

Universidad Católica de Santa María
Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica,
Mecánica-Eléctrica y Mecatrónica



**Demostración y aplicación del proyecto Real Life Learning en el
entrenamiento del personal de Red de Energía Del Perú S.A.
enfocado a la mitigación de fallas esporádicas en subestaciones
eléctricas de alta tensión**

Tesis presentada por el Bachiller:

Morales Paucar, Luis Enrique

ORCID: 0009-0007-9047-7986

para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Asesor (a):

Mg. Chani Ollachica, Deidamia Giovanna

ORCID: 0000-0002-0491-7049

Arequipa - Perú

2024

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
INGENIERIA MECANICA, MECANICA-ELECTRICA Y MECATRONICA
TITULACIÓN CON TESIS
DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR

Arequipa, 06 de Diciembre del 2023

Dictamen: 008840-C-EPIMMEM-2023

Visto el borrador del expediente 008840, presentado por:

2015200991 - MORALES PAUCAR LUIS ENRIQUE

Titulado:

**DEMOSTRACIÓN Y APLICACIÓN DEL PROYECTO REAL LIFE LEARNING EN EL
ENTRENAMIENTO DEL PERSONAL DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. ENFOCADO A LA
MITIGACIÓN DE FALLAS ESPORÁDICAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN**

Nuestro dictamen es:

APROBADO

**29569057 - CASTILLO CACERES CESAR PIO
DICTAMINADOR**



**29616686 - RIVERA ACOSTA VICTOR GONZALO
DICTAMINADOR**



**46292714 - SILES NATES FERNANDO DAVID
DICTAMINADOR**



Demostración y aplicación del proyecto Real Life Learning en el entrenamiento del personal de Red de Energía Del Perú S.A. enfocado a la mitigación de fallas esporádicas en subestaciones eléctricas de

INFORME DE ORIGINALIDAD

5%

INDICE DE SIMILITUD

5%

FUENTES DE INTERNET

2%

PUBLICACIONES

1%

TRABAJOS DEL
ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1

www.osiptel.gob.pe

Fuente de Internet

1%

2

biblioteca.utb.edu.co

Fuente de Internet

1%

3

www.zaragoza.unam.mx

Fuente de Internet

1%

4

repository.udistrital.edu.co

Fuente de Internet

1%

5

idoc.pub

Fuente de Internet

1%

6

docslide.us

Fuente de Internet

1%

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias < 1%

Excluir bibliografía

Apagado

DEDICATORIA

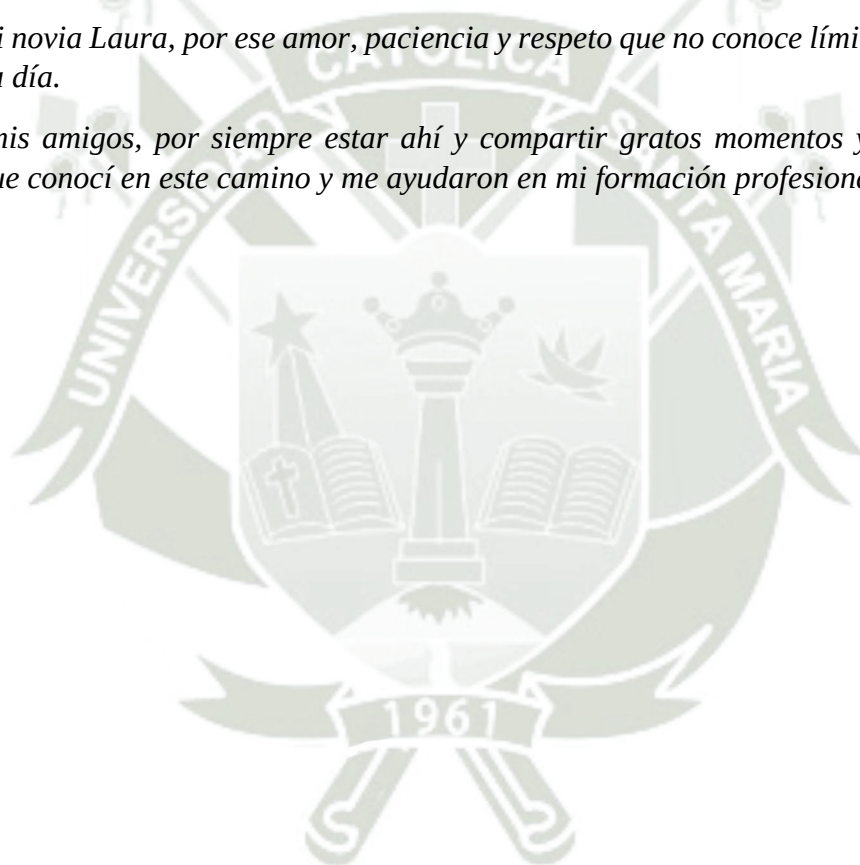
A Dios, por darme la perseverancia para alcanzar mis objetivos y permitirme llegar a este momento, por iluminar mi camino día con día y por cuidarme en cada paso que doy en esta vida.

