

Informe Técnico N° DSE - STE - 70 - 2018

**CALIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN
CRÍTICOS EN ÁREAS DE DEMANDA 1, 2, 3, 4 Y 5, Y
PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN PARA
MODIFICACIÓN DEL PIT 2017-2021**

Magdalena del Mar, junio del 2018

ÍNDICE

1. OBJETIVO.....	1
2. ANTECEDENTE.....	1
3. ALCANCE.....	1
4. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN EN ALERTA (SETA) 2018.....	1
4.1. INDICADORES DE LOS COMPONENTES DE TRANSMISIÓN.	2
4.2. CALIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN EN ALERTA	5
5. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN EN ALERTA (SETA) PARA LAS ÁREAS DE DEMANDA DEL 1 AL 5	12
6. PROPUESTAS DE INVERSIONES QUE CONSIDERAN INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	13
6.1. INVERSIONES PROPUESTAS POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS.	14
6.2. NUEVAS INVERSIONES PROPUESTAS POR LA DSE	16
7. CONCLUSIONES	25
8. ANEXOS	25
ANEXO 1	26

CALIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CRÍTICOS EN ÁREAS DE DEMANDA 1, 2, 3, 4 Y 5, Y PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN PARA MODIFICACIÓN DEL PIT 2017-2021

1. OBJETIVO.

Informar sobre la calificación de los sistemas de transmisión críticos en las áreas de demanda 1, 2, 3, 4 y 5, proponer alternativas técnicas de inversión para la modificación del PIT 2017-2021 en mejora de la confiabilidad de dichos sistemas.

2. ANTECEDENTE

Mediante el memorándum N° 0432-2018-GRT del 23 de mayo de 2018, la División de Generación y Transmisión Eléctrica de Osinermin, en relación a lo establecido en el numeral 12.3.4 de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, solicitó los informes sobre los sistemas de transmisión críticos, teniendo en cuenta para ello los plazos establecidos que tienen las empresas para solicitar la modificación del Plan de Inversiones 2017-2021.

3. ALCANCE

- Los sistemas de transmisión críticos, son calificados en la DSE desde el año 2017 como como “Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA)”, los cuales están conformados por líneas de transmisión y transformadores que afectan la calidad de suministro eléctrico al usuario del servicio público de electricidad.
- Revisión de los planes de inversión en transmisión 2013-2017 y 2017-2021.
- Revisión de los diversos proyectos presentados por el COES y aprobados por el MEM que mejoran la calidad de suministro eléctrico de los sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2018.
- Planteamiento de planes de acción de las empresas distribuidoras que operan sistemas de transmisión, que permitan reducir los efectos que podrían derivarse de las instalaciones de transmisión en alerta.
- Para esta evaluación se ha tomado como base los informes del catálogo de transmisión en alerta del 1 al 4 trimestre de 2017 e informe de sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2018.

4. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN EN ALERTA (SETA) 2018.

Es un sistema de transmisión conformado principalmente por líneas de transmisión y transformadores de potencia que excedieron los indicadores de performance en transmisión de tasas de falla de líneas y componentes (**TFL**, **TFC**) e indisponibilidades de líneas y subestaciones (**INDISL** e **INDISE**), de acuerdo con lo establecido en el procedimiento N° 091-2006-OS/CD “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los sistemas de Transmisión”. Asimismo, son incluidos los transformadores de potencia sobrecargados y la congestión en líneas de transmisión,

evaluadas mediante el **Factor de Uso de las instalaciones de transmisión**, y los sistemas de transmisión radiales con altas tasas de fallas e indisponibilidades.

Para el año 2018, se calificaron los SETA a nivel nacional, mediante los siguientes criterios:

- Desconexiones forzadas (fallas) de líneas de transmisión y transformadores reportados por las empresas distribuidoras, transmisoras y generadoras que operan sistemas de transmisión cuya duración superen los 3 minutos e interrumpen el suministro eléctrico de usuarios regulados y de responsabilidad de la propia concesionaria, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento N° 091-2006-OS/CD de Osinergmin.
- Indicadores de performance de Instalaciones de transmisión que transgreden las tolerancias de tasa de falla e indisponibilidad de líneas de transmisión y transformadores.
- Líneas congestionadas y transformadores sobrecargados (Cargabilidad >100%) evaluados al 4 trimestre de 2017.
- Líneas y transformadores a punto de sobrecargar (Cargabilidad >75% y <100%) evaluados al 4 trimestre de 2017.
- Sistemas de transmisión radiales que abastecen a sistemas eléctricos de distribución críticos.

Los sistemas eléctricos de transmisión en alerta calificados para el año 2018, ocasionaron la mala calidad del suministro a los usuarios de los sistemas eléctricos de distribución, incrementado los indicadores de SAIFI y SAIDI.

4.1. Indicadores de los componentes de transmisión.

➤ Indicadores de Performance en transmisión:

Se utilizó información base de los reportes de desconexiones de las empresas eléctricas de distribución, transmisión y generación a nivel nacional que operan sistemas de transmisión, en cumplimiento a lo establecido en el procedimiento N° 091-2006-OS/CD “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los sistemas de Transmisión”, cuyo propósito es el garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico.

Líneas de transmisión que excedieron las tasas de falla:

Se supervisa las desconexiones de líneas de transmisión que ocasionan interrupciones del suministro de energía eléctrica a los usuarios del servicio público de electricidad y se calculan los indicadores de performance en base a estas desconexiones.

Para la obtención de la tolerancia por interrupciones en las líneas de transmisión se evalúa mediante el siguiente indicador:

- Número de fallas por cada 100 km-año (Líneas de transmisión \geq a 100 km)

$$TFL = \frac{N^{\circ} \text{ Fallas}}{\text{Ext. LT}} \times 100$$

- Número de fallas por año (Líneas de transmisión < a 100 km)

$$TFL = N^{\circ} \text{ Fallas}$$

TFL: Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores a 3 minutos, en un año.

Cuadro N° 1
Gradualidad de tolerancias en líneas de transmisión.

Unidad	Componente		Gradualidad de la Tolerancia					
			Costa			Sierra y Selva		
			1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años adelante	1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años adelante
Número de fallas por cada 100 km - año	Líneas de transmisión igual o mayores de 100 km.	Nivel de tensión: 220 kV	1.2	1.1	1	1.65	1.6	1.5
		Nivel de tensión: 138 kV	2.4	2.2	2	3.2	3.1	3
		Nivel de tensión: ≥ a 30 kV y < a 75 kV.	4.2	4.1	4	5.4	5.2	5
Número de fallas por año	Líneas de transmisión menores a 100 km.	Nivel de tensión: 220 kV	3	2	1	4	3	2
		Nivel de tensión: 138 kV	4	3	2	6	5	4
		Nivel de tensión: ≥ a 30 kV y < a 75 kV.	6	5	4	10	9	8

Fuente: Osinergmin – Elaboración propia

Transformadores de potencia que excedieron el límite de tasa de falla:

Se supervisa las desconexiones de componentes (equipos) de las subestaciones que ocasionan interrupciones del suministro a los usuarios del servicio público de electricidad y se determinan los indicadores de performance en base a estas desconexiones. Para la obtención de la tolerancia por interrupciones en los transformadores se evalúa mediante el siguiente indicador:

- Número de fallas por año.

$$TFC = N^{\circ} \text{ Fallas}$$

TFC: Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores a 3 minutos, en un año.

Cuadro N° 2
Gradualidad de tolerancias en transformadores.

Unidad	Componente	Gradualidad de la Tolerancia					
		Costa			Sierra y Selva		
		1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años adelante	1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años adelante
Número de fallas por año	Transformadores, Auto transformadores, equipos de compensación o celdas. En niveles de tensión igual o mayor de 30 kV. Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV.	3	2	1	3	2	1

Fuente: Osinergmin – Elaboración propia

Indisponibilidad de subestaciones y líneas de transmisión:

Se supervisa el número de indisponibilidades de cada componente de las subestaciones (transformador, auto transformador, equipo de compensación, barras o celdas) y líneas de transmisión por año.

Para la obtención de la tolerancia por indisponibilidad se evalúa mediante los siguientes indicadores:

- Número de indisponibilidades por año de componentes de subestaciones.

$$INDISE = \sum HIND$$

- Número de indisponibilidades por año de líneas de transmisión.

$$INDISL = \sum HIND$$

HIND: Número de horas de indisponibilidades del componente en un año.

Cuadro N° 3

Gradualidad de tolerancias en transformadores y líneas de transmisión.

Unidad	Componente	Gradualidad de la Tolerancia						
		Costa			Sierra y Selva			
		1° al 12° mes	12° al 14° mes	Año adelante	1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años adelante	
Horas de indisponibilidad por año	Transf., auto transf., equipo de compensación; o celdas, en el nivel de tensión 220 kV y 138 kV.	8	7	6	8	7	6	
	Transf., auto transf., equipo de compensación; o celdas, en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV y menor de 75 kV.	6	5	4	6	5	4	
	Barra en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV.	3	2	1	3	2	1	
Horas de indisponibilidad por año	Líneas de transmisión o mayores a 100 km, o sus celdas.	Nivel de tensión: 220 y 138 kV	10	9	8	10	9	8
		Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75 kV	8	7	6	8	7	6
	Líneas de transmisión o mayores a 100 km, o sus celdas.	Nivel de tensión: 220 y 138 kV	8	7	6	8	7	6
		Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75 kV	6	5	4	6	5	4

Fuente: Osinergmin – Elaboración propia

➤ **Factores de uso de las líneas de transmisión y transformadores de potencia:**

La determinación del factor de uso de las instalaciones eléctricas de transmisión se realiza en base a los reportes de máximas cargas de transformadores de potencia y corrientes de líneas de transmisión, reportados mensualmente a Osinergmin en cumplimiento al “Procedimiento para Supervisar y Fiscalizar el Performance de los Sistemas de Transmisión” (en adelante Procedimiento N° 091-2006-OS/CD), publicado en el diario “El Peruano” el 10 de marzo del 2006 y modificatorias.

Adicionalmente, con dicha información se solicita a las empresas la validación de los reportes especificando la condición de operación y envió de registros de carga integrados cada 15 minutos solo de las instalaciones que estén operando por encima o cerca de sus límites de capacidad, para asegurar que los resultados y conclusiones sean representativos respecto a los niveles de carga de las instalaciones del sistema de transmisión eléctrico.

Criterio para determinar la sobrecarga en transformadores:

Para dicho control y análisis se define el término “FACTOR DE USO” de sobrecarga en transformadores, el cual mide el grado de utilización de la capacidad nominal del equipo y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Factor de uso} = \frac{\text{Máxima carga registrada (MVA)}}{\text{Capacidad nominal (MVA)}}$$

Criterio para determinar la congestión en líneas de transmisión:

Para dicho control y análisis se define el término “FACTOR DE USO” de sobrecarga en líneas, el cual mide el grado de utilización de la capacidad nominal y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Factor de uso} = \frac{\text{Máxima corriente registrada (A)}}{\text{Corriente nominal (A)}}$$

4.2. Calificación de los sistemas eléctricos de transmisión en alerta

Al 2018 se determinaron 30 sistemas eléctricos de transmisión en alerta, los cuales están conformados por 114 componentes de transmisión (78 líneas y 36 transformadores), que excedieron entre tolerancias de tasas de falla e indisponibilidad, así como la sobrecarga de transformadores y congestión de líneas de transmisión y otros por formar parte de un sistema de transmisión radial.

La incidencia de desconexiones de los sistemas eléctricos de transmisión en alerta, afectaron la calidad de suministro (interrupciones) a 62 sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión, pertenecientes a 12 empresas eléctricas: 10 empresas de FONAFE (Electro Ucayali, Electronorte, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electrocentro, Electronoroeste, Electrosur, Hidrandina y Seal), 1 empresa Municipal (Electro Tocache) y 1 empresa Privada (Electro Dunas).

