



REPÚBLICA
DEL ECUADOR

Corporación Eléctrica
del Ecuador CELEC EP



DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ENERGÉTICOS Y
ELÉCTRICOS

INFORME TÉCNICO

Estudio de Interconexión del Proyecto de Generación Fotovoltaico Mazar Flotante

Diciembre 2025

Dirección: Av. 6 de diciembre N26-235 y Orellana. Edificio Transelectric.

Código postal: 170522 / Quito-Ecuador

Teléfono: +593-2 382 9870

www.celec.gob.ec

EL NUEVO
ECUADOR //



REPÚBLICA
DEL ECUADOR

Corporación Eléctrica
del Ecuador CELEC EP

Aprobado por:	Carlos Cajas Director de Planificación y Desarrollo de Proyectos de Expansión (E)	
Revisado por:	Fabricio Ordóñez Jefe Corporativo de Estudios Energéticos y Eléctricos (E)	
Elaborado por:	Gabriel Zufferey Estudios Energéticos y Eléctricos	



Tabla de contenido

1	NOMENCLATURA	5
2	OBJETIVO	5
3	INTRODUCCIÓN	5
4	ANTECEDENTES	5
5	ALCANCE	7
5.1	Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV	8
5.2	Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV	8
6	DESARROLLO	9
6.1	CONSIDERACIONES GENERALES	9
6.2	FLUJOS DE POTENCIA.....	11
6.2.1	Línea base: Sin proyecto	11
6.2.2	Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV	11
6.2.3	Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV	11
6.3	ESE	12
6.3.1	Línea base: Sin proyecto	12
6.3.2	Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV	12
6.3.3	Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV	12
6.4	CORTOCIRCUITOS	13
6.4.1	Línea base: Sin proyecto	13
6.4.2	Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV	14
6.4.1	Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV	14
6.5	CAPACIDAD REMANENTE	15
6.5.1	Línea base: Sin proyecto	15
6.5.2	Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV	16
6.5.3	Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV	16
7	ANÁLISIS DE RESULTADOS	16
7.1	Flujos de Potencia	16
7.1.1	Línea Base	17
7.1.2	Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV	17
7.1.3	Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV	17
7.2	ESE	17
7.2.1	Línea Base	17
7.2.2	Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV	17
7.2.3	Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV	18



7.3	Cortocircuitos.....	18
7.4	Capacidad Remanente	19
7.4.1	Línea Base	19
7.4.2	Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV	19
7.4.3	Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV	19
8	CONCLUSIONES	19
9	RECOMENDACIONES	20
10	ANEXOS.....	20

Índice de Figuras

Figura 4.1.	Ubicación geográfica y tramo de interés del embalse Mazar. Fuente: CELEC EP HIDROPAUTE 2019.....	6
Figura 5.1.	Ubicación geográfica del proyecto y subestaciones aledañas.....	7
Figura 5.2.	Diagrama Unifilar de conexión a la subestación Taday de 230 kV.	8
Figura 5.3.	Diagrama Unifilar de conexión a la subestación Molino de 230 kV.....	9
Figura 6.1.	Resultados de capacidad remanente por escenario – Línea base.	15
Figura 6.2.	Resultados de capacidad remanente por escenario – Alternativa 1	16
Figura 6.3.	Resultados de capacidad remanente por escenario – Alternativa 2.	16

Índice de Tablas

Tabla 5.1.	Costos referenciales del proyecto – Alternativa 1.	8
Tabla 5.2.	Costos referenciales del proyecto – Alternativa 2.	9
Tabla 6.1.	Resumen de los resultados de flujo de potencia en condiciones normales – Línea base.	11
Tabla 6.2.	Resumen de los resultados de flujo de potencia en condiciones normales – Alternativa 1.	11
Tabla 6.3.	Resumen de los resultados de flujo de potencia en condiciones normales – Alternativa 2.	11
Tabla 6.4.	Resultados de los máximos niveles de cortocircuito por barra de la zona de influencia – Línea base.	13
Tabla 6.5.	Resultados de los máximos niveles de cortocircuito por barra de la zona de influencia – Alternativa 1.	14
Tabla 6.6.	Resultados de los máximos niveles de cortocircuito por barra de la zona de influencia – Alternativa 2.	14
Tabla 7.1.	Resultados máximos de cortocircuitos por alternativa en las barras de la zona de influencia.	18



1 NOMENCLATURA

CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
DPDPE	Dirección de Planificación y Desarrollo de Proyectos de Expansión
ESE	Evaluación de Seguridad Estática
L/T	Línea de Transmisión
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
S/E	Subestación
PEG	Plan de Expansión de Generación

2 OBJETIVO

Evaluar las alternativas de interconexión del proyecto fotovoltaico Mazar Flotante al SNT, mediante conexión a nivel de 230 kV, y seleccionar la mejor opción para un horizonte de largo plazo.

3 INTRODUCCIÓN

Como parte de la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia, es necesario evaluar técnicamente las diversas alternativas de desarrollo de nuevas instalaciones que permitan la integración de los recursos de generación de energía al SNI. Las alternativas finalmente factibles de ejecutar deben proporcionar seguridad, calidad, y confiabilidad durante el servicio público de energía eléctrica, al menor costo posible. A continuación, se describen las evaluaciones técnicas requeridas para la planificación de expansión de nuevos sistemas de transmisión:

- **Flujos de Carga:** Evaluación de perfiles de voltaje, cargabilidad y pérdidas eléctricas de elementos del SNT de las alternativas, mediante simulación de flujos de potencia.
- **ESE:** Evaluación y clasificación de criticidad de contingencias N-1 empleando métodos de estado estacionario. Esta etapa pretende identificar salidas de equipo que provocan sobrecargas o sobre/bajo voltaje en los elementos del sistema de potencia, considerando lo estipulado en la regulación nacional vigente.
- **Cortocircuitos:** Contrastación de niveles de cortocircuitos en barras de subestaciones, con respecto a la capacidad nominal de interruptores instalados en el SNT, posterior al cambio en las condiciones operativas del sistema de transmisión por la integración de nuevos proyectos.
- **Capacidad Remanente:** Determinación de capacidad remanente, para conocer la generación que puede ser instalada en subestaciones del SNT considerando restricciones de seguridad estática.

4 ANTECEDENTES

CELEC EP SUR, como parte de sus planes de expansión de generación renovable, realizó en el año 2018 con el concurso de técnicos de CELEC EP MATRIZ, un perfil de estudio sobre el potencial de generación solar fotovoltaico flotante en el Embalse Mazar.