A mi madre Ana, quien buscaba tanto como yo el poder cumplir esta meta y que gracias a su amor, soporte y dedicación es una realidad ahora. A mi padre Luis, por ser un ejemplo de persona que nunca me deja de enseñar y que anhelo llegar a ser como él. A mi hermano Roberto, por todo ese cariño y enseñarme a nunca rendirme.

A mis tíos, por su acompañamiento y guía a lo largo de todos estos años y que forjaron el hombre que soy, a mis primas y a mi abuela por su apoyo incondicional y a mi abuelo que desde el cielo me acompaña y a quien le dedico este trabajo.

A mi novia Laura, por ese amor, paciencia y respeto que no conoce límites y me hace crecer día a día.

A mis amigos, por siempre estar ahí y compartir gratos momentos y a todas las personas que conocí en este camino y me ayudaron en mi formación profesional.



AGRADECIMIENTOS

Ing. Deidamia Chani, por su apoyo, guiándome a lo largo de este gran y significativo proceso

Ing. Fernando Siles, ing. Victor Rivera e ing. Cesar Castillo, por su tiempo, consejos, y recomendaciones que aportaron a mi crecimiento y al desarrollo de esta investigación

Escuela Profesional de Ingeniera Mecánica, Mecánica Eléctrica y Mecatrónica y al personal que lo integra, por sus valiosas enseñanzas para poder enfrentar los retos profesionales.



RESUMEN

La transmisión de electricidad es el proceso a través del cual se conduce la energía eléctrica generada en las centrales hasta los centros de consumo, como pueden ser: grandes industrias, minas, comercios y hogares. En nuestro país la red de transmisión eléctrica esta interconectada y recibe el nombre de Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), está compuesto no solo por líneas de transmisión sino también por subestaciones eléctricas de alta tensión. Este conjunto de instalaciones no es exento de fallas esporádicas, siendo eventos de muy poca frecuencia, inesperados y que en ciertas ocasiones el impacto que generan en la organización es de muy alto valor.

En el primer capítulo se presenta el planteamiento del problema, los antecedentes, objetivos, y la delimitación de la investigación que justificaron el proyecto Real Life Learning desarrollado Red de Energía del Perú S.A. Una metodología de enseñanza innovadora y vanguardista que buscando la excelencia operacional se apalanca en la realidad virtual para generar situaciones lo más cercanas al experimentar una falla esporádica en una subestación de alta tensión. A su vez se presentan la importancia y financiamiento del proyecto.

En el segundo capítulo, es presentado el marco teórico; que abarca temas como la gestión de activos y sus principales herramientas, pasando por los conceptos claves de la transmisión de electricidad y los principales sistemas, configuraciones y los distintos equipos situados en subestaciones eléctricas de alta tensión.

En el tercer capítulo se muestra los cuatro casos de uso desarrollados a través de la metodología de Eliminación Causa de Riesgo que sirvieron como planteamiento para la realización de los cuatro escenarios que forman parte de Real Life Learning a la fecha, a su vez es presentada la importancia de cada uno de estos escenarios para el negocio de Red de Energía del Perú S.A. resaltando también las campañas de despliegue del proyecto.