A continuación, se muestra la consolidación de los sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) y los sistemas de eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2018:

Cuadro N° 4

Consolidación de los sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) y los sistemas de eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2018

N°	Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2018	Componentes de transmisión						Sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2018						
		Empresa	Líneas de transmisión y transformadores	Tensión (kV)	Excedencia en TFL e INDISL		Excedencia en TFC e INDISE	Cargabilidad LSC y TS (*)	Cargabilidad LAS y TAS	Empresa	Área demanda	Sistemas eléctricos	ST (**)	% Exc. en SAIFI de Transmisión
1	Abancay - Tamburco - Andahuaylas - Chuquibambilla - Chacapunte	ESE	L - 6005 ABANCAY - CHALHUANCA	60	INDISL (21%)				ESE	10	Chacapunte	6	267%	-58%
		ESE							ESE	10	Chuquibambilla	6	298%	-37%
2	Azángaro - San Rafael - San Gabán - Mazuco - Puerto Maldonado	ESE	L-1014 S.E. SAN GABÁN II - Mazuko	138	INDISL (129%)			LAS (86%)	ESE	10	Puerto Maldonado	2	1224%	165%
		San Gabán	L-1013 S.E. SAN GABÁN II - SE SAN RAFAEL	138	INDISL (42%)				ESE	10	Puerto Maldonado Rural	4	464%	22%
		ESE	L-1015 MAZUKO - PUERTO MALDONADO	138					LAS (93%)					
		San Gabán	L-1010 S.E. SAN GABÁN II - AZANGARO	138	INDISL (168%)	TFL (5%)								
3	Machupicchu - Santa Tereza - Santa María - Urpibata - Chahuares	ESE	L - 6002 MACHUPICCHU - QUILLABAMBA (UP)	60	TFL (13%)				ESE	10	La Convención	2	1382%	91%
		ESE	QUILLABAMBA (UP) - (TA01) - 60/22.9/10.5	60/22.9/10.5			TFC (100%)		ESE	10	La Convención Rural	5	361%	-50%
	ESE	L - 6006 CACHIMAYO - PISAC	60					LAS (88%)	ESE	10	Valle Sagrado 1	4	351%	-47%
4	Combapata - Sicuani - Llusco	ESE	L - 6001 COMBAPATA - SICUANI	66	TFL (13%)				ESE	10	Sicuani	3	1395%	68%
		ESE							ESE	10	Sicuani Rural	6	499%	-51%
5	Guadalupe - Chapén - Pacasmayo - Gallito Ciego - Cajamarca - Celendín - San Marcos - Cajabamba - Cajamarca Norte - La Pajuela	HID	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	60	INDISL (287%)	TFL (125%)								
		HID	L-6653 S.E. GUADALUPE 1 - S.E. PACASMAYO	60	INDISL (129%)	TFL (25%)								
		HID	TP 6019 -162266- CAJAMARCA	60/10					TAS (94%)					
		HID	TP 6021 CAJABAMBA	60/22.9/10					TAS (84%)					
		HID	L-6045 S.E. GALLITO CIEGO - S.E. CAJAMARCA	60	INDISL (901%)									
		HID	L-6048 S.E. SAN MARCOS - AGUAS CALIENTES	60	INDISL (4%)									
		HID	L-6046 CAJAMARCA NORTE - S.E. CAJAMARCA	60	INDISL (490%)				LAS (98%)					
6	Paramonga Nueva - 9 de Octubre - Huarney	HID	L-6655 PARAMONGA NUEVA - 9 DE OCTUBRE	66	INDISL (530%)	TFL (175%)			HID	6	Huarney	2	1009%	34044%
7	Trujillo Norte - Santiago de Cao - Motil	HID	L-1118 TRUJILLO NORTE - S.E. SANTIAGO DE CAO	138	INDISL (8%)									
			TP A028 SANTIAGO DE CAO	138/34.5/13.8					TAS (97%)					
			TP 3008 CASAGRANDE 2	34.5/13.8					TAS (82%)					
			TP 3011 MALABRIGO	34.5/10.5					TAS (85%)					

N°	Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2018	Componentes de transmisión						Sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2018								
		Empresa	Líneas de transmisión y transformadores	Tensión (kV)	Excedencia en TFL e INDISL	Excedencia en TFC e INDISE	Cargabilidad LSC y TS (*)	Cargabilidad LAS y TAS	Empresa	Área demanda	Sistemas eléctricos	ST (**)	% Exc. en SAIFI de Transmisión	% Exc. en SAIDI de Transmisión		
			L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	34	INDISL (83%)				3	Paján-Malabrigo	2	644%	13134%			
			S.E. OTUZCO - (TP 3010) - 33/13.8kV	33/13.8		TFC (200%)		TAS (79%)								
8	Trujillo Norte - Porvenir - Trujillo Sur - Huaca del Sol - Virú - Chao	HID	L-6695 S.E. TRUJILLO SUR - HUACA DEL SOL	60	INDISL (288%)			LAS (89%)	HID	3	Virú	3	145%	394%		
			L-1128 S.E. PORVENIR - S.E. TRUJILLO SUR	138	INDISL (106%)			LAS (87%)								
			L-6696 HUACA DEL SOL - S.E. VIRU	60	INDISL (10%)											
			L-1117 TRUJILLO NORTE - PORVENIR	138				LAS (98%)								
			TP 3005 SALAVERRY 2	34.5/10.5				TAS (97%)								
			L-6697 S.E. VIRU - Chao	60	INDISL (386%)											
9	Santa Cruz - Caraz - Carhuaz - Huaraz - Ticapampa	HID	L-6690 S.E. SANTA CRUZ - S.E. SHINGAL (CARAZ)	60	INDISL (20%)				HID	3	Ticapampa	4	276%	-29%		
			TP 6013 TICAPAMPA	66/22.9/13.8				TAS (91%)								
			L-6679 S.E. SHINGAL (CARAZ) - S.E. ARHUAYPAMPA (CARHUAZ)	60	INDISL (167%)											
10	Chimbote 1 - Chimbote Sur - Nepeña - Casma - San Jacinto	HID	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	138	INDISL (661%)	TFL (500%)			HID	3	Nepeña	3	346%	453%		
			TP-A055 NEPEÑA	138/22.9/13.8				TAS (80%)								
			L-1112 S.E. CHIMBOTE SUR - S.E. NEPEÑA	138	INDISL (14%)	TFL (100%)										
			L-1114 S.E. NEPEÑA - S.E. SAN JACINTO	138	INDISL (14%)											
	Trujillo - Chimbote 1 - Santa	HID	S.E. SANTA - (TP A008) - 138/13.8	138/13.8			INDISE (49%)		HID	3	Santa	2	547%	1125%		
			REP	L-2232 CHIMBOTE 1 - TRUJILLO NORTE	220		TFL (50%)									
			HID	L-1116 CHIMBOTE 1 - S.E. SANTA	138		TFL (50%)									
11	Kiman Ayllu - Huallanca - La Pampa - Pallasca	HID	L-6683 S.E. LA PAMPA - S.E. PALLASCA	66	INDISL (303%)				HID	3	Pallasca	4	243%	55%		
			CONSORCIO MINERO HORIZONTE	L-1134A S.E. TAYABAMBA - Vertice V-12 (Torre 64) de L-1134	138		TFL (25%)									
			HID	L-6693 S.E. POMABAMBA - S.E. HUARI	60	INDISL (378%)	TFL (13%)									
			HID	L-1132 KIMAN AYLLU - S.E. SIHUAS	138			TFL (125%)								
12	Tingo María - Aguaytía - Pucallpa	EUC	L-6673 YARINA - PUCALLPA	60	INDISL (50%)				EUC	14	Pucallpa	2	63%	-55%		

N°	Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2018	Componentes de transmisión						Sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2018						
		Empresa	Líneas de transmisión y transformadores	Tensión (kV)	Excedencia en TFL e INDISL	Excedencia en TFC e INDISE	Cargabilidad LSC y TS (*)	Cargabilidad LAS y TAS	Empresa	Área demanda	Sistemas eléctricos	ST (**)	% Exc. en SAIFI de Transmisión	% Exc. en SAIDI de Transmisión
13	Marcona – Llipata – Nazca – Puquio – Cora Cora	ESM	L-6630 MARCONA - NASCA	60	INDISL (64%)				ESM	8	Nazca	2	233%	632%
		ADINELSA	LT60KV PUQUIO - CORACORA	60	INDISL (611%)									
14	Independencia - El Carmen - Pueblo Nuevo - Pedregal - Tambo de Mora	ESM	L-6603 INDEPENDENCIA - PUEBLO NUEVO	60	INDISL (29%)			LAS (98%)	ESM	8	Chincha	2	242%	-70%
		ESM	TP2151601003 EL CARMEN	60/10				TAS (91%)						
		ESM	L-6604-04 P189 de L-6604 de 272 a DERIV. CAÑETE	60				LAS (79%)						
		ESM	L-6603-02 P151 de L-6603 - TAMBO DE MORA	60	INDISL (146%)									
		ESM	TAMBO DE MORA - (TP2244581001) - 60/10	60/10				TAS (96%)						
15	Azángaro - Antauta - San Rafael - Derivación Putina - Huancané - Ananea	EPU	L-6024 AZANGARO - Deriv Putina	60	INDISL (301%)	TFL (188%)			EPU	11	Antauta	4	1186%	534%
			L-6025 Deriv Putina - ANANEA		INDISL (242%)	TFL (250%)								
			L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL		INDISL (359%)	TFL (288%)				11	Azángaro	3	1586%	641%
			L-6026 Deriv Putina - HUANCANE		TFL (50%)									
16	Puno - Pomata - llave - Bellavista	EPU	L-0638 PUNO - POMATA	60	TFL (151%)				EPU	11	llave - Pomata	6	212%	-54%
							11	Puno		2	1067%	227%		
17	Talara - Zorritos - Machala	REP	L-2249 TALARA - ZORRITOS	220	INDISL (88%)				ENO	1	Zarumilla	2	626%	200%
	Zorritos - Tumbes - Puerto Pizarro - Zarumilla	ENO	L129 Nodo Charán - SE Corrales	33	INDISL (35%)	TFL (50%)								
		ENO	1TP6017 ZARUMILLA	60/22.9/10				TAS (79%)						
		ENO	1TP6016 PUERTO PIZARRO	60/22.9/10				TAS (92%)						
ENO	L-6665A Nueva Zorritos - TUMBES 1	60	TFL (25%)				1	Corrales	3	606%	161%			
18	Piura Oeste - Los Ejidos - Chulucanas - Morropón - Loma Larga	ENO	L127A Nodo Morropón - MORROPON	60	INDISL (535%)				ENO	1	Chulucanas	4	616%	1265%
		ENO	1TP6036 LOS EJIDOS	60/22.9/10 KV				TAS (90%)						
		ENO	1TP6031 CHULUCANAS	58/22.9/10				TAS (96%)						
		ENO	L-6657A PIURA OESTE - LOS EJIDOS	60				LAS (94%)						
		ENO	L-127 CHULUCANAS - LOMA LARGA	60	INDISL (569%)	TFL (150%)								
	Piura Oeste - La Unión - Sechura - Constante	ENO	L-6658A PIURA OESTE - LA UNIÓN	60	INDISL (176%)	TFL (50%)				1	Bajo Piura	3	177%	32%

N°	Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2018	Componentes de transmisión							Sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2018							
		Empresa	Líneas de transmisión y transformadores	Tensión (kV)	Excedencia en TFL e INDISL		Excedencia en TFC e INDISE	Cargabilidad LSC y TS (*)	Cargabilidad LAS y TAS	Empresa	Área demanda	Sistemas eléctricos	ST (**)	% Exc. en SAIFI de Transmisión	% Exc. en SAIDI de Transmisión	
19	Huayucachi – Huancayo Este – Salesianos – Parque Industrial – Concepción - Jauja	ELC	L-3416 INGENIO - COMAS	33	INDISL (157%)	TFL (25%)				ELC	5	Valle Mantaro 1	4	203%	-29%	
		ELC	4-TP-030 CHUPACA	33/13.2					TAS (84%)		5	Valle Mantaro 2	4	218%	-67%	
		ELC	L-6078 PARQUE INDUSTRIAL - CONCEPCIÓN	60				LSC (104%)								
20	Cobriza I - Cobriza II – Machahuay - Huanta - Mollepata - San Francisco	ELC	L-6079 MOLLEPATA - SAN FRANCISCO	69	INDISL (341%)					ELC	5	Ayacucho	2	1835%	696%	
		ELC	4-TP-202 AYACUCHO	66/22.9				TS (101%)			5	San Francisco	3	1650%	400%	
		ELC	4-TP-252 San Francisco	66/22.9				TS (109%)								
21	Oxapampa-Villa Rica-Puerto Bermúdez - Pichanaki - Satipo	ELC	A4897 PUERTO BERMUDEZ - Punto Hawai	33	INDISL (397%)					ELC	5	Pozuzo	4	1037%	880%	
		ELC	PUERTO BERMUDEZ - (4-TP-710) - 60/33/10 kV	60/33/10			INDISE (222%)				5	Chalhuamayo Satipo	4	689%	347%	
		ELC	L-6082 VILLA RICA - PUERTO BERMUDEZ	60	INDISL (501%)	TFL (38%)										
22	Chiclayo Oeste - Chiclayo Norte - Pomalca - Tuman - Cayalti	ELN	L-6053 SUBESTACION TUMAN - SUBESTACION CAYALTI	60	INDISL (112%)					ELN	2	Chiclayo	2	271%	568%	
		ELN	TP6015 CHICLAYO NORTE	60/10				TAS (76%)								
		ELN	L-6012 CHICLAYO OESTE - CHICLAYO NORTE	60				LAS (92%)								
		ELN	L-6022 CHICLAYO OESTE - CHICLAYO NORTE	60				LAS (89%)								
		REP	CHICLAYO OESTE - (T14-260) - 220/60/0.38	220/60/0.38			INDISE (284%)				2	Chiclayo Baja Densidad	3	292%	533%	
		ELN	SUBESTACION CHICLAYO OESTE - (TP6018) - 60/22.9/10 KV	60/22.9/10			TFC (100%)		TAS (82%)							
23	Repartición - Majes - Chuquibamba - Corire	SEA	L-6550 MAJES - CHUQUIBAMBA	60	INDISL (382%)					SEA	9	Chuquibamba	5	219%	236%	
		SEA	CORIRE - (T15-61) - 60/13.2	60/13.2	Instalación que forma parte de un sistema radial							9	Valle de Majes	4	257%	415%
		SEA	L-1031 REPARTICION - MAJES	138												
24	Marcona-Jahuay-Bella Unión	SEA	L-6672 Marcona - BELLA UNION	60	INDISL (29%)					SEA	8	Bella Unión-Chala	4	327%	202%	
		SEA	BELLA UNION - (T56-62) - 60/24/4.5	60/24/4.5	Instalación que forma parte de un sistema radial											
25	Callalli - Caylloma - Ares - Arcata	SEA	CALLALLI - (T91-162) - 132/66/24	132/66/24			INDISE (105%)			SEA	9	Valle del Colca	6	-50%	208%	
26	Sistema eléctrico Arequipa	SEA	L-3070 SOCABAYA - PAUCARPATA	33	INDISL (212%)				LAS (83%)	SEA	9	Arequipa	2	258%	279%	
		SEA	L-3072 DERIV.PAUCARPATA - PARQUE INDUSTRIAL	33	INDISL (187%)				LAS (83%)							
		SEA	L-3092 JESUS - PORONGOCHÉ	33	INDISL (210%)											