En julio de 2019, CELEC EP SUR presentó el diseño de prefactibilidad de generación fotovoltaica flotante en el embalse Mazar – 201 MWp (CC) y 159 MWp (CA) – que sustenta la viabilidad técnica, socioambiental, legal, económica y financiera del proyecto.

La central hidroeléctrica Mazar es parte del complejo hidroeléctrico Paute integral y aprovecha la energía del río Paute para la generación eléctrica. La Central Mazar (170MW) y Embalse del mismo nombre que la alimenta, se ubican al sureste del Ecuador, entre las provincias de Cañar y Azuay. El Estudio se desarrolla sobre tramo del río Paute que corre de Sur a Norte y que forma el Embalse Mazar determinado entre la confluencia de los ríos Paute y Collay (denominado Delta del Río Paute) y la cabecera de la Presa Mazar, cuya longitud es de 14,36 km. En la Figura 4.1 se muestra la ubicación geográfica referencial del proyecto de generación Mazar Flotante.

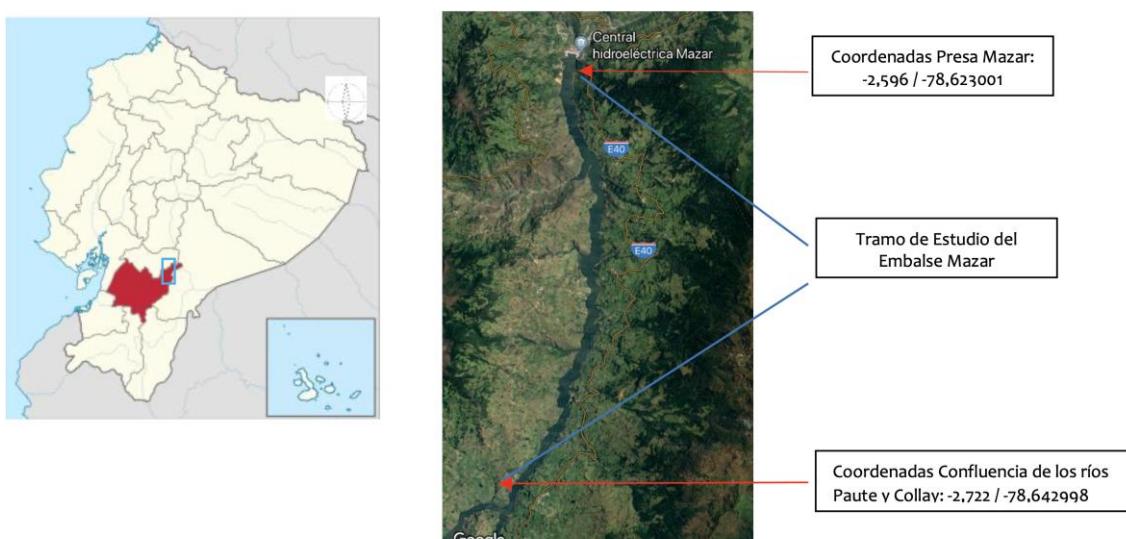


Figura 4.1. Ubicación geográfica y tramo de interés del embalse Mazar. Fuente: CELEC EP HIDROPAUTE 2019.

Con Resolución No. CEL-RES-0042-25 del 18 de febrero del 2025 la Gerencia General Subrogante de CELEC EP resuelve en el Artículo 2:

“Designar a la Gerencia de la Unidad de Negocio CELEC EP CELEC SUR, para que, bajo su exclusiva responsabilidad y previa verificación del cumplimiento de todos los requerimientos técnicos, económicos y legales aplicables, de conformidad con la normativa legal respectiva, lleve a cabo la ejecución de las diferentes fases de desarrollo de campo de los Proyectos (...) PFV Mazar Flotante (...).”

El 24 de junio de 2025, se llevaron a cabo reuniones de trabajo entre personal de la DPDPE, TRANSELECTRIC y la comisión de CELEC SUR encargada del levantamiento de los TDRs antes mencionados, con el objetivo de revisar la documentación disponible del proyecto, las obras de expansión del SNT planificadas en la zona y posibles alternativas de conexión. En este contexto, el 25 de junio de 2025, se realizaron visitas técnicas a las subestaciones de la zona para establecer las alternativas de conexión finalmente viables. Como resultado, se identificaron dos alternativas de conexión, para su consideración en el presente estudio:



- Conexión a la S/E Taday 230 kV.
- Conexión a la S/E Molino 230 kV (modernizada).

Es importante mencionar que, durante las visitas en sitio realizadas, se descartó la posibilidad de una conexión a la subestación de salida de las unidades de generación de la central Mazar por falta de espacio. Por otro lado, el seccionamiento o conexión en "T" a las líneas de salida hacia la S/E Zhoray de dichas unidades para la conexión también fue descartada por dificultades de topografía y de los esquemas de protecciones asociados.

5 ALCANCE

Con base en las visitas de campo efectuadas a las subestaciones de la zona en coordinación con personal de las unidades de negocio CELEC SUR y TRANSELECTRIC, se plantean las siguientes posibilidades de conexión para el proyecto Mazar Flotante:

- Conexión a la S/E Taday, a una nueva bahía de ampliación de la barra de 230 kV.
- Conexión a la S/E Molino de 230 kV, una vez que esta sea modernizada.



Figura 5.1. Ubicación geográfica del proyecto y subestaciones aledañas.

El proyecto de modernización de la S/E Molino tiene previsto su ingreso en operación en el segundo semestre de 2030, mientras que el proyecto Mazar Flotante se contempla en la actualización del PEG con un ingreso programado para el segundo semestre de 2029. En este contexto, si la conexión a la S/E Molino se determina como la alternativa más adecuada como resultado del estudio, será necesario establecer un esquema de



conexión temporal que permita el despacho de la central, previo al ingreso del proyecto de modernización de Molino 230 kV.

En este sentido, se detallan a continuación los alcances correspondientes a la implementación de las alternativas de conexión mencionadas.