En el cuarto capítulo son presentados los resultados de la capacitación y entrenamiento a operadores de subestaciones de alta tensión con Real Life Learning, enfocada desde una perspectiva económica y de retroalimentación de los colaboradores.

Palabras Clave: Eventos Esporádicos, Realidad Virtual, Eliminación Causa de Riesgo, Gestión de Activos, Subestaciones de Alta Tensión

ABSTRACT

Electricity transmission is the process through which electric energy generated at power plants is conducted to consumption centers, such as large industries, mines, businesses, and households. In our country, the electric transmission network is interconnected and is known as the National Interconnected Electric System (SEIN), comprising not only transmission lines but also high-voltage electrical substations. This set of facilities is not exempt from sporadic failures, events of very low frequency, unexpected, and that, on certain occasions, have a high impact on the organization.

In the first chapter, the problem statement, background, objectives, and research scope that justified the Real Life Learning project developed by Red de Energía del Perú S.A. are presented. This innovative and cutting-edge teaching methodology, aiming for operational excellence, leverages virtual reality to create situations as close as possible to experiencing a sporadic failure in a high-voltage substation. The importance and financing of the project are also discussed.

The second chapter presents the theoretical framework, covering topics such as asset management and its main tools, as well as the key concepts of electricity transmission and the main systems, configurations, and various equipment found in high-voltage electrical substations.

The third chapter showcases the four use cases developed through the Cause Risk Elimination methodology, which served as the basis for creating the four scenarios that conform Real Life Learning. The importance of each of these scenarios for the business of Red de Energía del Perú S.A. is also highlighted, along with the project deployment campaigns.

In the fourth chapter, the results of training and education for high-voltage substation operators using Real Life Learning are presented, with a focus on economic aspects and feedback from the employees.

Keywords: Sporadic Events, Virtual Reality, Elimination Cause of Risk, Asset Management, High Voltage Substation.

ÍNDICE

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
RESUMEN.....	iii
ABSTRACT	iv
INTRODUCCIÓN	xiv
CAPÍTULO I.....	16
1. Marco Metodológico	16
1.1. Descripción del Problema	16
1.2. Hipótesis.....	18
1.3. Objetivos	18
1.3.1. Objetivo General	18
1.3.2. Objetivos Específicos	18
1.4. Variables	19
1.4.1. Variable Independiente	19
1.4.2. Variables Dependientes	19
1.5. Área de Conocimiento.....	21
1.6. Justificación e Importancia del Proyecto.....	22
1.6.1. Justificación.....	22
1.6.1.1 Justificación Académica.....	22
1.6.1.2 Justificación Económica.....	22
1.6.1.3 Justificación Social.....	22
1.6.1.4 Justificación Ética	22
1.6.2. Importancia.....	23
1.7. Alcances	23
1.8. Limitaciones	24
1.9. Financiamiento y Presupuesto.....	24
1.10. Antecedentes	25
CAPITULO II	28
2. Marco Teórico	28
2.1. Gestión de Activos	28
2.1.2. Definición de Activo	29
2.1.3. Definición y Fundamentos de la Gestión de Activos	31