N°	Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2018	Componentes de transmisión						Sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2018							
		Empresa	Líneas de transmisión y transformadores	Tensión (kV)	Excedencia en TFL e INDISL	Excedencia en TFC e INDISE	Cargabilidad LSC y TS (*)	Cargabilidad LAS y TAS	Empresa	Área demanda	Sistemas eléctricos	ST (**)	% Exc. en SAIFI de Transmisión	% Exc. en SAIDI de Transmisión	
		SEA	L-3093 PORONGOCHO - LAMBRAMANI	33	INDISL (61%)										
		SEA	L-3060A PXYL3060 - CHALLAPAMPA	33	INDISL (82%)			LAS (98%)							
		SEA	L-3062 PXZL3061 - CONO NORTE	33				LAS (84%)							
		SEA	L-3090 SOCABAYA - JESÚS	33				LAS (97%)							
		SEA	L-3091 SOCABAYA - JESÚS	33				LAS (96%)							
		SEA	L-3038B LA CURVA - COCACHACRA	33	INDISL (260%)										
		SEA	L-3038C COCACHACRA - CHUCARAPI	33	INDISL (13%)										
		SEA	CHALLAPAMPA - (T7-31) - 33.5/10.4	33.5/10.4		INDISE (1358%)	TFC (200%)								
Socabaya - P. Industrial	SEA	PARQUE INDUSTRIAL - (T4-103) - 138+-13X1.25%/35.5	138+-13X1.25%/35.5		INDISE (42%)	TFC (100%)	TAS (76%)								
27	Tingo María - Aucayacu - Tocache - Juanjui - Bellavista - Tarapoto - Moyobamba	EOR	L-3301 PONGO - YURIMAGUAS	33	INDISL (302%)				EOR	4	Moyobamba	3	551%	-40%	
		EOR	T-20 TARAPOTO	132/22.9/10				TAS (91%)		4	Tarapoto	2	270%	-45%	
		EOR	L-1019 JUANJUI - BELLAVISTA	138				LAS (82%)		4	Rioja Oriente	4	591%	-17%	
		EOR	L-1016 TOCACHE - JUANJUI	138				LAS (83%)		4	Yurimaguas	3	1147%	135%	
		REP	L-1124 AUCAYACU - TOCACHE	138			LSC (109%)			4	Pongo de Caynarachi	5	210%	-46%	
		REP	L-1122 TINGO MARÍA - AUCAYACU	138			LSC (117%)								
		REP	T35-121 TOCACHE	138/22.9/10			TS (120%)			ETO	5	Tocache	4	38%	-81%
28	Cutervo - Nueva Jaén - Jaén - Bagua Chica - Muyo	EOR	TPA013 NUEVA JAEN	138/60/22.9			TS (102%)		EOR	2	Bagua Jaén	2	452%	37%	
29	Iquitos - Santa Rosa	EOR	L-01 CT IQUITOS - SANTA ROSA	60				LAS (98%)	EOR	No se considera	Iquitos	2	468%	137%	
		EOR	T-01 CT IQUITOS	60/10				TAS (80%)							
		EOR	T-02 SANTA ROSA	60/10				TAS (80%)							
		EOR	T-04 SANTA ROSA	60/10				TAS (95%)							
		EOR	T-05 SANTA ROSA	60/10				TAS (79%)							
30	Socabaya - Polobaya - Puquina	ELS	L-3310A SOCABAYA - POLOBAYA	33	INDISL (1599%)	TFL (50%)			ELS	9	Puquina - Omate - Ubinas	4	744%	1384%	

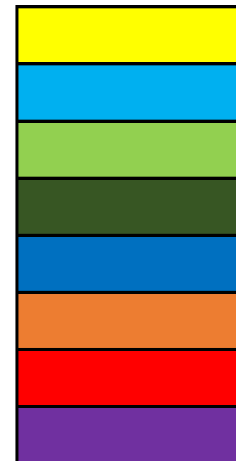
(*) Evaluación de cargabilidad de líneas y transformadores, considerando la congestión y/o sobrecarga en horas punta.

(**) ST: Sector típico

Leyenda:

Componente de transmisión en alerta

- **INDISL:** Disponibilidad de línea de transmisión
- **INDISE:** Disponibilidad de subestaciones
- **TFL:** Frecuencia de falla de línea
- **TFC:** Frecuencia de falla de subestaciones
- **LSC:** Línea sobrecargada
- **LAS:** Línea a punto de sobrecargarse
- **TS:** Transformador sobrecargado
- **TAS:** Transformador a punto de sobrecargarse



Sistemas eléctricos de distribución con incidencia

- SAIFI y/o SAIDI que excedieron las tolerancias > 200%
- SAIFI y/o SAIDI que no excedieron las tolerancias



5. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN EN ALERTA (SETA) PARA LAS ÁREAS DE DEMANDA DEL 1 AL 5

Se ha tomado como referencia la resolución N° 062-2015-OS/CD donde se aprueban las nuevas Áreas de Demanda para el periodo mayo 2015 – abril 2021, publicados en el diario oficial El Peruano. Así mismo se ha considerado como base, el cuadro de Áreas de Demanda del informe N° 0232-2015-GART “Determinación de Áreas de Demanda para las instalaciones de transmisión de SST y SCT” de fecha abril de 2015.

En el siguiente cuadro se presentan los sistemas eléctricos correspondientes a las Áreas de Demanda del 1 al 5.

Cuadro N° 5
Sistemas eléctricos por Áreas de Demanda

N°	Empresa Distribuidora	Área de demanda	Sistemas eléctricos que comprende
1	Electronoroeste	1	Zarumilla
2	Electronoroeste	1	Corrales
3	Electronoroeste	1	Bajo Piura
4	Electronoroeste	1	Chulucanas
5	Electronorte	2	Chiclayo
6	Electro Oriente	2	Bagua-Jaén
7	Electronorte	2	Chiclayo Baja Densidad
8	Hidrandina	3	Huamachuco
9	Hidrandina	3	Casma
10	Hidrandina	3	Santa
11	Hidrandina	3	Paján-Malabrigo
12	Hidrandina	3	Caraz-Carhuaz-Huaraz
13	Hidrandina	3	Cajabamba
14	Hidrandina	3	Nepeña
15	Hidrandina	3	Trujillo Baja Densidad
16	Hidrandina	3	Virú
17	Hidrandina	3	Ticapampa
18	Hidrandina	3	Casma Rural
19	Hidrandina	3	Santa Rural
20	Hidrandina	3	Otuzco-Motil-Florida
21	Hidrandina	3	Tayabamba
22	Hidrandina	3	Pallasca
23	Hidrandina	3	Huari
24	Hidrandina	3	Pomabamba
25	Hidrandina	3	Sihuas
26	Electro Oriente	4	Tarapoto
27	Electro Oriente	4	Moyobamba
28	Electro Oriente	4	Yurimaguas
29	Electro Oriente	4	Rioja Oriente
30	Electro Oriente	4	Pongo de Caynarachi
31	Electrocentro	5	Ayacucho
32	Electrocentro	5	San Francisco
33	Electrocentro	5	Pozuzo
34	Electrocentro	5	Valle del Mantaro 2
35	Electrocentro	5	Valle del Mantaro 1
36	Electrocentro	5	Chalhuanayo-Satipo
37	Electro Tocache	5	Tocache

Cuadro N° 6
Resumen de sistemas eléctricos por Áreas de Demanda

Área de demanda	Número de sistemas eléctricos comprendidos
1	4
2	3
3	18
4	5
5	7
Total	37

Son 37 sistemas eléctricos comprendidos para las Áreas de Demanda del 1 al 5, de las cuales cuatro (4) sistemas corresponden al Área de Demanda 1, tres (3) al Área de Demanda 2, dieciocho (18) al Área de Demanda 3, cinco (5) al Área de Demanda 4 y siete (7) al Área de Demanda 5. Estos sistemas presentaron continuas interrupciones eléctricas debido a las desconexiones en las instalaciones de transmisión que los abastecen, cuyas alternativas de mejora, presentados por la empresa concesionaria y otras entidades, serán evaluadas en el presente informe.

6. PROPUESTAS DE INVERSIONES QUE CONSIDERAN INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.

A continuación, se presenta el cuadro resumen de la evaluación de alternativas de solución de las interrupciones suscitadas en las instalaciones de transmisión de los sistemas eléctricos en alerta 2018, para los cuales se consideró el plan de inversiones de transmisión aprobados (PIT 2013 – 2017 y PIT 2017 – 2021), proyectos de transmisión del COES aprobados por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), planes de acción de las concesionarias de distribución reportadas en el portal de la DSE y propuestas de alternativas técnicas de la DSE de Osinerghmin que permiten mitigar las afectaciones del servicio eléctrico a los usuarios del servicio público de electricidad.

Cuadro N° 7
Resumen de proyectos evaluados por la DSE

Área de demanda	Plan de Inversiones		Planes de acción reportados en el portal de la DSE	Propuestas para ser incluidos en el PIT 2017 - 2021	
	GRT	Ministerio de Energía y Minas	Concesionaria (*)	Empresas Concesionarias	DSE
1	3	-	2	1	2
2	4	-	2	-	1
3	18	2	7	-	1
4	4	1	3	-	-
5	10	-	-	-	1
Total	39	3	14	1	5

(*) Planes de acción de las Concesionarias de distribución reportados al portal de DSE (módulo de sistemas críticos de transmisión) de la División de Supervisión de Electricidad de Osinerghmin (DSE) sobre mantenimientos y/o reforzamientos eléctricos, medición e instalación de puesta a tierra, faja de servidumbre, implementación de pararrayos, monitoreo termográfico, cambio de armado de estructuras, cambio de aisladores, etc.

- Son treinta y nueve (39) las inversiones aprobadas en el PIT que reducen los efectos de las instalaciones de transmisión en alerta y tres (03) inversiones que se están ejecutando a través de los planes de transmisión.
- Son 14 planes de acción de mejora en las instalaciones de transmisión reportados por las concesionarias cuyas instalaciones fueron consideradas en alerta para el año 2018.
- Se proponen en total SEIS (6) nuevas inversiones que mejorarán la calidad del suministro eléctrico, de las cuales uno (1) fue presentada por la concesionaria de Electronoroeste y cinco (5) presentada por la DSE de Osinerghmin, a ser evaluadas por la GRT, para considerarse en el PIT 2017 – 2021.
- En el anexo N° 1, se muestra la evaluación completa.

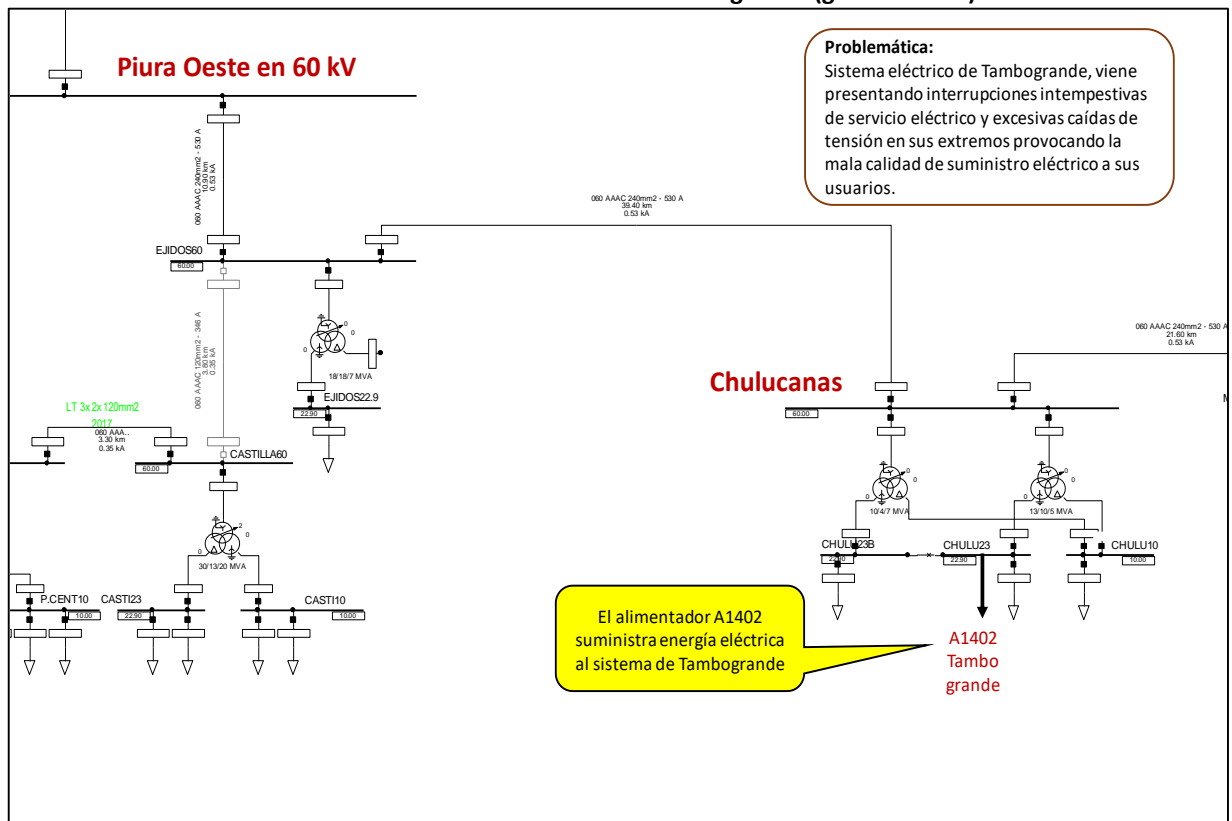
6.1. Inversiones propuestas por las Empresas Concesionarias.