5.1 Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV

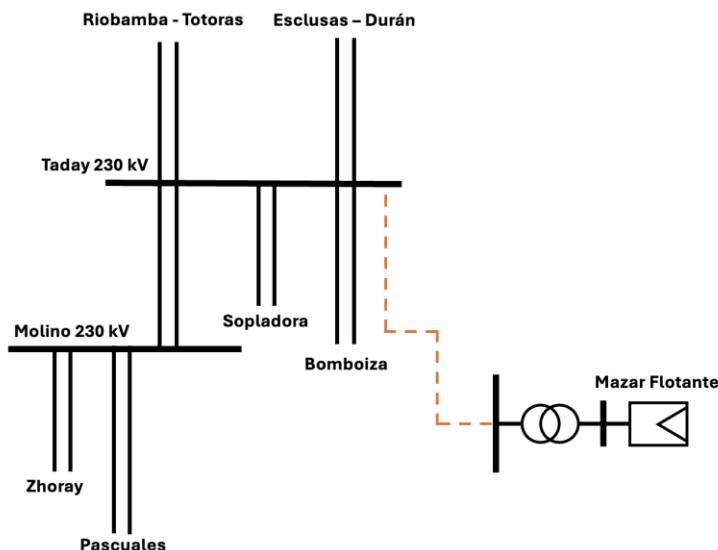


Figura 5.2. Diagrama Unifilar de conexión a la subestación Taday de 230 kV.

El desarrollo del proyecto bajo esta alternativa tiene el siguiente alcance:

- Ampliación de la barra de 230 kV para la incorporación de una bahía de línea en la S/E Taday.
- L/T Mazar Flotante – Taday de aproximadamente 15.6 km, aislada en 230 kV, simple circuito 500 MCM.

Los costos referenciales asociados a la interconexión del proyecto Mazar Flotante a la S/E Taday a nivel de 230 kV se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Costos referenciales del proyecto – Alternativa 1.

Elemento	Cantidad	Costo en USD
Bahía de línea de 230 kV (S/E Taday)	1	\$ 1.691.631,98
L/T Mazar Flotante – Taday, 15.6 km, 230 kV, simple circuito 500 MCM.	1	\$ 4.836.000,00
TOTAL		\$ 6.527.631,98

5.2 Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV

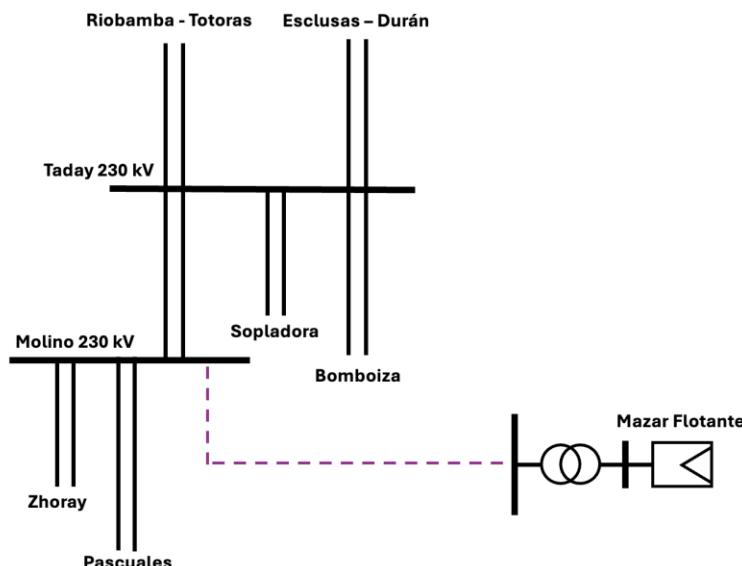


Figura 5.3. Diagrama Unifilar de conexión a la subestación Molino de 230 kV.

El desarrollo del proyecto bajo esta alternativa tiene el siguiente alcance:

- Una bahía de línea de 230 kV en la S/E Molino.
- L/T Mazar Flotante – Molino de aproximadamente 23.6 km, aislada en 230 kV, simple circuito 500 MCM.

Los costos referenciales asociados a la interconexión del proyecto Mazar Flotante a la S/E Molino a nivel de 230 kV se muestran en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Costos referenciales del proyecto – Alternativa 2.

Elemento	Cantidad	Costo en USD
Bahía de línea de 230 kV (S/E Molino) *	1	-
L/T Mazar Flotante – Molino, 23.6 km, 230 kV, simple circuito 500 MCM.	1	\$ 7.316.000,00
TOTAL		\$ 7.316.000,00

Notas:

*La S/E Molino contará con bahías disponibles de ser requerido por el proyecto Mazar Flotante.

6 DESARROLLO

6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

- Para el estudio se emplea la base de datos de expansión actualizada en su versión “50 BD_SNI_2023_2032 8may2025”.
- Ingreso en operación del proyecto Mazar Flotante, con una potencia máxima de 159 MW, a partir del primer semestre del año 2030.



- Considerando que el proyecto de generación Mazar Flotante es de tipo fotovoltaico, se estudian únicamente los escenarios de demanda media dentro de la base de datos.
- Para el análisis de contingencias N-1, se consideran los siguientes elementos dentro de la zona de influencia para las alternativas planteadas, así como para su línea base:

Elementos Analizados	
L_CUMB_ENCU_2_1	L/T Cumbaratza – Encuentros 230 kV
T_LAPAZ_ATT	Transformador La Paz 230 kV / 138 kV
L_MOLI_LAPAZ_1_1	L/T Molino – La Paz 230 kV
L_MILA_PASC_2_1	L/T Milagro – Pascuales 230 kV
L_ENCU_BOMB_2_1	L/T Encuentros – Bomboiza 230 kV
L_MOLI_CHORRI_2_2	L/T Molino – Chorillos 230 kV
T_TADAY_ATT_230_138	Transformador Taday 230 kV / 138 kV
L CUEN_TADAY_1_1	L/T Cuenca – Taday 138 kV
L_MILA_DURA_2_2	L/T Milagro - Durán 230 kV
L_TOTO_TADA_2_1	L/T Totoras – Taday 230 kV
L_RIOB_TADA_2_1	L/T Riobamba - Taday 230 kV
L_TADA_MOLI_2_1	L/T Taday - Molino 230 kV
L_YANA_DELS_1_1	L/T Yanacocha – Delsitanisagua 138 kV
L_DELS_CUMB_1_1	L/T Delsitanisagua - Cumbaratza 138 kV
L_CARD_TADA_2_1	L/T Cardenillo - Taday 230 kV
L_SOPL_CARD_2_1	L/T Sopladora – Cardenillo 230 kV
L_MOLI_ZHOR_2_1	L/T Molino - Zhoray 230 kV
L_MILA_ZHOR_2_1	L/T Milagro – Zhoray 230 kV
L_DCER_MILA_2_1	L/T Dos Cerritos – Milagro 230 kV
L_DCER_PASC_2_1	L/T Dos Cerritos - Pascuales 230 kV
L_MOLI_PASC_2_1	L/T Molino – Pascuales 230 kV
T_TADA_ATI	Transformador Taday 500 kV / 230 kV
L CUEN_LPAZ_1_2	L/T Cuenca – La Paz 138 kV
L_LPAZ_YANA_1_2	L/T La Paz - Yanacocha 138 kV
L_SOPL_TADA_2_1	L/T Sopladora – Taday 230 kV
T_CBTZA_ATT	Transformador Cumbaratza 230 kV / 138 kV
L_TADA_BOMB_2_2	L/T Taday – Bomboiza 230 kV
L CUEN_YANA_1_1	L/T Cuenca - Yanacocha 138 kV
L_TADA_DURA_2_1	L/T Taday – Durán 230 kV
L_TADA_ESCL_2_2(1)	L/T Taday – Esclusas 230 kV
L_SINI_ZHOR_2_2	L/T Sinincay – Zhoray 230 kV