2.1.4.	Beneficios de la Gestión de Activos.....	34
2.1.5.	Definición de Sistemas de Gestión de Activos	35
2.2.	Herramientas de Gestión De Activos.....	37
2.2.1.	Mejorabilidad	37
2.2.2.	Criticidad.....	38
2.2.3.	Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad Plus (MCC+).....	39
2.2.4.	Rutina Estándar de Mantenimiento (REM).....	40
2.2.5.	Eliminación Causa de Riesgo (ECR)	40
2.2.5.1	Pasos de un ECR	42
2.2.6.	Lecciones Aprendidas	56
2.2.7.	Decision Support Tools (DST).....	57
2.3.	Transmisión de Electricidad.....	59
2.3.1.	La Transmisión Eléctrica en el Perú.....	59
2.4.	Subestaciones Eléctricas	62
2.4.1.	Configuración de Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión	64
2.4.1.1	Tendencia Europea.....	64
2.4.1.2	Tendencia Americana.....	67
2.4.2.	Niveles de Operación en una Subestación Eléctrica de Alta Tensión.....	70
2.4.2.1	Nivel de Operación 0 (Patio de Llaves)	70
2.4.2.2	Nivel de Operación 1.....	71
2.4.2.3	Nivel de Operación 2:	72
2.4.2.4	Nivel de Operación 3:	73
2.4.3.	Equipos de Patio en una Subestación Eléctrica de Alta Tensión	74
2.4.3.1	Transformación de Potencia.....	74
2.4.3.2	Interruptores	76
2.4.3.3	Seccionadores:.....	77
2.4.3.4	Pararrayos.....	79
2.4.3.5	Trampa de Onda	79
2.4.3.6	Transformador de Corriente	80
2.4.3.7	Transformador de Tensión	80
2.5.	Sistemas de Protección Y Control.....	81
2.5.1.	Sistemas de Protección.....	81
2.5.1.1	Equipos de Protección.....	82
2.5.1.2	Funciones de Protección.....	84
2.5.2.	Sistemas de Control.....	85

2.6.	Servicios Auxiliares	88
2.7.	Análisis de Fallas	88
2.7.1.	Definición y tipos de falla	89
2.8.	Realidad Virtual	90
2.8.1.	Definición de Realidad Virtual.....	90
2.8.2.	Características de la Realidad Virtual	90
2.8.3.	Componentes de los Sistemas de Realidad Virtual	91
2.8.3.1	Hardware del sistema:	92
2.8.3.2	Software y herramientas del sistema:	92
CAPITULO III.....		94
3.	Ingeniería del Proyecto.....	94
3.1.	Selección de Escenarios:	94
3.1.1.	Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM	94
3.1.1.1	Descripción del Problema:	94
3.1.1.2	Línea de Tiempo.....	94
3.1.1.3	Árbol lógico de fallas:	95
3.1.1.4	Validación de Hipótesis:	96
3.1.1.5	Cálculo de Beneficios:	97
3.1.2.	Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia.....	99
3.1.2.1	Descripción del Problema:	99
3.1.2.2	Línea de Tiempo.....	99
3.1.2.3	Árbol lógico de fallas:	99
3.1.2.4	Validación de Hipótesis:	100
3.1.2.5	Cálculo de Beneficios:	101
3.1.3.	Disparo Indeseado por Ingreso de Agua a los Contactos de los Relés de Protección de la Celda CL-1029 de SE Cerro Verde.....	104
3.1.3.1	Descripción del Problema:	104
3.1.3.2	Línea de Tiempo.....	104
3.1.3.3	Árbol lógico de fallas:	105
3.1.3.4	Validación de Hipótesis:	105
3.1.3.5	Cálculo de Beneficios:	106
3.1.4.	Disparo Indeseado del Transformador T-33-261	108
3.1.4.1	Descripción del Problema:	108
3.1.4.2	Línea de Tiempo.....	108
3.1.4.3	Árbol lógico de fallas:	109

3.1.4.4 Validación de Hipótesis:	109
3.1.4.5 Cálculo de Beneficios:	110
3.2. Desarrollo de Escenarios:	112
3.3. Despliegue de los Escenarios	123
CAPÍTULO IV	125
4. RESULTADOS	125
CONCLUSIONES	130
RECOMENDACIONES	132
REFERENCIAS	133
APÉNDICES	136
APÉNDICE A: EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DEL PROYECTO REAL LIFE LEARNING....	137
APÉNDICE B: GUÍA DE USUARIO OCULUS RIFT-S	139
APÉNDICE C: DIAGRAMA DE ÁRBOL LÓGICO (DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-5011 EN SUBESTACIÓN CHILCA CTM)	141
APÉNDICE D: DIAGRAMA DE ÁRBOL LÓGICO (FALLA A TIERRA BARRA A Y B DE 220 KV DE LA SUBESTACIÓN INDEPENDENCIA)	142
APÉNDICE E: DIAGRAMA DE ÁRBOL LÓGICO (DISPARO INDESEADO POR INGRESO DE AGUA A LOS CONTACTOS DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DE LA CELDA CL-1029 DE SE CERRO VERDE).....	143
APÉNDICE F: DIAGRAMA DE ÁRBOL LÓGICO (DISPARO INDESEADO DEL TRANSFORMADOR T-33-261).....	144