En el siguiente cuadro se muestra la propuesta técnica presentada por la empresa concesionaria de Electronoroeste, el cual fue revisado por la DSE.

Cuadro N° 8
Propuestas de inversión de la concesionaria presentado a la DSE - Osinerghin

Área de Demanda	Empresa	Sistema	SAIFI transmisión gestionable	SAIDI transmisión gestionable	Propuesta
1	ELECTRONOROESTE	Chulucanas - Tambogrande	10	27.3	Electronoroeste: - Propuso implementación de una línea de transmisión de 60 kV (Piura Este – Tambogrande) y nueva SET Tambogrande de 15 MVA, de tal manera que permita subdividir las derivaciones de la extensa línea en 22.9 kV que alimenta al sistema de Tambogrande. Con ello permitirá transferir carga de la SET Chulucanas a la SET Tambogrande evitando su repotenciación para el año 2020.

Figura N° 1
Sistema eléctrico en alerta de Chulucanas – Tambogrande (gráfico inicial)



Problema:

El sistema eléctrico de Tambogrande por lo extenso de sus redes de media tensión, especialmente del alimentador A1402 presenta los siguientes problemas:

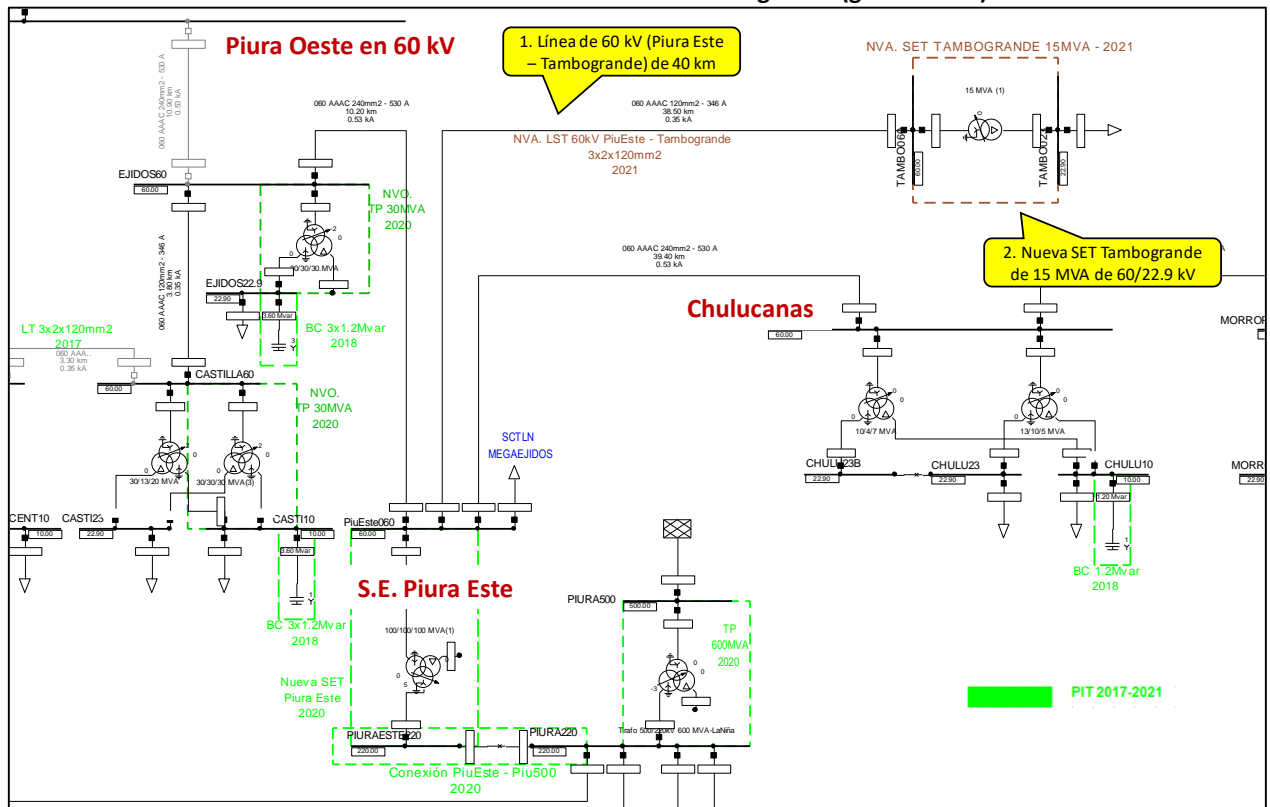
- Caída de tensión que superan el rango mínimo establecido por la NTCSE.

- El transformador de potencia de tres devanados de la SET Chulucanas no permite una adecuada regulación de tensión en los dos secundarios de MT (10 kV y 22.9 kV), pues se privilegia el ajuste de la tensión en uno de los secundarios.
- Pérdidas elevadas de potencia activa y reactiva por caída de tensión y por lo extenso de la red arborizada.
- El crecimiento vegetativo de la demanda ahondará aún más los problemas de operación actuales.
- No hay garantía para la expansión de la demanda por gran cantidad de empresa de procesamiento de frutas de exportación y aún con gran potencial.
- Tampoco hay garantía sobre el suministro de proyectos de electrificación rural a más de 100 caseríos nuevos en Tambogrande, que fuera anunciado por la DGER en el 2016.
- Sistema radial bastante extenso y con una sola fuente
- La gran cantidad de derivaciones monofásicas con retorno por tierra hacen que la protección contra fallas a tierra no resulte eficiente, afectando la calidad del suministro eléctrico.

Propuesta DSE:

Se propone la implementación de una línea de transmisión de 60 kV (Piura Este – Tambogrande) y nueva SET Tambogrande de 15 MVA, de tal manera que permita subdividir las derivaciones de la extensa línea en 22.9 kV que alimenta al sistema de Tambogrande. Con ello permitirá transferir carga de la SET Chulucanas a la SET Tambogrande evitando su repotenciación para el año 2020.

Figura N° 2
Sistema eléctrico en alerta de Chulucanas – Tambogrande (gráfico final)



6.2. Nuevas inversiones propuestas por la DSE

En el siguiente cuadro se plantean cinco (5) alternativas nuevas de inversión que reducirán los efectos en las instalaciones de transmisión en alerta, las mismas que deben ser evaluadas por la GRT.

Cuadro N° 9
Nuevas propuestas de inversión

Área de Demanda	Empresa	Sistema	SAIFI transmisión gestionable	SAIDI transmisión gestionable	Propuesta DSE
1	ELECTRONOROESTE	Bajo Piura	2.2	1.6	- Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 220 kV de aproximadamente 31 km el cual se conectará desde la SE La Niña hasta la SE Constante y un transformador de 220/60/10 kV en la SE Constante. Esto incrementará la confiabilidad del sistema eléctrico de Bajo Piura.
1	ELECTRONOROESTE	Corrales	7.5	3.1	- Implementar un enlace en 33 kV entre la S.E. Tumbes y la SET Corrales de 6 km.
2	ELECTRO ORIENTE	Bagua Jaén	3.3	1.2	- Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 220 kV de aproximadamente 71 km el cual se conectará desde la SE Cáclic en 220 kV hasta la Nueva SE Bagua Grande con un transformador de 220/60/22.9 kV. Esto incrementará la confiabilidad del sistema eléctrico de Bagua Jaén.
3	HIDRANDINA	Huamachuco	8.7	5.7	- Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 220 kV de aproximadamente 35 km el cual se conectará desde la SE La Ramada hasta la SE Cajabamba y un transformador de 220/60/10 kV en la SE de Cajabamba. Esto incrementará la confiabilidad de los sistemas eléctricos de Huamachuco y Cajabamba.
		Cajabamba	7.7	4.8	
5	ELECTROCENTRO (*)	Chanchamayo	4.2	12.85	- Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 60 kV de aproximadamente 26 km el cual se conectará desde la SE de la C.H. Renovandes hasta la SE Villa Rica en 60 kV. A través de esta nueva configuración de la red eléctrica se mejorará la confiabilidad del sistema de Chanchamayo.

(*) Debido a las continuas interrupciones eléctricas a los usuarios de la zona de Chanchamayo y con el objetivo de mejorar la confiabilidad en el suministro a Chanchamayo, se ha considerado incluir en la calificación de los sistemas de transmisión para el área de demanda 5, al sistema de Chanchamayo, cuya propuesta es implementar una nueva línea en 60 kV desde Villa Rica a Renovandes.

A continuación, se detallan los diagramas unifilares de las propuestas formuladas por la DSE.

A. Sistema eléctrico en alerta Bajo Piura: El sistema eléctrico de Bajo Piura pertenece a la empresa distribuidora de Electronoroeste, el cual se alimenta del SEIN a través de la SET Piura Oeste por medio de la línea de 60kV L-6658A (Piura Oeste – La Unión).

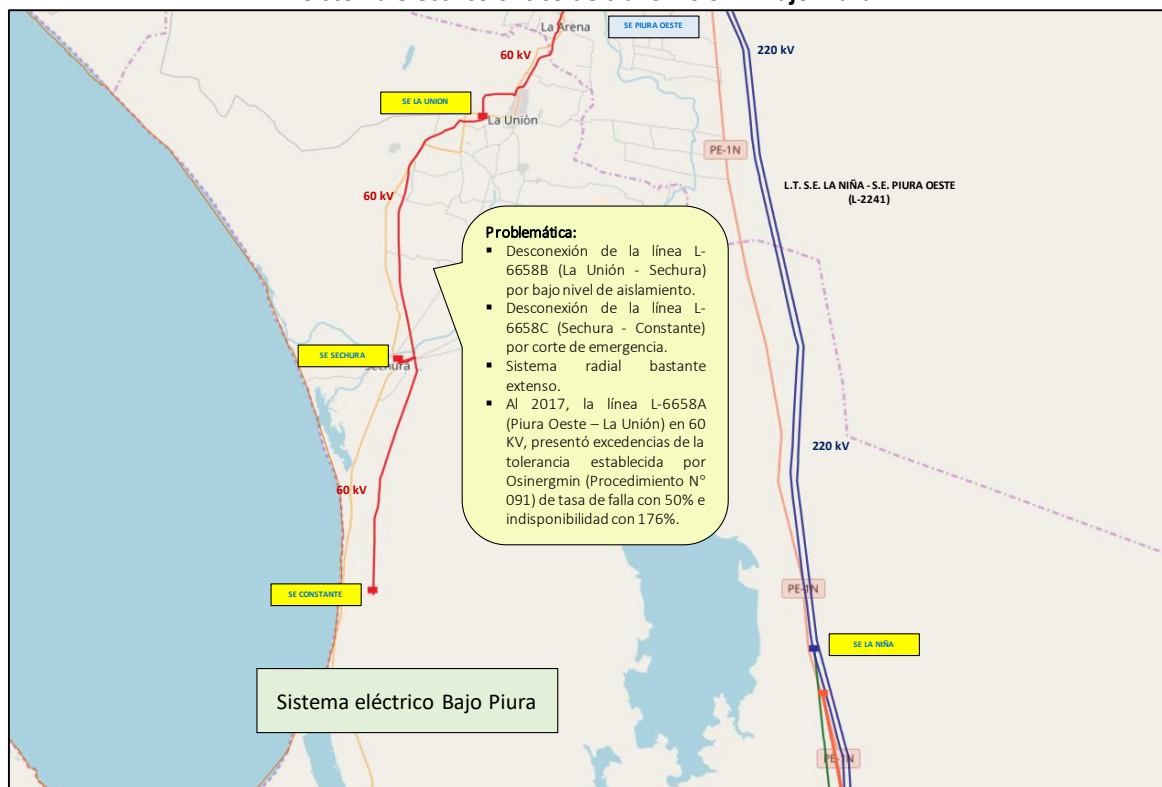
Problemática:

El sistema eléctrico de Bajo Piura, presenta los siguientes problemas eléctricos.

- Desconexión de la línea L-6658B (La Unión - Sechura) por bajo nivel de aislamiento.
- Desconexión de la línea L-6658C (Sechura - Constante) por corte de emergencia.
- Sistema radial bastante extenso.

- Al 2017, la línea L-6658A (Piura Oeste – La Unión) en 60 KV, presentó excedencias de la tolerancia establecida por Osinerghmin (Procedimiento N° 091) de tasa de falla con 50% e indisponibilidad con 176%.