- Se realizan las evaluaciones técnicas requeridas (Flujos de potencia, ESE, Cortocircuitos, y Capacidad Remanente), indicadas en sección 3 del presente informe, considerando el alcance expuesto previamente (alternativas y línea base). El detalle de los resultados obtenidos se encuentra disponible en el “Anexo 1: Memoria de Cálculos”.



6.2 FLUJOS DE POTENCIA

Esta sección presenta el resumen de los resultados del análisis de flujos de potencia en condiciones normales de operación. Se analizan los escenarios de demanda media desde el año 2030 hasta el año horizonte de la base de datos de expansión utilizada (2032).

6.2.1 Línea base: Sin proyecto

Tabla 6.1. Resumen de los resultados de flujo de potencia en condiciones normales – Línea base.

Escenario	Voltajes	Cargabilidad en Líneas	Cargabilidad en Transformadores	Pérdidas Sistema
L_MED_2030	En rango	En rango	En rango	204.07 MW - 3.00 %
S_MED_2030	En rango	En rango	En rango	141.54 MW – 2.13 %
L_MED_2031	En rango	En rango	En rango	205.76 MW – 2.92 %
S_MED_2031	En rango	En rango	En rango	130.77 MW – 1.88 %
L_MED_2032	En rango	En rango	En rango	205.52 MW – 2.82 %
S_MED_2032	En rango	En rango	En rango	128.77 MW – 1.78 %

6.2.2 Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV

Tabla 6.2. Resumen de los resultados de flujo de potencia en condiciones normales – Alternativa 1.

Escenario	Voltajes	Cargabilidad en Líneas	Cargabilidad en Transformadores	Pérdidas Sistema
L_MED_2030	En rango	En rango	En rango	202.53 MW - 2.98 %
S_MED_2030	En rango	En rango	En rango	143.59 MW - 2.16 %
L_MED_2031	En rango	En rango	En rango	204.91 MW - 2.91 %
S_MED_2031	En rango	En rango	En rango	135.46 MW – 1.95 %
L_MED_2032	En rango	En rango	En rango	204.20 MW – 2.81 %
S_MED_2032	En rango	En rango	En rango	129.05 MW – 1.78 %

6.2.3 Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV

Tabla 6.3. Resumen de los resultados de flujo de potencia en condiciones normales – Alternativa 2.

Escenario	Voltajes	Cargabilidad en Líneas	Cargabilidad en Transformadores	Pérdidas Sistema
L_MED_2030	En rango	En rango	En rango	200.59 MW – 2.95 %



S_MED_2030	En rango	En rango	En rango	141.95 MW – 2.13 %
L_MED_2031	En rango	En rango	En rango	203.01 MW – 2.88 %
S_MED_2031	En rango	En rango	En rango	134.03 MW - 1.93 %
L_MED_2032	En rango	En rango	En rango	203.51 MW – 2.80 %
S_MED_2032	En rango	En rango	En rango	128.30 MW – 1.77 %

6.3 ESE

Esta sección presenta el resumen de los resultados del análisis de flujos de potencia en condiciones de emergencia por contingencias N-1, correspondientes a la desconexión de los elementos del SNT expuestos en sección 6.1 “Consideraciones Generales”.

Se detallan a continuación los casos de estudio que registraron excedencias en los valores límite de las variables eléctricas de los elementos pertenecientes a la zona de influencia.

6.3.1 Línea base: Sin proyecto

Se presentan variables fuera de rango en los siguientes casos:

- Escenarios lluvioso y seco de demanda media de 2030: voltajes de 1,052 p.u. y 1,058 p.u. respectivamente, en la barra La Paz ante la salida del transformador La Paz 230 kV / 138 kV.
- Escenario seco de demanda media de 2031: voltaje de 1,059 p.u. en la barra La Paz ante la salida del transformador La Paz 230 kV / 138 kV.
- Escenario seco de demanda media de 2032: voltaje de 1,057 p.u. en la barra La Paz ante la salida del transformador La Paz 230 kV / 138 kV.

6.3.2 Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV

Se presentan variables fuera de rango en los siguientes casos:

- Escenario lluvioso de demanda media de 2030: voltaje de 1,051 p.u. en la barra La Paz ante la salida del transformador La Paz 230 kV / 138 kV.
- Escenario lluvioso de demanda media de 2031: voltajes de 0,942 p.u., 0,942 p.u., 0,949 p.u., 0,944 p.u. en las barras Durán, Milagro, Dos Cerritos y Esclusas, ante la salida de la L/T Taday – Esclusas; voltajes de 0,945 p.u., 0,944 p.u., 0,949 p.u., en las barras Durán, Milagro y Esclusas, ante la salida de la L/T Taday – Durán.
- Escenario seco de demanda media de 2032: voltaje de 1,055 p.u. en la barra La Paz ante la salida del transformador La Paz 230 kV / 138 kV.

6.3.3 Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV

Se presentan variables fuera de rango en los siguientes casos:



- Escenarios lluvioso y seco de demanda media de 2030: voltajes de 1,053 p.u. y 1,052 p.u. respectivamente, en la barra La Paz ante la salida del transformador La Paz 230 kV / 138 kV.
- Escenario lluvioso de demanda media de 2031: voltajes de 0,948 p.u., 0,944 p.u. y 0,949 p.u. en las barras Milagro, San Idelfonso y Durán de 230 kV respectivamente, ante la salida de la L/T Taday – Esclusas; voltajes de 0,95 p.u. y 0,946 p.u. en las barras Milagro y San Idelfonso, ante la salida de la L/T Taday – Durán
- Escenario seco de demanda media de 2032: voltaje de 1,056 p.u. en la barra La Paz ante la salida del transformador La Paz 230 kV / 138 kV.