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	10 mejores prácticas de la gestión del mantenimiento	29
Figura 2	Enfoque y contexto del negocio del PAS55 con relación a las categorías de activos	31
Figura 3	Fundamentos de la gestión de activos: Valor	32
Figura 4	Fundamentos de la gestión de activos: Alineación	33
Figura 5	Fundamentos de la gestión de activos: Liderazgo	33
Figura 6	Fundamentos de la gestión de activos: Aseguramiento.....	34
Figura 7	Relaciones entre términos clave	35
Figura 8	Interrelación de la gestión de activos con el ciclo PHVA.....	36
Figura 9	Curva típica de Pareto en base a los resultados de Mejorabilidad	38
Figura 10	Curva típica de Pareto en base a los resultados de Mejorabilidad	39
Figura 11	Causas y síntomas en eventos no deseados	42
Figura 12	Matriz de Consecuencia-Esfuerzo.....	43
Figura 13	Distribución de la Metodología de Esfuerzos para un ECR.....	48
Figura 14	Diagrama de Ishikawa	49
Figura 15	Metodología de los 5 ¿Por qué?	50
Figura 16	Metodología de Árbol Lógico	52
Figura 17	Estimación de eventos en base a porcentaje de las hipótesis	53
Figura 18	Diagrama de flujos de evaluación de módulos de DST	58
Figura 19	Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.....	61
Figura 20	Tipos de subestaciones	63
Figura 21	Configuración Simple Barra.....	64
Figura 22	Configuración doble barra.....	65
Figura 23	Configuración simple barra con barra de transferencia.....	66
Figura 24	Configuración en anillo	68
Figura 25	Configuración interruptor y medio	69
Figura 26	Nivel de Operación 0.....	70
Figura 27	Nivel de Operación 1(Controlador de Bahía y Diagrama Unifilar con selectores)	72
Figura 28	Nivel de Operación 2.....	73
Figura 29	Nivel de Operación 3.....	74