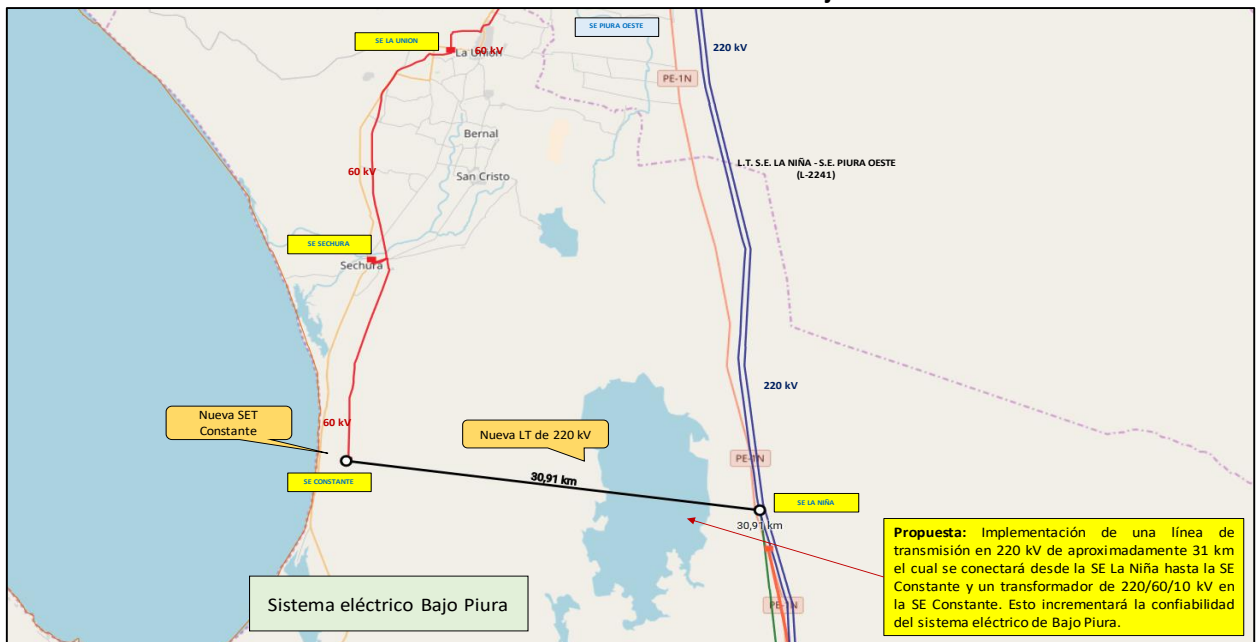
Figura N° 3
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Bajo Piura.



Propuesta DSE:

Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 220 KV de aproximadamente 31 km el cual se conectará desde la SE La Niña hasta la SE Constante y un transformador de 220/60/10 kV en la SE Constante. Esto incrementará la confiabilidad del sistema eléctrico de Bajo Piura.

Figura N° 4
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Bajo Piura.



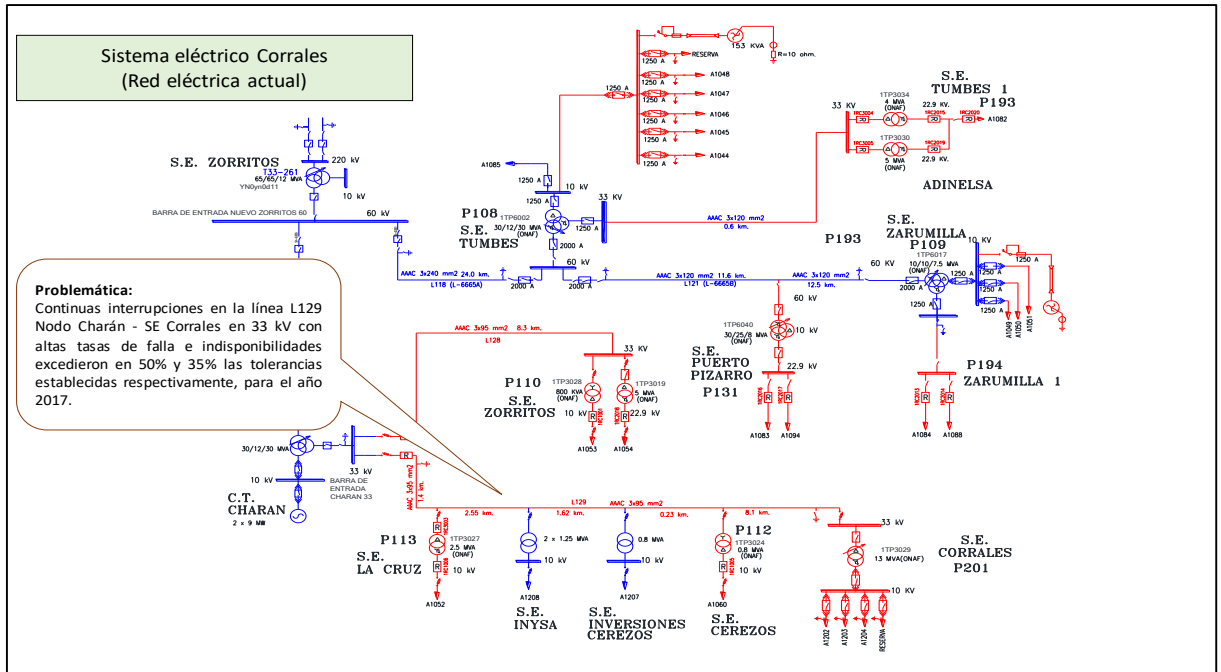
B. Sistemas eléctricos en alerta Corrales: El sistema eléctrico Corrales perteneciente a la empresa distribuidora Electronoroeste, se alimenta del SEIN desde la SET Tumbes (CT Charán) a través de una línea en 33 kV, siendo esta línea la única que le brinda suministro a este sistema.

Problemática:

El sistema de Corrales, presentan los siguientes problemas eléctricos.

- Continuos cortes de emergencia en la línea 33kV (CT Charán – SET Corrales).
- Bajo nivel de aislamiento y falla de equipo de la S.E. Corrales y S.E. Cerezos.
- Sistema radial bastante extenso y con una sola fuente.
- Al 2017, la línea L129 Nodo Charan - SET Corrales en 33 kV, presentó excedencias de la tolerancia establecida por Osinerghmin (Procedimiento N° 091) de tasa de falla e indisponibilidad con 50% y 35%, respectivamente.

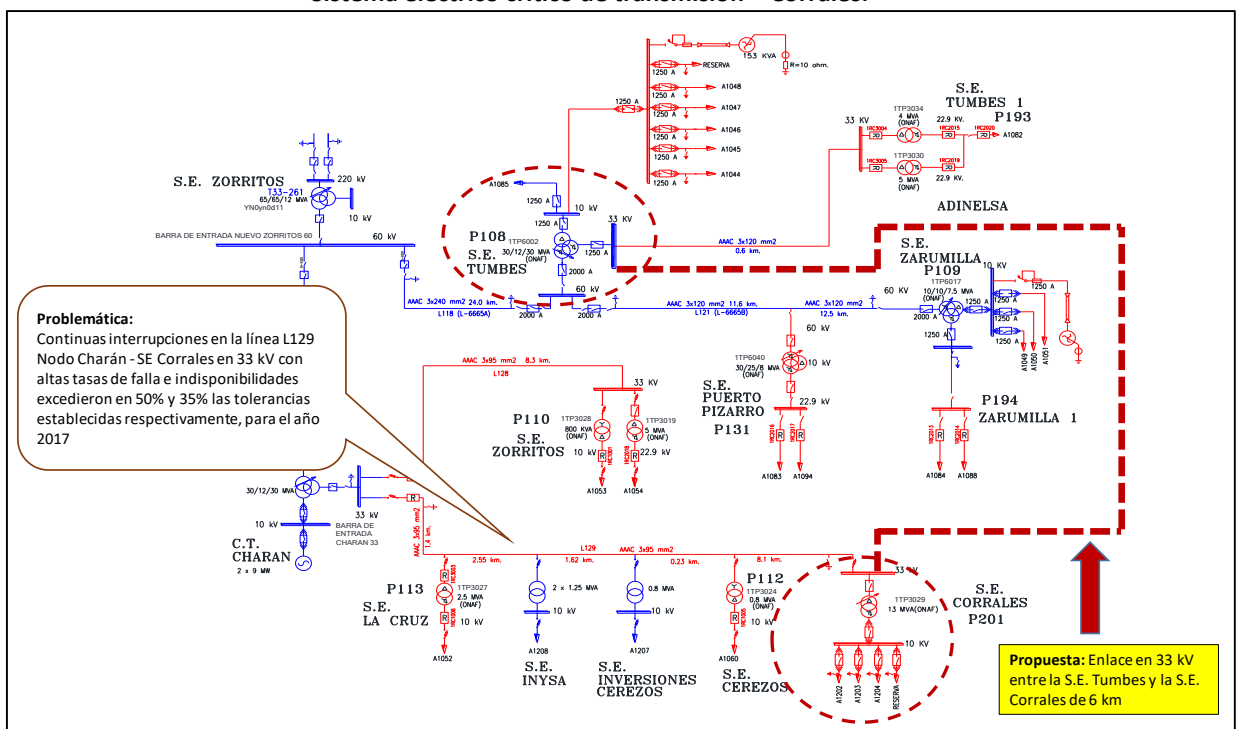
Figura N° 5
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Corrales.



Propuesta DSE:

Se propone que GRT evalué la implementación de un enlace S.E. Tumbes y la SET Corrales de 6 km.

Figura N° 6
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Corrales.



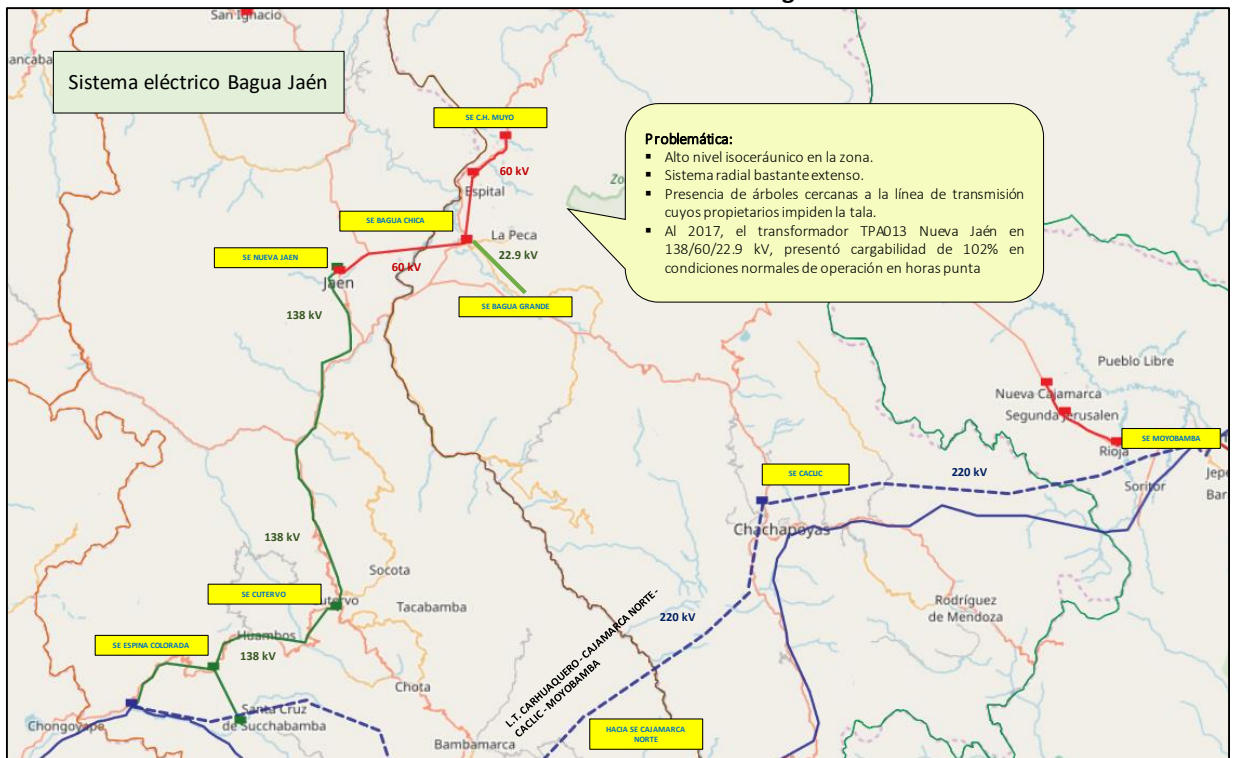
C. Sistema eléctrico en alerta Bagua Jaén: El sistema eléctrico de Bagua Jaén pertenece a la empresa distribuidora de Electro Oriente y se alimenta del SEIN a través de la línea de 138kV L-1138 (Cutervo – Nueva Jaén) mediante la SET Nueva Jaén; así mismo se alimenta de pequeñas centrales hidroeléctricas como Muyo, La Pelota y Quanda cuya capacidad de generación no es suficiente para abastecer la demanda de la zona.

Problemática:

El sistema eléctrico de Bagua Jaén, presenta los siguientes problemas eléctricos.

- Alto nivel isoceraunico en la zona.
- Sistema radial bastante extenso en 60 kV.
- Presencia de árboles cercanas a la línea de transmisión cuyos propietarios impiden la tala.
- Al 2017, el transformador TPA013 Nueva Jaén en 138/60/22.9 kV, presentó cargabilidad de 102% en condiciones normales de operación en horas punta.