6.4 CORTOCIRCUITOS

Se realiza un estudio de cortocircuitos en las subestaciones de la zona de influencia del proyecto. Esto con el objetivo de conocer si el equipo primario instalado o a instalarse en las mismas tiene la capacidad suficiente para soportar posibles corrientes de falla que se pudieran producir, considerando la incorporación del proyecto. A continuación, se presenta el resumen de los valores de corrientes de falla máximas obtenidas de los cálculos de cortocircuitos monofásicos y trifásicos de los escenarios de estudio en las subestaciones mencionadas. Se considera la siguiente simbología:

- Skss: Potencia de cortocircuito en MVA.
- Ikss: Corriente inicial de cortocircuito en kA.
- ip: Corriente pico de cortocircuito en kA.

6.4.1 Línea base: Sin proyecto

Tabla 6.4. Resultados de los máximos niveles de cortocircuito por barra de la zona de influencia – Línea base.

Barra	Cortocircuitos Monofásicos			Cortocircuitos Trifásicos		
	Ikss Max	ip Max	Skss Max	Ikss Max	ip Max	Skss Max
B_Bomboiza_230	7,3	18,29	969,56	7,56	18,94	3012,98
B_Cardenillo_230	24,85	64,28	3299,97	22,18	57,37	8835,78
B_Chorrillos_230	44,16	113,87	5864,42	32,23	83,11	12841,39
B_Cuenca_138	11,92	27,56	949,5	11,62	26,88	2778,27
B_Cumbaratza_138	9,78	24,31	779,08	8,65	21,5	2066,64
B_Cumbaratza_230	5,33	13,11	707,72	5,45	13,4	2169,64
B_Delsitanisagua_138	10,78	26,67	858,94	9,54	23,61	2280,96
B_Dos_Cerritos_230	16,42	40,79	2180,03	17,78	44,17	7083,48
B_Duran_230	17,9	44,27	2376,78	16,89	41,78	6729,12
B_Encuentros_230	5,66	13,77	752,05	6,28	15,27	2500,89
B_Esclusas_230	25,8	65,49	3426,49	21,15	53,67	8424,48
B_La_Paz_138	11,4	27,72	908,39	10,32	25,09	2466,54
B_La_Paz_230	6,88	17,05	913,66	7,56	18,73	3011,52
B_Milagro_230	21,35	53,05	2834,61	20,86	51,85	8310,64
B_Molino_230	30,03	77,3	3988,1	27,26	70,18	10861,1
B_NMacas_230	5,74	13,36	761,63	5,22	12,14	2077,53
B_Pascuales_230	37,37	95,64	4961,86	29,81	76,29	11874,12
B_Riobamba_230	5,94	14,63	788,7	5,97	14,69	2376,85
B_San_Bartolo_230	10,1	23,46	1340,96	10,66	24,75	4245,25
B_Sinincay_230	6,93	17,13	919,71	8,19	20,26	3263,88
B_Sopladora_230	25,59	66,08	3397,57	23,26	60,08	9267,15



B_Taday_138	12,36	31,33	984,42	11,59	29,39	2770,73
B_Taday_230	30,83	79,49	4094,36	29,67	76,5	11820,85
B_Taday_500	8,74	23,45	2523,38	9,38	25,17	8126,58
B_Totoras_230	14,27	36,05	1895,51	14,85	37,51	5917,62
B_Yanacocha_138	9,45	22,37	752,88	8,91	21,08	2128,59
B_Zhoray_230	18,77	47,14	2492,37	19,46	48,88	7752,45

6.4.2 Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV

Tabla 6.5. Resultados de los máximos niveles de cortocircuito por barra de la zona de influencia – Alternativa 1.

Barra	Cortocircuitos Monofásicos			Cortocircuitos Trifásicos		
	Ikss Max	ip Max	Skss Max	Ikss Max	ip Max	Skss Max
B_Bomboiza_230	7,32	18,3	972,12	7,61	18,98	3032,36
B_Cardenillo_230	24,07	61,97	3196,48	21,34	54,8	8503,06
B_Chorrillos_230	44,14	113,67	5861,34	32,26	82,97	12850,8
B_Cuenca_138	11,95	27,59	951,8	11,7	26,96	2795,46
B_Cumbaratza_138	9,8	24,34	781,2	8,7	21,56	2079,75
B_Cumbaratza_230	5,35	13,13	709,95	5,48	13,44	2184,92
B_Delsitanisagua_138	10,81	26,7	861,02	9,6	23,68	2293,95
B_Dos_Cerritos_230	16,44	40,8	2183,38	17,83	44,19	7103,87
B_Duran_230	17,93	44,29	2381,32	16,96	41,83	6757,75
B_Encuentros_230	5,68	13,79	754,43	6,32	15,31	2518,31
B_Esclusas_230	25,85	65,53	3432,96	21,23	53,74	8458,96
B_La_Paz_138	11,43	27,75	910,71	10,38	25,16	2481,92
B_La_Paz_230	6,9	17,06	916,02	7,6	18,77	3028,65
B_Milagro_230	21,35	53	2834,51	20,88	51,75	8316,53
B_Molino_230	29,97	77,03	3979,12	27,25	69,91	10853,69
B_NMacas_230	5,73	13,32	760,38	5,22	12,12	2079,92
B_Pascuales_230	37,37	95,53	4961,8	29,84	76,19	11887,81
B_Riobamba_230	5,96	14,64	790,84	6	14,73	2390,82
B_San_Bartolo_230	9,99	23,2	1326,42	10,5	24,33	4183,17
B_Sinincay_230	6,94	17,15	922,05	8,24	20,31	3281,27
B_Sopladora_230	24,46	62,82	3248,52	22,01	56,36	8767,76
B_Taday_138	12,38	31,3	986,69	11,67	29,42	2790,07
B_Taday_230	30,33	77,87	4027,37	29,1	74,44	11590,85
B_Taday_500	8,74	23,36	2521,91	9,39	25,06	8132,21
B_Totoras_230	14,29	36,05	1896,99	14,88	37,52	5929,35
B_Yanacocha_138	9,47	22,4	754,88	8,96	21,15	2141,47
B_Zhoray_230	18,77	47,1	2492,98	19,5	48,84	7767,64

6.4.1 Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV

Tabla 6.6. Resultados de los máximos niveles de cortocircuito por barra de la zona de influencia – Alternativa 2.