Figura 30 Transformador de potencia de 20 MVA.....	75
Figura 31 Interruptor de tanque vivo en 500 kV	77
Figura 32 Seccionador de Apertura Central en 500 kV, SE Campas	79
Figura 33 Zonas de protección de un sistema eléctrico	81
Figura 34 Relé de protección marca SIEMENS	83
Figura 35 Diagrama de bloque de un relé de protección.	83
Figura 36 Estructura de niveles de control	85
Figura 37 Sistemas de Control Centralizado	86
Figura 38 Sistemas de Control Distribuido.....	87
Figura 39 Triángulo de la Realidad Virtual	91
Figura 40 Flujo en el Protocolo de Comunicación	114
Figura 41 Escenario 1: Respuesta a falla de comunicación remota y maniobra de desconexión manual.	115
Figura 42 Revisión del grupo electrógeno y revisión de banco de baterías	118
Figura 43 Escenario 3: Falla Transformador de Potencia.....	120
Figura 44 Escenario 4: Interruptor indisponible – maniobras de transferencia de celda al acoplamiento.....	122
Figura 45 Distribución porcentual del personal entrenado usando Real Life Learning durante el periodo 2021 y 2022.	124
Figura 46 Alineación con los objetivos organizacionales	128
Figura 47 Calificación del Facilitador	129
Figura 48 Nivel de Logística del Evento	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Cuadro de operacionalización de la variable independiente	20
Tabla 2 Cuadro de operacionalización de la variable dependiente	21
Tabla 3 Clasificación de escalas en la Matriz Consecuencia - Esfuerzo.....	43
Tabla 4 Ejemplo de un evento no deseado -crónico utilizando Matriz Consecuencias - Esfuerzo.....	44
Tabla 5 Matriz de Clasificación de Eventos.....	45
Tabla 6 Ejemplo de un evento no deseado -crónico utilizando Matriz de Clasificación de Eventos	46
Tabla 7 Línea de tiempo: Desconexión de Línea L-5011	95
Tabla 8 Validación de hipótesis: Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM ...	96
Tabla 9 Calculo de beneficios: Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM	98
Tabla 10 Línea de tiempo: Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia	99
Tabla 11 Validación de hipótesis: Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia	100
Tabla 12 Cálculo de beneficios: Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia	102
Tabla 13 Línea de tiempo: Disparo Indeseado por Ingreso de Agua a los Contactos de los Relés de Protección de la Celda CL-1029 de SE Cerro Verde	104
Tabla 14 Validación de hipótesis: Disparo Indeseado por Ingreso de Agua a los Contactos de los Relés de Protección de la Celda CL-1029 de SE Cerro Verde.....	106
Tabla 15 Cálculo de beneficios: Disparo Indeseado por Ingreso de Agua a los Contactos de los Relés de Protección de la Celda CL-1029 de SE Cerro Verde.....	107
Tabla 16 Línea de tiempo: Disparo Indeseado del Transformador T33-261	108
Tabla 17 Validación de Hipótesis: Disparo indeseado del transformador T-33-261	109
Tabla 18 Cálculo de beneficios: Disparo Indeseado del Transformador T-33-261	110
Tabla 19 ECR y Escenarios diseñados	112
Tabla 20 Aporte Monetario otorgado al proyecto Real Life Learning.....	125
Tabla 21 Costos de Desarrollo e Implementación del proyecto Real Life Learning	125
Tabla 22 Pago total de eventos críticos en Red de Energía del Perú S.A.	126

Tabla 23 Fallas en celdas de subestaciones de Red de Energía del Perú ocasionadas por errores humanos	127
---	-----



LISTA DE ABREVIATURAS

- **BSI:** Instituto de Normas Británicas.
- **CTM:** Consorcio Transmantaro S.A.
- **CC-REP:** Centro de Control REP
- **DST:** Decision Support Tools
- **ECR®:** Eliminación de causa de riesgo, es un método sistemático de gestión de eventos no deseados (no conformidad), por su impacto o importancia, dirigido a identificar, documentar y eliminar las causas raíces de riesgos, por medio de un procedimiento basado en hechos auditables y demostrables.
- **EPA:** Equipos de patio
- **HMI:** Interfaz hombre máquina
- **ISA REP:** Red de Energía del Perú S.A.
- **ISO:** Organización Internacional de Estandarización
- **MANOMAS:** Manual Unificado de Operación y Mantenimiento Seguro.
- **MCC+:** Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad Plus.
- **MK:** Tablero concentrador de patio
- **REM:** Rutina estándar de mantenimiento
- **RLL:** Real Life Learning
- **RNR:** Recursos no reembolsables.
- **RTU:** Unidad terminal remota.
- **SE:** Subestación eléctrica
- **SF6:** El Hexafluoruro de Azufre es un compuesto inorgánico utilizado como medio de extinción en los Interruptores de Potencia.
- **SSAA:** Servicios auxiliares.
- **STC:** Subgerencia de Transmisión Centro
- **STN:** Subgerencia de Transmisión Norte.
- **STS:** Subgerencia de Transmisión Sur.

INTRODUCCIÓN

La empresa Red de Energía del Perú S.A. en su objetivo por seguir liderando el sector de transmisión de energía eléctrica en nuestro país, busca la excelencia operacional al enfrentar y superar desafíos en su día a día, lo que se traduce en trabajo enfocado a: mejorar los tiempos de respuesta, reducir errores humanos, brindar altos estándares de seguridad al personal, capacitaciones y entrenamiento.

Siendo uno de estos desafíos la mitigación de fallas o eventos esporádicos.