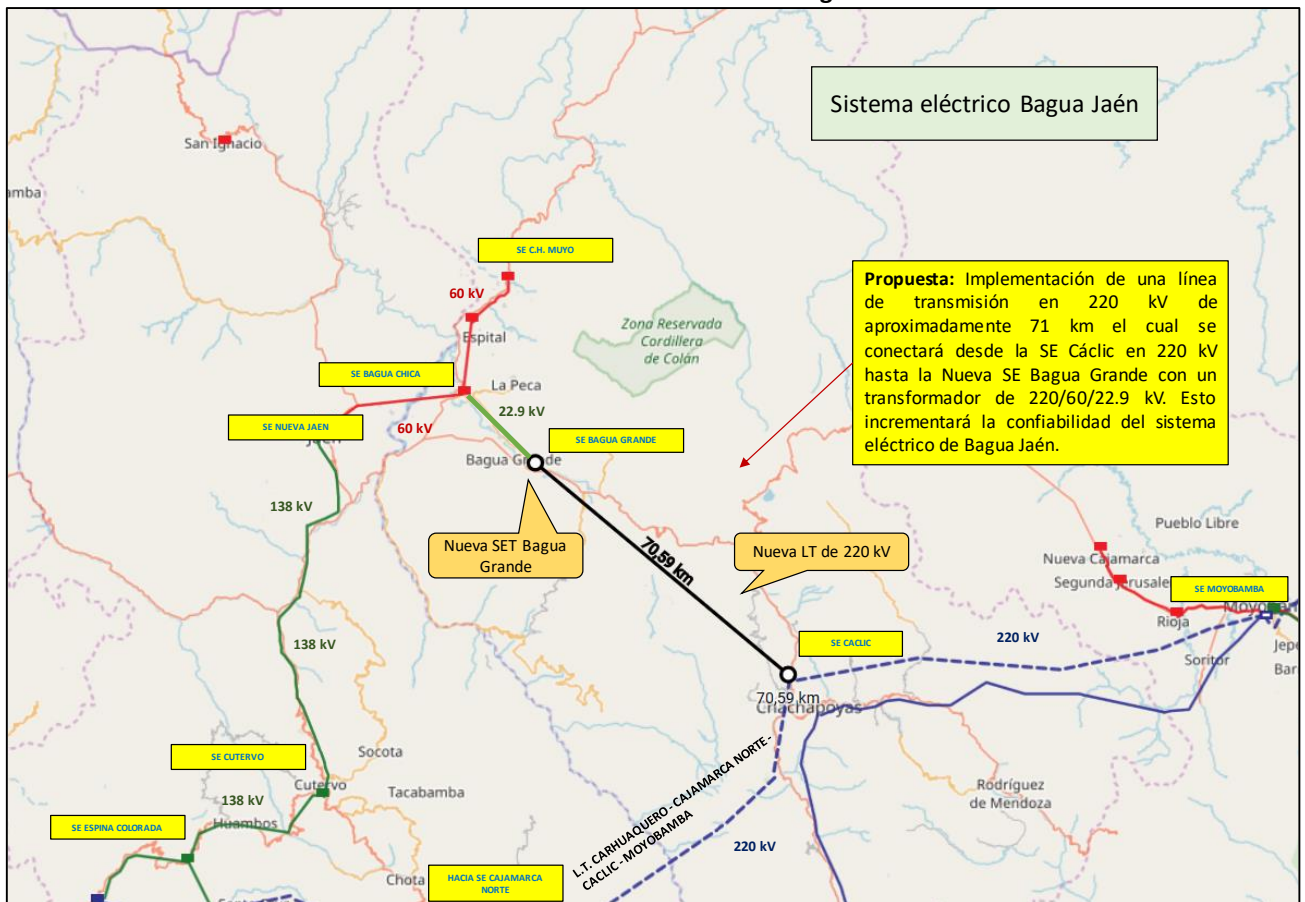
Figura N° 7
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Bagua Jaén.



Propuesta DSE:

Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 220 kV de aproximadamente 71 km el cual se conectará desde la SE Cáclic en 220 kV hasta la Nueva SE Bagua Grande con un transformador de 220/60/22.9 kV. Esto incrementará la confiabilidad del sistema eléctrico de Bagua Jaén.

Figura N° 8
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Bagua Jaén.



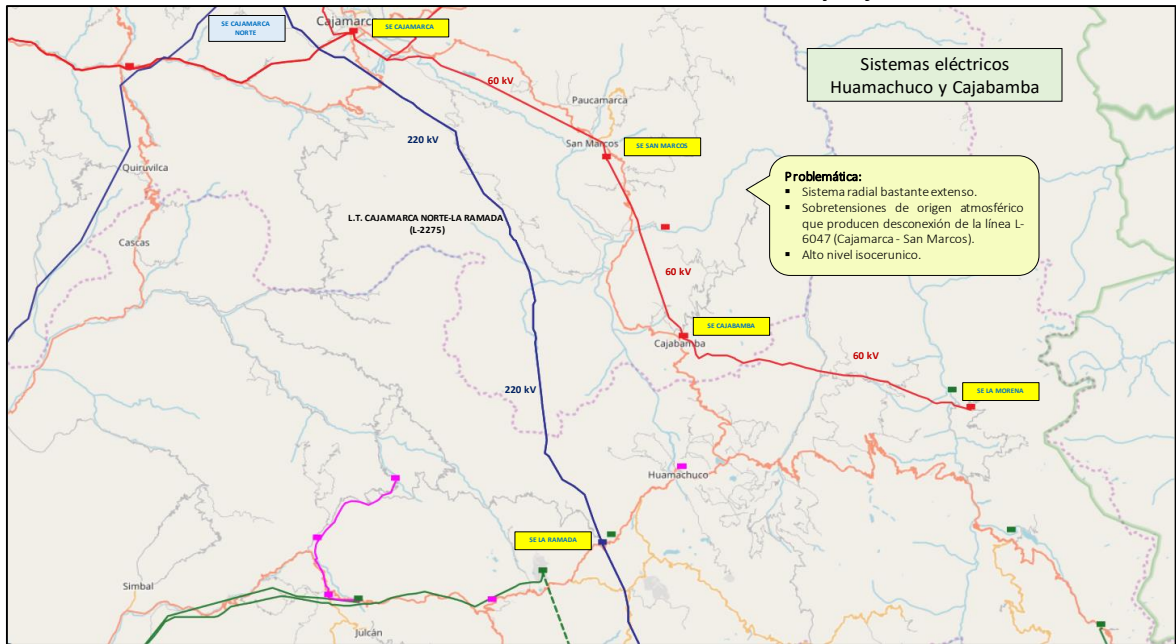
D. Sistemas eléctricos en alerta Huamachuco y Cajabamba: Los sistemas eléctricos de Huamachuco y Cajabamba pertenecen a la empresa distribuidora Hidrandina y se alimentan del SEIN a través de la red eléctrica L-6047 (Cajamarca – San Marcos) y L-6048 (San Marcos – Aguas Calientes) en 60 kV.

Problemática:

Los sistemas de Huamachuco y Cajabamba, presentan los siguientes problemas eléctricos.

- Sistema radial bastante extenso en 60 kV.
- Sobretensiones de origen atmosférico que producen desconexión de la línea L-6047 (Cajamarca - San Marcos).
- Alto nivel isoceraunico.
- Transformador TP 6021 Cajabamba 60/22.9/10 kV, presentó una cargabilidad del 84%.
- La línea L-6048 (SAN MARCOS - AGUAS CALIENTES) en 60 KV, presentó excedencias de la tolerancia establecida por Osinerghmin (Procedimiento N° 091) de indisponibilidad con 4%.

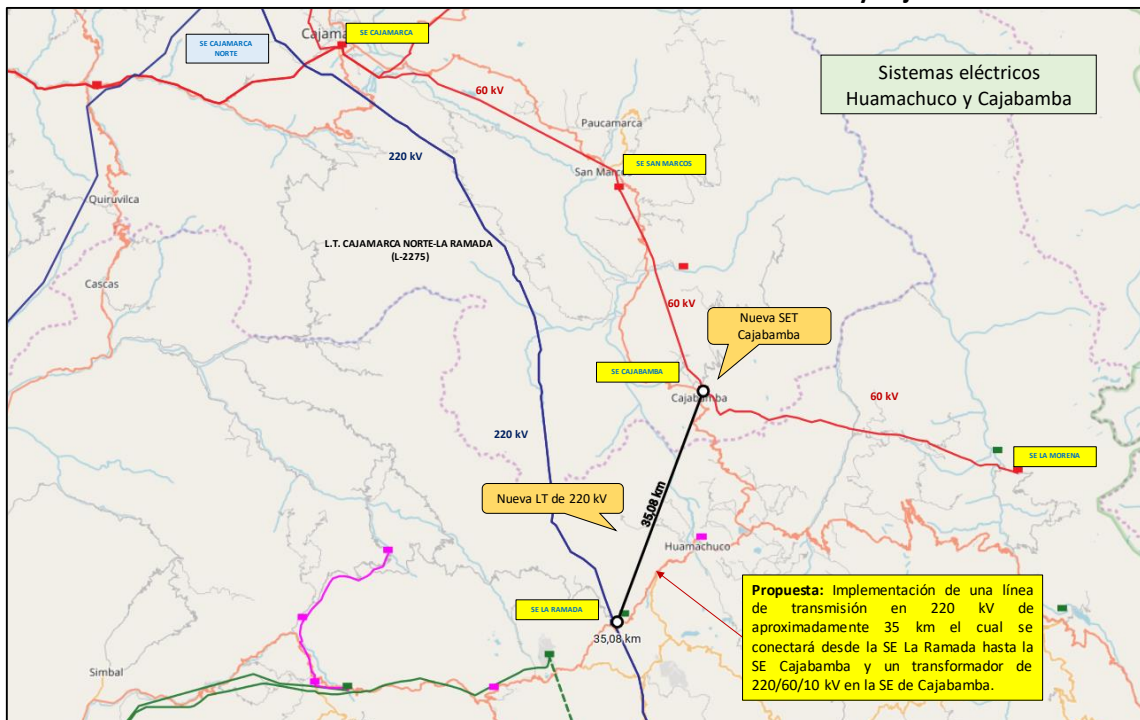
Figura N° 9
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Huamachuco y Cajabamba.



Propuesta DSE:

Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 220 kV de aproximadamente 35 km el cual se conectará desde la SE La Ramada hasta la SE Cajabamba y un transformador de 220/60/10 kV en la SE de Cajabamba. Esto incrementará la confiabilidad de los sistemas eléctricos de Huamachuco y Cajabamba.

Figura N° 10
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Huamachuco y Cajabamba.

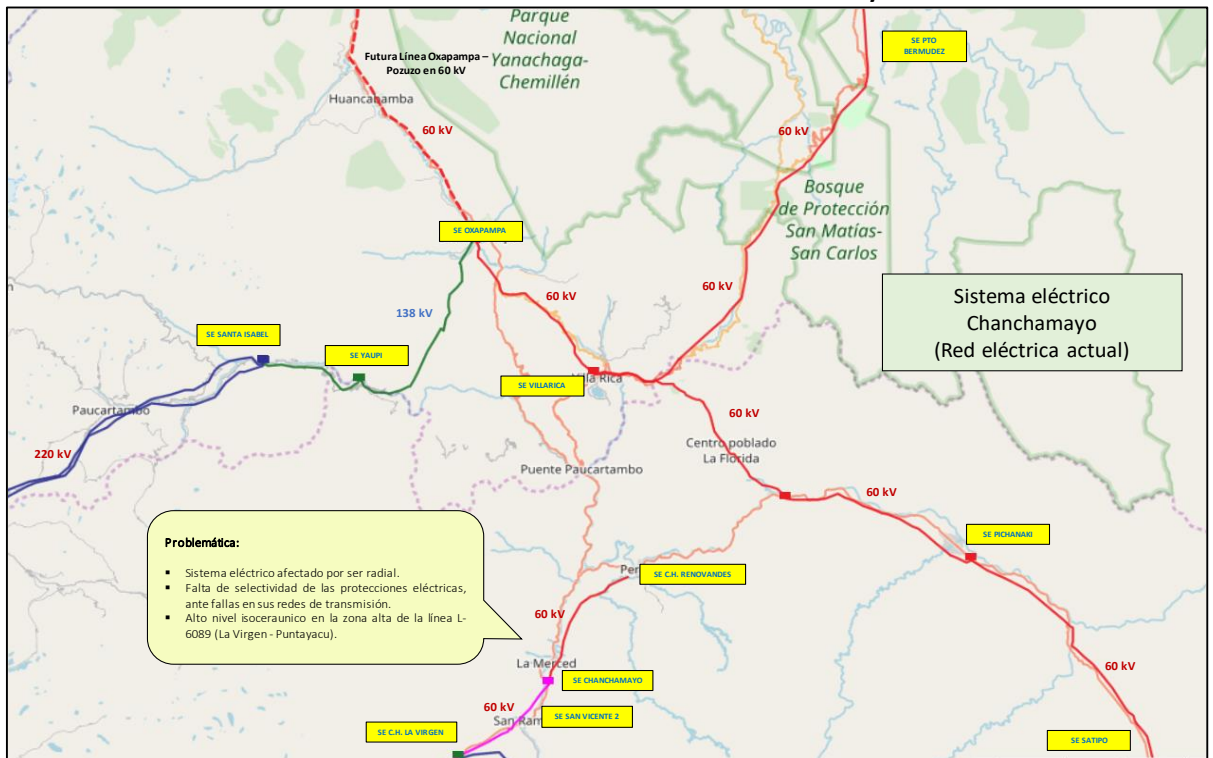


E. Sistema eléctrico en alerta Chanchamayo: El sistema eléctrico de Chanchamayo pertenece a la empresa distribuidora de Electrocentro y tiene como suministro al SEIN a través de la línea L-1710 (Caripa – La Virgen) en 138 kV y a través de las centrales hidroeléctricas La Virgen y Renovandes.