Barra	Cortocircuitos Monofásicos			Cortocircuitos Trifásicos		
	Ikss Max	ip Max	Skss Max	Ikss Max	ip Max	Skss Max
B_Bomboiza_230	7,3	18,27	969,93	7,58	18,93	3018,81
B_Cardenillo_230	24	61,87	3186,52	21,21	54,61	8450,36
B_Chorrillos_230	44,17	113,72	5865,74	32,31	83,03	12870,04
B_Cuenca_138	11,94	27,58	951,5	11,69	26,95	2793,72
B_Cumbaratza_138	9,8	24,33	780,42	8,68	21,54	2075,64
B_Cumbaratza_230	5,34	13,11	708,77	5,47	13,41	2177,68
B_Delsitanisagua_138	10,8	26,69	860,51	9,59	23,66	2291,25



B_Dos_Cerritos_230	16,46	40,82	2185,14	17,86	44,23	7115,33
B_Duran_230	17,94	44,3	2381,73	16,97	41,83	6760,05
B_Encuentros_230	5,67	13,78	752,92	6,3	15,28	2508,3
B_Esclusas_230	25,85	65,53	3433,24	21,24	53,75	8460,34
B_La_Paz_138	11,45	27,77	912,02	10,41	25,2	2489,02
B_La_Paz_230	6,92	17,09	918,63	7,65	18,83	3045,87
B_Milagro_230	21,36	53,02	2836,73	20,91	51,8	8329,54
B_Molino_230	30,09	77,21	3995,96	27,48	70,24	10946,39
B_NMacas_230	5,71	13,3	758,61	5,2	12,09	2070,31
B_Pascuales_230	37,4	95,57	4965,84	29,89	76,26	11907,12
B_Riobamba_230	5,95	14,63	789,67	5,98	14,71	2383,77
B_San_Bartolo_230	9,96	23,16	1322,63	10,44	24,25	4159,39
B_Sinincay_230	21,85	56,52	2901,82	19,11	49,37	7613,72
B_Sopladora_230	24,39	62,71	3238,3	21,87	56,16	8712,89
B_Taday_138	12,36	31,26	984,68	11,63	29,35	2778,75
B_Taday_230	30,21	77,71	4012,24	28,88	74,13	11503,38
B_Taday_500	8,72	23,34	2517,01	9,35	25	8100,55
B_Totoras_230	14,28	36,04	1896,06	14,87	37,5	5923,55
B_Yanacocha_138	9,47	22,4	754,86	8,96	21,15	2141,35
B_Zhoray_230	18,84	47,2	2502,13	19,64	49,04	7824,66

6.5 CAPACIDAD REMANENTE

6.5.1 Línea base: Sin proyecto

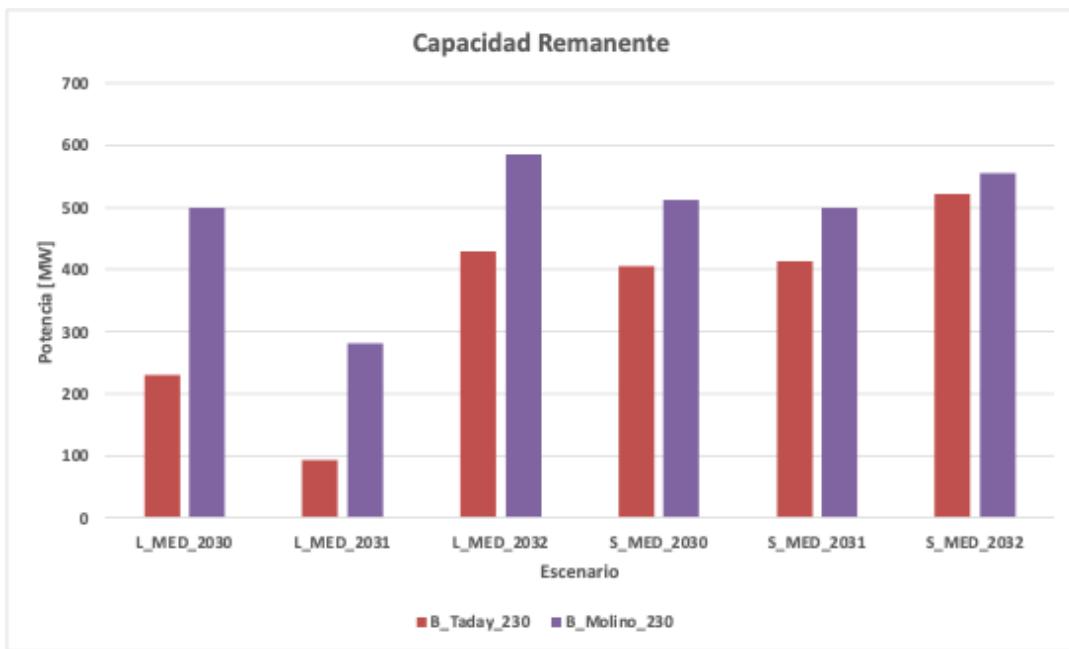


Figura 6.1. Resultados de capacidad remanente por escenario – Línea base.



