterior implica una disminución de aporte de potencia por parte de la red convencional del Operador de Red.

Análisis de pérdidas

La conexión del proyecto Quest de 240 kW al sistema de distribución no presenta incremento en las pérdidas de energía, ya que disminuye la cargabilidad en las líneas de distribución y el transformador eléctrico, por tanto, se evidencia una reducción considerable en pérdidas de energía durante la franja horaria de 6 AM a 6 PM en la cual el sistema de generación SFV se encuentra funcionando.



Se concluye que, con el ingreso del proyecto, bajo cualquiera de los escenarios, la variación de las pérdidas en el Sistema de Distribución Local (SDL) presenta una pequeña disminución, lo cual representa un beneficio para el OR, tanto técnica como económicamente.

Análisis de calidad de energía y contenido de armónicos

Como resultado de la simulación realizada al sistema eléctrico con proyecto de generación SFV y sin proyecto de generación SFV, se establece que en ningún punto de operación del sistema eléctrico perteneciente al operador de red se afecta o modifica la estabilidad del mismo mediante la inclusión del sistema fotovoltaico.

6. ANEXOS

- A.1 Flujo Carga Con SFV: Corresponde al flujo de carga en el dominio del tiempo.
- A.2 Flujo Carga Sin SFV: Corresponde al flujo de carga en el dominio del tiempo
- A.3 Estudio CC Con SFV – Escenario 1
- A.4 Estudio CC Sin SFV – Escenario 2
- A.5 Estudio CC Sin SFV – Escenario 3
- A.6 Estudio de flujo armónico Con SFV.
- A.7 Estudio de flujo armónico Sin SFV.
- A.8. Curva de Coordinación de Protecciones.
- A.9. Diagrama unifilar de simulación.