Problemática:

- Sistema eléctrico radial extenso en 60 kV.
- Falta de selectividad de las protecciones eléctricas, ante fallas en sus redes de transmisión.
- Alto nivel isoceraunico en la zona alta de la línea L-6089 (La Virgen - Puntayacu).

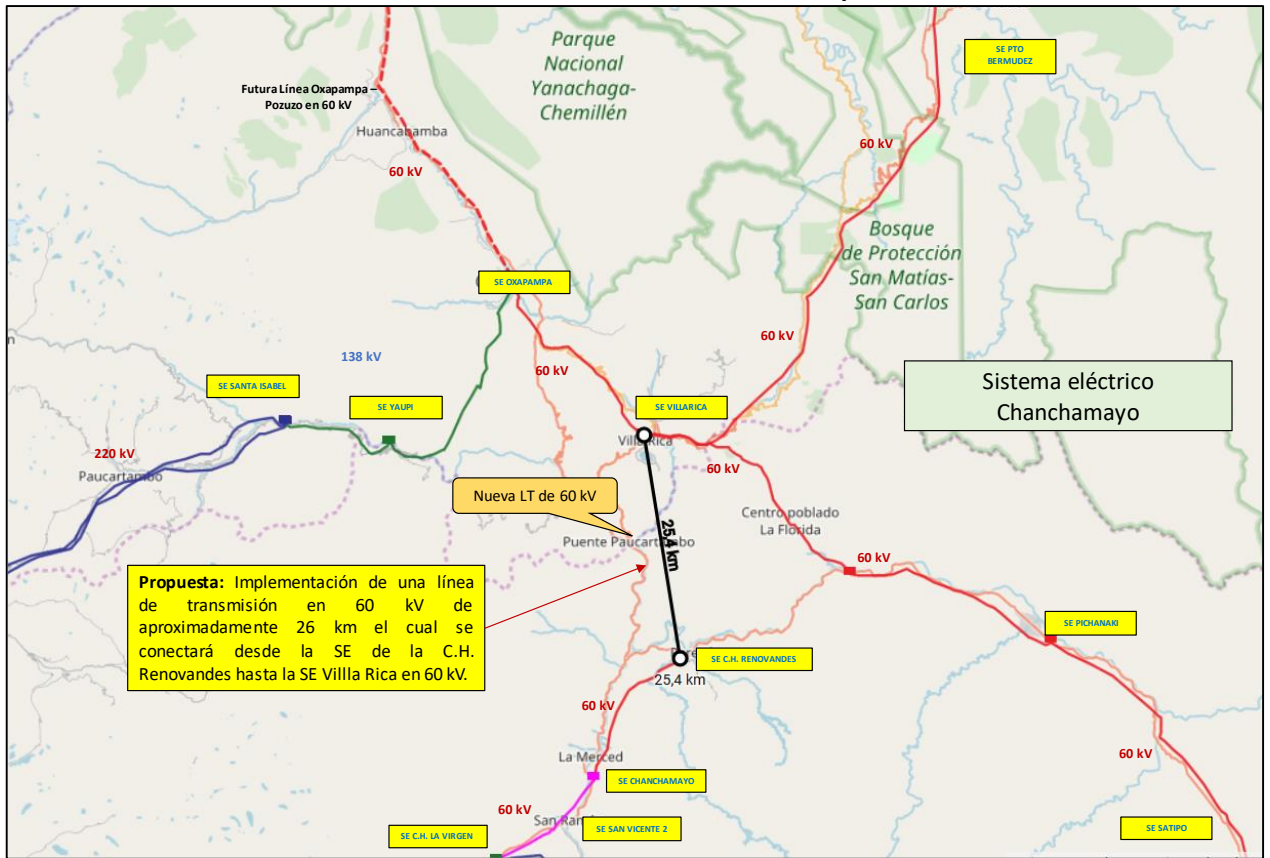
Figura N° 11
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Chanchamayo.



Propuesta DSE:

Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 60 kV de aproximadamente 26 km el cual se conectará desde la SE de la C.H. Renovandes hasta la SE Villa Rica en 60 kV. A través de esta nueva configuración de la red eléctrica se mejorará la confiabilidad del sistema de Chanchamayo.

Figura N° 12
Sistema eléctrico crítico de transmisión – Chanchamayo.



7. CONCLUSIONES


- Son treinta y nueve (39) las inversiones aprobadas en el PIT que reducen los efectos de las instalaciones de transmisión en alerta y tres (03) inversiones que se están ejecutando a través de los planes de transmisión del COES aprobadas por el MEM.
- Se proponen en total SEIS (6) nuevas inversiones que mejorarán la calidad del suministro eléctrico, de las cuales uno (1) fue presentada por la concesionaria de Electronoroeste y cinco (5) presentada por la DSE de Osinergmin, a ser evaluadas por la GRT, para considerarse en el PIT 2017 – 2021.

8. ANEXOS

Anexo 1: Revisión del Plan de Inversiones de Transmisión 2017 – 2021 con las instalaciones de transmisión en alerta y sistemas eléctricos críticos de transmisión.

Magdalena del Mar, junio de 2018

Atentamente,



Ing. Leonidas Sayas Poma
Gerente de Supervisión de Electricidad

Anexo 1

Revisión del Plan de Inversiones de Transmisión 2017 – 2021 con las instalaciones de transmisión en alerta.

INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN QUE PUEDEN SER INCLUIDOS EN EL PIT 2017-2021 PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SUMINISTRO

Área de Demanda	Empresa	Sistema Eléctrico	Sector típico	SAIFI Transmisión gestionable	SAIDI Transmisión gestionable	Empresa	Componente de transmisión	Excedencia de la tolerancia de tasa de falla e indisponibilidad en el 2017		% Sobrecarga/ Congestión durante el 2017	Alternativas en instalaciones de transmisión			Instalaciones de transmisión propuestas para ser incluidos en el PIT 2017 - 2021	
								Tasa de falla (%)	Indisponibilidad (%)		Plan de inversiones de transmisión - GRT	MEM	Concesionaria (*)	Propuesta de la Concesionaria	Propuesta por la División de Supervisión de Electricidad (DSE)
1	ENO	Bajo Piura	3	2.2	1.6	ENO	L-6658A PIURA OESTE - LA UNIÓN en 60 kV	TFL (50%)	INDISL (176%)			- Reforzamiento de bases, limpieza de aisladores y mantenimiento de retenidas de las líneas L-6658A (Piura Oeste – La Unión).		- Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 220 kV de aproximadamente 31 km el cual se conectará desde la SE La Niña hasta la SE Constante y un transformador de 220/60/10 kV en la SE Constante. Esto incrementará la confiabilidad del sistema eléctrico de Bajo Piura.	
		Chulucanas	4	10	27.3	ENO	L127A Nodo Morropón - MORROPON en 60 kV		INDISL (535%)		GRT PIT 2017-2021: Banco de Capacitores 23 kV de 4*1.2 MVAR Y 10 kV de 1*1.2 MVAR (SET Chulucanas)			Implementación de una línea de transmisión de 60 kV (Piura Este – Tambogrande) y nueva SET Tambogrande de 15 MVA, de tal manera que permita subdividir las derivaciones de la extensa línea en 22.9 kV que alimenta al sistema de Tambogrande. Con ello permitirá transferir carga de la SET Chulucanas a la SET Tambogrande evitando su repotenciación para el año 2020.	
						ENO	1TP6036 LOS EJIDOS 60/22.9/10 KV		TAS (90%)						
						ENO	1TP6031 CHULUCANAS 58/22.9/10 KV		TAS (96%)						
						ENO	L-6657A PIURA OESTE - LOS EJIDOS en 60 kV		LAS (94%)						
						ENO	L-127 CHULUCANAS - LOMA LARGA en 60 kV	TFL (150%)	INDISL (569%)						
		Corrales	3	7.5	3.1	ENO	L129 Nodo Charán - SE Corrales en 33 kV	TFL (50%)	INDISL (35%)				Implementar un enlace en 33 kV entre la S.E. Tumbes y la SET Corrales de 6 km.		
		Zarumilla	2	4.4	2.7	ENO	1TP6017 ZARUMILLA 60/22.9/10 kV		TAS (79%)	GRT 2017 – 2021 - SET AT/MT Puerto Pizarro (Banco de Capacitores 23 kV de 4*1.2 MVAR) - SET AT/MT Zarumilla (Banco de capacitores 10 kV de 2,5 MVAR)			- Mantenimiento de aisladores y reforzamiento de base de postes tipo H de la línea L-6665ª (Nueva Zorritos – Tumbes).		
						ENO	L-6665A Nueva Zorritos - TUMBES 1 en 60 kV	TFL (25%)							
						REP	L-2249 TALARA - ZORRITOS en 220 kV		INDISL (88%)						
2	ELN	Chiclayo	2	2.2	6	ELN	TP6015 CHICLAYO NORTE en 60/10 kV		TAS (76%)	GRT PIT 2017-2021: - Transformador de Potencia 60/23/10kV 30MVA (SET MAT/AT/MT Chiclayo Oeste) - Transformador de Potencia 220/60/23kV-50MVA (SET MAT/AT/MT Chiclayo Sur). - Transformador de Potencia 60/23/10kV 30MVA (SET AT/MT Chiclayo Centro)		SET Chiclayo Oeste (TP6018) - En febrero 2017, Electronorte realizó la hermeticidad de las cajas de conexiones de todos los accesorios del transformador. - Ejecución de actividades de mantenimiento preventivo y predictivo en 2018.			
						ELN	L-6012 CHICLAYO OESTE - CHICLAYO NORTE en 60 kV		LAS (92%)						
						ELN	L-6022 CHICLAYO OESTE - CHICLAYO NORTE en 60 kV		LAS (89%)						
		Chiclayo Baja Densidad	3	3.1	7.6	ELN	SUBESTACION CHICLAYO OESTE - (TP6018) - 60/22.9/10 KV	TFC (100%)	TAS (82%)						

Área de Demanda	Empresa	Sistema Eléctrico	Sector típico	SAIFI Transmisión gestionable	SAIDI Transmisión gestionable	Empresa	Componente de transmisión	Excedencia de la tolerancia de tasa de falla e indisponibilidad en el 2017		% Sobrecarga/ Congestión durante el 2017	Alternativas en instalaciones de transmisión			Instalaciones de transmisión propuestas para ser incluidos en el PIT 2017 - 2021		
								Tasa de falla (%)	Indisponibilidad (%)		Plan de inversiones de transmisión - GRT	MEM	Concesionaria (*)	Propuesta de la Concesionaria	Propuesta por la División de Supervisión de Electricidad (DSE)	
						REP	CHICLAYO OESTE - (T14-260) - 220/60/0.38		INDISE (284%)							
						ELN	L-6053 SUBESTACION TUMAN - SUBESTACION CAYALTI en 60 kV		INDISL (112%)							
	EOR	Bagua Jaén	2	3.3	1.2	EOR	TPA013 NUEVA JAEN en 138/60/22.9 kV			TS (102%) (La sobrecarga se presenta en condiciones normales de operación en horas de punta)	GRT PIT 2017-2021: Transformador 138/60/23kV - 30MVA (SET MAT/AT/MT Nueva Jaén)		- Mantenimiento de puestas a tierra en subestaciones (Localidades de Jaén y Bagua, Bagua Grande y El Muyo). - Comunicación a terceros para ejecución de poda de árboles con su autorización. Emisión de cartas preventivas. Limpieza de faja de servidumbre. Debido a causas por caída de conductor (Localidades de Jaén y Bagua) - Cambio de los transformadores de medida, seccionadores de potencia y recloser que presentan deficiencia. (Localidades de Jaén y Bagua alimentadores JAE-101 JAE-102)		- Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 220 kV de aproximadamente 71 km el cual se conectará desde la SE Cálcl en 220 kV hasta la Nueva SE Bagua Grande con un transformador de 220/60/22.9 kV. Esto incrementará la confiabilidad del sistema eléctrico de Bagua Jaén.	
3	HID	Caraz-Carhuaz-Huaraz	3	3.5	3.4	HID	L-6690 S.E. SANTA CRUZ - S.E. SHINGAL (CARAZ) en 60 kV		INDISL (20%)		GRT PIT 2017-2021: - Nuevo Transformador 9 MVA en la SE Caraz.		Las interrupciones en este sistema tienen su origen, en su mayoría, en las líneas L-6690 y L-6679. Por tal motivo, Hidrandina viene llevando a cabo un Plan de acción para la subsanación de las deficiencias que presentan. Para la línea L-6690 se prevé la inspección, medición y mejoramiento de PATs, y cambios puntuales de componentes en mal estado; en la línea L-6679 se ha previsto la inspección, medición y mejoramiento de PATs en sectores considerados críticos, así como el cambio de componentes críticos durante los próximos cortes programados como el cambio de aisladores y ferretería, y la adecuación de algunos armados.			
						HID	L-6679 S.E. Shingal (Caraz) - S.E. Arhuaypampa (Carhuaz) en 60 kV		INDISL (167%)							
		Ticapampa	4	5.3	1.4	HID	TP 6013 Ticapampa en 66/22.9/13.8 kV			TAS (91%)	GRT PIT 2017-2021: Línea Transmisión Huaraz Sur - Ticapampa, 26.7 km. GRT PIT 2013-2017: Transformador de Potencia 60/23/10 kV, 15 MVA (SET Ticapampa). POC 31-05-2017					
		Huamachuco	2	8.7	5.7	HID	L-6645 Guadalupe - Chepén en 60 kV	TFL (125%)	INDISL (287%)			- Nueva línea Cajamarca Norte - Cajamarca de 60 kV.	Plan de Acción de la Concesionaria para la corrección de las deficiencias en estas instalaciones.			
HID	L-6653 S.E. Guadalupe 1 - S.E. Pacasmayo en 60 kV					TFL (25%)	INDISL (129%)		- Transformador 220/60/22.9kV - 50MVA (SET La Ramada).							