6.5.2 Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV

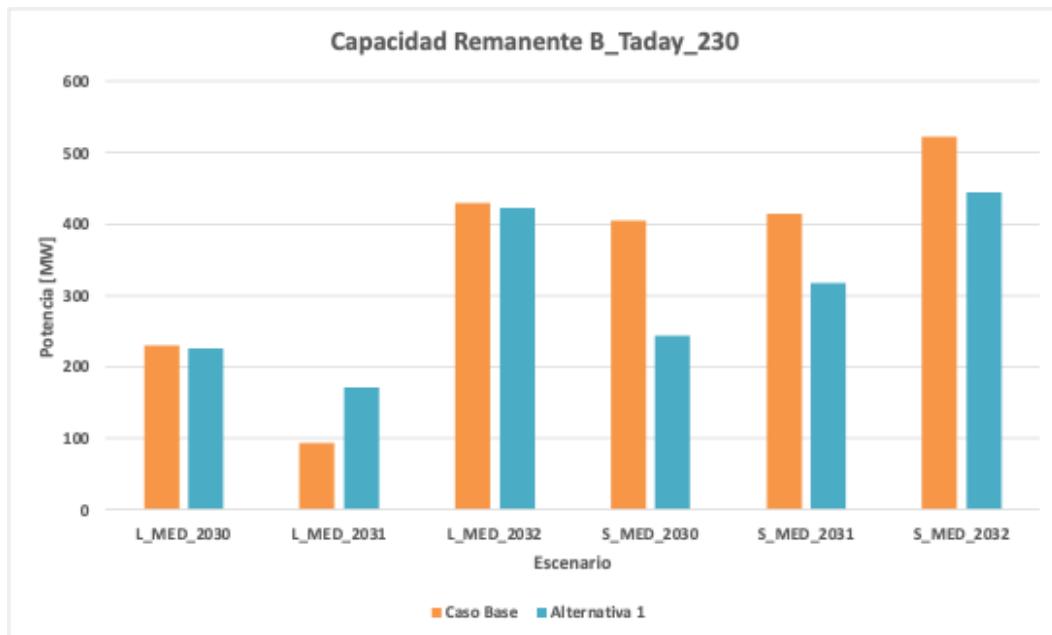


Figura 6.2. Resultados de capacidad remanente por escenario – Alternativa 1.

6.5.3 Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV

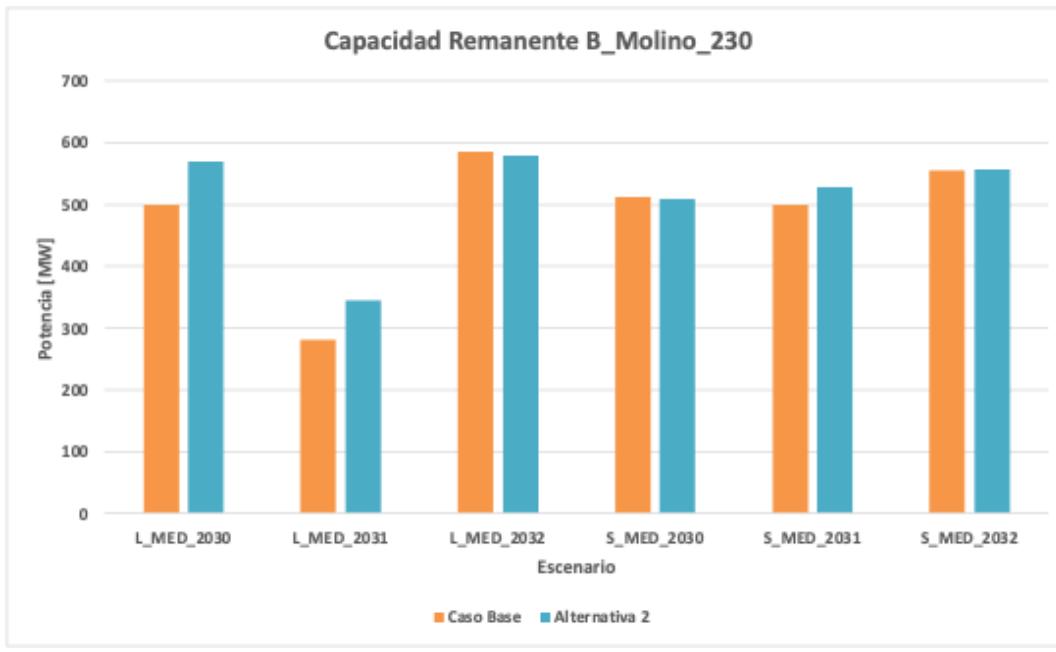


Figura 6.3. Resultados de capacidad remanente por escenario – Alternativa 2.

7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1 Flujos de Potencia



7.1.1 Línea Base

No se presentan violaciones de voltaje en las barras de la zona de influencia. Por otro lado, las cargabilidades de las líneas de transmisión se encuentran dentro de los rangos normales de operación y no superan el 60 %. Los transformadores aledaños al proyecto no sobrepasan los límites de cargabilidad en operación normal, puesto que no superan el 50 %. Las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del 3 % en todos los casos.

7.1.2 Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV

No se presentan violaciones de voltaje en las barras de la zona de influencia. Por otro lado, las cargabilidades de las líneas de transmisión se encuentran dentro de los rangos normales de operación y de hasta el 60 %. Los transformadores aledaños al proyecto no sobrepasan los límites de cargabilidad en operación normal, puesto que no superan el 50 %. Las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del 3 % en todos los casos.

7.1.3 Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV

No se presentan violaciones de voltaje en las barras de la zona de influencia. Por otro lado, las cargabilidades de las líneas de transmisión se encuentran dentro de los rangos normales de operación y no superan el 60 %. Los transformadores aledaños al proyecto no sobrepasan los límites de cargabilidad en operación normal, puesto que no superan el 50 %. Las pérdidas del sistema se mantienen por debajo del 3 % en todos los casos.

7.2 ESE

7.2.1 Línea Base

Los niveles de voltaje se mantienen en los rangos de operación normal en la mayoría de las contingencias y escenarios simulados, con excepción del nivel de voltaje en La Paz 230 kV ante la desconexión del transformador 230 kV / 138 kV de la misma subestación en los escenarios lluvioso y seco de 2030 y secos de 2031 y 2032. El máximo valor registrado alcanza 1,059 p.u. Cabe mencionar que a pesar de que no se registren como críticas las contingencias de desconexión de las L/T Taday – Esclusas y Taday – Durán, como lo son en las alternativas de conexión, los niveles de voltaje en las barras monitoreadas de la zona de Guayaquil que se encuentran justo en el límite del rango de operación permitido.

Los niveles de cargabilidad de los elementos monitoreados (líneas de transmisión y transformadores) de la zona de influencia se mantienen por debajo de los límites de seguridad en todos los casos simulados.

7.2.2 Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV

Los niveles de voltaje se mantienen en los rangos de operación normal en la mayoría de las contingencias y escenarios simulados, con excepción del nivel de voltaje en La Paz 230 kV ante la desconexión del transformador 230 kV / 138 kV de la misma subestación en los escenarios lluvioso de 2030 y 2032. El máximo valor registrado alcanza 1,055 p.u. Por otro lado, la salida de las L/T Taday – Esclusas y Taday - Durán



provocó bajos voltajes en el escenario lluvioso de 2031, en la zona de Guayaquil de hasta 0,942.

Los niveles de cargabilidad de los elementos monitoreados (líneas de transmisión y transformadores) de la zona de influencia se mantienen por debajo de los límites de seguridad en todos los casos simulados.

7.2.3 Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV

Los niveles de voltaje se mantienen en los rangos de operación normal en la mayoría de las contingencias y escenarios simulados, con excepción del nivel de voltaje en La Paz 230 kV ante la desconexión del transformador 230 kV / 138 kV de la misma subestación en los escenarios lluvioso y seco de 2030 y seco de 2032. El máximo valor registrado alcanza 1,056 p.u. Por otro lado, la salida de las L/T Taday – Esclusas y Taday - Durán provocó bajos voltajes en el escenario lluvioso de 2031 en la zona de Guayaquil de hasta 0,944.

Los niveles de cargabilidad de los elementos monitoreados (líneas de transmisión y transformadores) de la zona de influencia se mantienen por debajo de los límites de seguridad en todos los casos simulados.

7.3 Cortocircuitos

La Tabla 7.1 presenta una comparación de las máximas corrientes de cortocircuito obtenidas en cada alternativa respecto al caso a base y su contrastación con los límites de interrupción del equipamiento de las barras del SNT.

Tabla 7.1. Resultados máximos de cortocircuitos por alternativa en las barras de la zona de influencia.

Barra	Límite Interrupción	Caso Base	Alternativa 1: Conexión Taday	Alternativa 2: Conexión Molino
	Ikss Max	Ikss Max	Ikss Max	Ikss Max
B_Bomboiza_230	40	7,56	7,61	7,58
B_Cardenillo_230	ND	24,85	24,07	24
B_Chorrillos_230	40	44,16	44,14	44,17
B_Cuenca_138	20	11,92	11,95	11,94
B_Cumbaratza_138	40	9,78	9,8	9,8
B_Cumbaratza_230	ND	5,45	5,48	5,47
B_Delsitanisagua_138	ND	10,78	10,81	10,8
B_Dos_Cerritos_230	31,5	17,78	17,83	17,86
B_Duran_230	31,5	17,9	17,93	17,94
B_Encuentros_230	ND	6,28	6,32	6,3
B_Esclusas_230	40	25,8	25,85	25,85
B_La_Paz_138	31,5	11,4	11,43	11,45
B_La_Paz_230	ND*	7,56	7,6	7,65
B_Milagro_230	31,5	21,35	21,35	21,36
B_Molino_230	31,5	30,03	29,97	30,09
B_NMacas_230	ND	5,74	5,73	5,71
B_Pascuales_230	31,5	37,37	37,37	37,4
B_Riobamba_230	40	5,97	6	5,98



B_San_Bartolo_230	ND	10,66	10,5	10,44
B_Sinincay_230	40	8,19	8,24	21,85
B_Sopladora_230	ND	25,59	24,46	24,39
B_Taday_138	ND	12,36	12,38	12,36
B_Taday_230	40	30,83	30,33	30,21
B_Taday_500	ND	9,38	9,39	9,35
B_Totoras_230	40	14,85	14,88	14,87
B_Yanacocha_138	31,5	9,45	9,47	9,47
B_Zhoray_230	31,5	19,46	19,5	19,64

Notas:

*ND: no disponible.

7.4 Capacidad Remanente

7.4.1 Línea Base

La capacidad remanente en las subestaciones Taday y Molino de 230 kV en el caso base (sin proyecto) se muestra en la Figura 6.1, cuyos valores mínimos son de 93 MW y 280.5 MW respectivamente. Estos se presentan en el escenario lluvioso de demanda media del año 2031 y se ven limitados por la ocurrencia de las contingencias de la L/T Taday – Esclusas 230 kV y L/T Taday – Durán kV respectivamente, que pueden provocar grandes caídas de voltaje en la zona de Guayaquil.

7.4.2 Alternativa 1: Conexión a Taday 230 kV

La capacidad remanente en la S/E Taday de 230 kV bajo esta alternativa de conexión respecto a aquella obtenida en el caso base, se muestra en la Figura 6.2, el mínimo valor es de 65.2 MW. Este se presenta en el escenario lluvioso de demanda media del año 2031 y se ve limitado por la ocurrencia de la contingencia de la L/T Taday – Esclusas 230 kV, que puede provocar grandes caídas de voltaje en la zona de Guayaquil.

7.4.3 Alternativa 2: Conexión a Molino 230 kV

La capacidad remanente en la S/E Molino de 230 kV se muestra en la Figura 6.3, el valor mínimo es de 344.2 MW. Este se presenta en el escenario lluvioso de demanda media del año 2031 y se ven limitados por la ocurrencia de la contingencia de la L/T Taday – Durán 230 kV, que puede provocar grandes caídas de voltaje en la zona de Guayaquil.

8 CONCLUSIONES

- Los resultados de flujos de potencia en condiciones normales de operación mostraron en ambas alternativas, todas las variables eléctricas de los elementos de la zona de influencia del proyecto Mazar Flotante dentro de los rangos permitidos. Además, se observa que ambos esquemas presentan comportamientos similares en cuanto a la dirección y magnitud de los flujos de potencia, así como en los perfiles de voltaje obtenidos bajo estas condiciones. Esto se debe a la cercanía eléctrica que existe entre las subestaciones Taday y Molino.



- Del análisis de las principales contingencias de la zona de influencia se identifica que ambas alternativas de conexión son similares en cuanto a las afectaciones a los límites establecidos de voltaje en barras del sistema. De forma que, ambos esquemas de conexión poseen las mismas contingencias críticas.
- Del análisis de cortocircuitos, se evidencian leves diferencias en las máximas corrientes de cortocircuitos de las barras de la zona de influencia en función de la alternativa de conexión y con respecto al caso base, esto debido a que el aporte de la central fotovoltaica es mínimo.
- Con base en los análisis de estado estacionario efectuados en el presente estudio, se concluye que ambas alternativas son similares técnicamente, en términos de flujos de potencia, contingencias críticas y niveles de cortocircuitos. En este sentido, se concluye que ambas son viables y no representan una afectación para el SNT en la zona de influencia.

9 RECOMENDACIONES

- Considerando que la alternativa de conexión a Molino requeriría una línea de transmisión de mayor distancia en comparación con aquella de la alternativa de conexión a Taday, se recomienda la conexión a la S/E Taday del proyecto Mazar Flotante (alternativa 1), a una bahía de ampliación del patio de 230 kV. De esta forma no se requeriría una obra provisional hasta el ingreso en operación de la subestación modernizada de Molino 230 kV.
- Es importante mencionar que el calibre seleccionado en este informe deberá ser verificado en los estudios definitivos de diseño de la línea de transmisión tomando en cuenta, entre otros aspectos, consideraciones de ruido audible.

10 ANEXOS

Anexo 1: Memoria de Cálculos