Área de Demanda	Empresa	Sistema Eléctrico	Sector típico	SAIFI Transmisión gestionable	SAIDI Transmisión gestionable	Empresa	Componente de transmisión	Excedencia de la tolerancia de tasa de falla e indisponibilidad en el 2017		% Sobrecarga/ Congestión durante el 2017	Alternativas en instalaciones de transmisión			Instalaciones de transmisión propuestas para ser incluidos en el PIT 2017 - 2021		
								Tasa de falla (%)	Indisponibilidad (%)		Plan de inversiones de transmisión - GRT	MEM	Concesionaria (*)	Propuesta de la Concesionaria	Propuesta por la División de Supervisión de Electricidad (DSE)	
													presentes en estas líneas y por consiguiente mejorar la calidad del suministro en la zona.			
		Santa	2	3.9	11.0	HID	S.E. SANTA - (TP A008) - 138/13.8 kV		INDISE (49%)		GRT PIT 2013-2017: - Nuevo Transformador de 25 MVA en la S.E. SANTA. POC 03.09.2017.		Hidrandina viene llevando a cabo la inspección y cambio de componentes en mal estado o afectados por fallas de la línea L-1116 Chimbote 1 - Santa, lo que permitiría corregir las deficiencias en esta instalación. Respecto al transformador de la SE Santa, luego de la falla producida por un componente antiguo sin reemplazo, no ha presentado más desconexiones forzadas en el 2017 por lo que se espera que el suministro en la zona mejore.			
						REP	L-2232 Chimbote 1 - Trujillo Norte en 220 kV	TFL (50%)								
		Santa Rural	4	3.4	9.7	HID	L-1116 Chimbote 1 - S.E. SANTA en 138 kV	TFL (50%)								
		Otuzco-Motil-Florida	4	6.0	6.8	HID	S.E. OTUZCO - (TP 3010) - 33/13.8 kV	TFC (200%)		TAS (79%)	GRT PIT 2017-2021: - Instalación de nuevo transformador de 25 MVA en la SE Motil (existente queda en reserva).		Las desconexiones en el sistema tienen su origen en diferentes instalaciones entre ellas la línea L-1115 Trujillo Norte - Motil, y en las líneas y subestaciones que comprenden la red en 33 kV. En coordinación con DSE, Hidrandina viene ejecutando Planes de acción para la mejora del suministro en el sistema. Como parte de estos planes de acción viene realizando la revisión de los ajustes de protección y pruebas a los sistemas de control y mando de la SE Otuzco debido a la falta de selectividad y coordinación del sistema de protección. Asimismo, viene realizando la inspección, medición y mejoramiento de las puestas a tierra (PATs) de la línea L-1115 y la implementación de cable de guarda y/o pararrayos en zonas de alto nivel isoceraunico.			
		Trujillo Baja Densidad	3	3.2	72.6	HID	TP A028 Santiago de Cao en 138/34.5/13.8 kV			TAS (97%)	GRT PIT 2017-2021: - LT 138 kV, Santiago de Cao – Nueva SET Malabrigo, 41,4 km. - Transformador de Potencia 138/23/10 kV, 30 MVA (SET Malabrigo).		- Traslado de cargas desde la SE Casagrande 1 a Trujillo Norte y reducción del consumo del cliente libre de la SE Casagrande 2. - Los Sistemas eléctricos Trujillo Baja Densidad y Paján - Malabrigo presentan excesos considerables en los indicadores SAIFI y SAIDI de transmisión, esto provocado por desconexiones originadas principalmente en la línea L-3340 Santiago de Cao - Malabrigo y en la barra de 34.5 kV de la SE Santiago de Cao. Actualmente, Hidrandina viene ejecutando la remodelación de un tramo de la línea en doble terna L-3340/3341, por lo que se espera corregirse las deficiencias en esta instalación			
						HID	TP 3008 CASAGRANDE 2 en 34.5/13.8 kV			TAS (82%)						
						HID	TP 3011 MALABRIGO en 34.5/10.5 kV			TAS (85%)						
		Paján-Malabrigo	2	4.8	119.4	HID	L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1 en 34 kV		INDISL (83%)							
						HID	L-1118 Trujillo Norte - S.E. Santiago de Cao en 138 kV		INDISL (8%)							

Área de Demanda	Empresa	Sistema Eléctrico	Sector típico	SAIFI Transmisión gestionable	SAIDI Transmisión gestionable	Empresa	Componente de transmisión	Excedencia de la tolerancia de tasa de falla e indisponibilidad en el 2017		% Sobrecarga/ Congestión durante el 2017	Alternativas en instalaciones de transmisión			Instalaciones de transmisión propuestas para ser incluidos en el PIT 2017 - 2021	
								Tasa de falla (%)	Indisponibilidad (%)		Plan de inversiones de transmisión - GRT	MEM	Concesionaria (*)	Propuesta de la Concesionaria	Propuesta por la División de Supervisión de Electricidad (DSE)
													con la consecuente reducción de desconexiones y mejora de la calidad del suministro en la zona.		
		Virú	3	2.0	5.9	HID	L-6695 S.E. TRUJILLO SUR - HUACA DEL SOL en 60 kV		INDISL (288%)	LAS (89%)	GRT PIT 2017-2021: - Transformador 220/138/60kV - 120MVA (SET Viru Nueva). - Transformador 60/22.9/10kV - 25MVA (SET Virú). - Transformador 60/22.9/10kV - 15MVA en la SET Chao y Banco de Condensadores 22.9 kV - 3X1 MVAR. - Implementación de Nueva SE Salaverry y nueva línea Salaverry - Huaca del Sol, reemplazarán a las actuales instalaciones por antigüedad.				
						HID	L-1128 S.E. PORVENIR - S.E. TRUJILLO SUR en 138 kV		INDISL (106%)	LAS (87%)					
						HID	L-6696 HUACA DEL SOL - S.E. VIRU en 60 kV		INDISL (10%)						
						HID	L-1117 TRUJILLO NORTE - PORVENIR en 138 kV			LAS (98%)					
						HID	TP 3005 SALAVERRY 2 en 34.5/10.5 kV			TAS (97%)					
						HID	L-6697 S.E. VIRU - Chao en 60 kV		INDISL (386%)						
		Moyobamba	3	5.2	0.7						GRT PIT 2017-2021: LT 60 kV Der Moyobamba Nueva-Moyobamba Nueva y Transformador 138/60/23 kV, 50 MVA (SET MAT/AT/MT Moyobamba Nueva)	Plan de transmisión a largo plazo 2017-2026: Operando desde el 26 de noviembre de 2017. - Línea de transmisión en 220 kV Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba de 370 km de 220 MVA de la S.E. Moyobamba.	Plan de Acción de la Concesionaria para la corrección de las deficiencias en las instalaciones de transmisión.		
4	EOR	Tarapoto	2	2.2	0.5	EOR	T-20 TARAPOTO en 132/22.9/10 kV			TAS (91%)	GRT PIT 2013-2017: Transformador de Potencia 138/60/23 kV, 30 MVA (SET MAT/AT TARAPOTO). La obra de la Ampliación de la SET Tarapoto ya está concluido y está en funcionamiento. Fecha de puesta en tensión 17/12/2017.				
		Pongo de Caynarachi	5	6.2	2.2	EOR	L-3301 PONGO - YURIMAGUAS en 33 kV		INDISL (302%)		GRT PIT 2013-2017: Línea, 60 kV, Pongo Cainarachi - Yurimaguas, 55.2 km. El Estudio Definitivo del saldo de obra, está en revisión, para reiniciar la obra en el 2018, según lo informado por empresa titular.				
		Yurimaguas	4	9.7	1.7								Plan de Acción de la Concesionaria para la corrección de las deficiencias en las instalaciones de transmisión.		
		Rioja Oriente	3	10	2.8								Plan de acción a largo Plazo: Traslado de transformador existen de la SE Nueva Cajamarca a SE rioja de 60/22.9kV.		
5	ELC	Pozuzo	4	15.9	19.6	ELC	A4897 PUERTO BERMUDEZ - Punto Hawai en 33 kV		INDISL (397%)		GRT PIT 2017-2021: 1. LT 60 kV Oxapampa – Pozuzo. 2. Nueva SET Pozuzo 60/33/10 kV de 5 MVA, previstas para el año				

Área de Demanda	Empresa	Sistema Eléctrico	Sector típico	SAIFI Transmisión gestionable	SAIDI Transmisión gestionable	Empresa	Componente de transmisión	Excedencia de la tolerancia de tasa de falla e indisponibilidad en el 2017		% Sobrecarga/ Congestión durante el 2017	Alternativas en instalaciones de transmisión			Instalaciones de transmisión propuestas para ser incluidos en el PIT 2017 - 2021	
								Tasa de falla (%)	Indisponibilidad (%)		Plan de inversiones de transmisión - GRT	MEM	Concesionaria (*)	Propuesta de la Concesionaria	Propuesta por la División de Supervisión de Electricidad (DSE)
		Chalhuamayo-Satipo	4	11.1	8.9	ELC	PUERTO BERMUDEZ - (4-TP-710) - 60/33/10 kV		INDISE (222%)		2018. GRT PIT 2017-2021: 1. Segundo transformador Satipo 60/23 kV de 15 MVA. 2. Nueva SET Satipo 220/138/60 kV de 50 MVA. 3. LT 220 kV Runatullo – Satipo.				
						ELC	L-6082 VILLA RICA - PUERTO BERMUDEZ en 60 kV	TFL (38%)	INDISL (501%)						
		Ayacucho	2	11.6	7.2	ELC	L-6079 MOLLEPATA - SAN FRANCISCO en 69 kV		INDISL (341%)		GRT PIT 2013-2017: Línea de Transmisión en 220 kV Friaspata - Mollepata de 92 km, 250 MVA y ampliación de la S.E. Mollepata, solución definitiva a la problemática de interrupciones en transmisión en la Región Ayacucho. Avance 100%, POC hasta en abril de 2018.				
						ELC	4-TP-202 AYACUCHO en 66/22.9 kV			TS (101%)					
		San Francisco	3	14	6	ELC	4-TP-252 San Francisco en 66/22.9 kV				TS (109%)				
						ELC	4-TP-030 CHUPACA en 33/13.2 kV								
		Valle del Mantaro 2	4	4.5	0.7	ELC	L-3416 INGENIO - COMAS en 33 kV	TFL (25%)	INDISL (157%)		GRT PIT 2017-2021: - Segundo Transformador en 33/10 kV de 5 MVA y celdas conexas de la SET Chupaca. A la fecha se encuentra en la elaboración de los términos de referencia para contratar al consultor, quien elaborará el Perfil y una vez dado la viabilidad, se realizará el Estudio Definitivo; para luego contratar al contratista quien ejecutará la obra; de acuerdo con INVIERTE.PE.				
	Valle del Mantaro 1	4	4.2	1.4	ELC	4-TP-030 CHUPACA en 33/13.2 kV			TAS (84%)	GRT PIT 2017-2021: - LT 60 kV Orcotuna - P. Industrial, 15 km. (SET AT/MT/MT "Parque Industrial") GRT PIT 2013-2017: - Montaje de transformador de 15 MVA e implementación de una línea en 60 kV Huancayo Este - Parque Industrial. Se encuentra en proceso de pruebas. POC marzo 2018.					
	Chanchamayo (**)	3	4.2	12.85	ELC	Sistema eléctrico considerado por ser radial								- Se propone que GRT evalúe la implementación de una línea de transmisión en 60 kV de aproximadamente 26 km el cual se conectará desde la SE de la C.H. Renovandes hasta la SE Villa Rica en 60 kV. A través de esta nueva configuración de la red eléctrica se mejorará la confiabilidad del sistema de Chanchamayo.	
	ETO	Tocache	4	1.9	0.4	EOR	T35-121 TOCACHE en 138/60/22.9 kV			TS (120%)	GRT PIT 2017-2021: SET Tocache Transformador 138/23/10kV - 20/20/20MVA (Corresponde a REP. Carta GR-682-2016)				

(*) Planes de acción de las Concesionarias de distribución reportados al portal de DSE (módulo de sistemas críticos de transmisión) de la División de Supervisión de Electricidad de Osinerghmin (DSE) sobre mantenimientos y/o reforzamientos eléctricos, medición e instalación de puesta a tierra, faja de servidumbre, implementación de pararrayos, monitoreo termográfico, cambio de armado de estructuras, cambio de aisladores, etc.

(**) Debido a las continuas interrupciones eléctricas a los usuarios de la zona de Chanchamayo, se ha considerado incluir en la calificación de los sistemas de transmisión para el área de demanda 5, al sistema de Chanchamayo cuya propuesta de una nueva línea en 60 kV desde Villa Rica a Renovandes mejorará la calidad de suministro en dicha zona.