Estos eventos son poco frecuentes y no están relacionados entre sí. La podríamos nombrar una falla repentina, dramática y que es inesperada que algunas veces lleva a todo el proceso a que se detenga y con frecuencia es altamente visible dentro de la unidad de negocios o de la compañía. Este tipo de falla por lo general tiene un costo muy alto y en general se adelanta a una investigación formal o informal de la causalidad de la misma. (Alfaro, 2014, p. 34)

De la mano de la innovación se comenzó la búsqueda de tecnología de vanguardia en temas de capacitación y entrenamiento, siendo el objetivo encontrar una metodología inmersiva que mejore la asimilación de conocimientos al personal. La solución fue la realidad virtual.

La realidad virtual es la representación completa o parcial de un ambiente real o ficticio, a través del uso de medios electrónicos. Dicha representación puede incluir graficas 3D o imágenes, tiene la propiedad de ser interactiva y puede ser o no inmersiva. (Perez, Zabre e Islas, 2004, p. 1)

De esta manera se dio origen a Real Life Learning (RLL). Este es un proyecto enfocado al entrenamiento de personal de operaciones de subestaciones eléctricas de alta tensión de Red de Energía del Perú S.A. que actúa como un centro de aprendizaje vivencial que simulará con el mayor parecido posible, toda la experiencia a la que estaría sometido un operador de subestación al momento de una falla o evento esporádico.

En adelante, se usará la palabra “escenario” para referirse al producto final de transformar el contenido de aprendizaje en ambientes e interacciones de realidad virtual. El alcance del proyecto es de cuatro escenarios:

- Respuesta a Falla de Comunicación Remota y Maniobra de Desconexión Manual.
- Revisión del Grupo Electrógeno y de Banco de Baterías.
- Falla Transformador de Potencia.
- Interruptor Indisponible – Maniobras de Transferencia de Celda al Acoplamiento.

A lo largo de este documento se explicará la problemática inicial y los impactos asociados, primeros pasos, desarrollo, implementación y adopción del proyecto; así como los resultados obtenidos que busque evidenciar que la implementación la realidad virtual es más beneficiosa que la anterior forma en la que se capacita y entrena al personal en torno a fallas esporádicas.

El desarrollo del proyecto estuvo a cargo del Grupo Avatar de la Pontífice Universidad Católica del Perú el aliado estratégico ideal para este proyecto. De esta manera, Red de Energía del Perú S.A. fue responsable del suministro, revisión y retroalimentación para la validación de los escenarios.

Cabe resaltar que en el año 2019 se postuló al concurso de fondos públicos para empresas innovadoras del programa Innóvate Perú (impulsado por el Ministerio de Producción del Perú) y que gracias a la alianza estratégica con el Grupo Avatar se potenció la postulación para poder ser uno de los proyectos ganadores y obtener fondos públicos.



CAPÍTULO I

1. Marco Metodológico

1.1. Descripción del Problema

Red de Energía del Perú S.A. (ISA REP) es una empresa dedicada al negocio de la transmisión de energía a lo largo de todo el territorio nacional peruano, con presencia en 21 departamentos del país, 82 subestaciones eléctricas y más de 12 mil kilómetros de líneas de transmisión, la convierten en una empresa líder del sector de transmisión de energía, asegurando la continuidad de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Sin embargo, la materialización de fallas esporádicas en los activos que opera y mantiene ha generado impactos cuantiosos en la compañía, traducido en pagos de penalidades y compensaciones dependiendo de la duración de los eventos y la reposición de los activos al sistema. A continuación son presentados como antecedentes, tres eventos de fallas esporádicas suscitados en los últimos seis años en ISA REP, que comparten dos características en común: personal con reducida experiencia en eventos de alto impacto y considerables pagos por compensación.

El 26 de enero del 2017 a las 19:40 horas desconectó el transformador T33-261 de la SE Zorritos, al momento del evento el transformador asumía 38 MW aproximadamente, como consecuencia desconectaron también: línea L-6664 que transportaba 5.5MW, línea L-6666 que transportaba 7.1MW y línea L-6665 que transportaba 25.2 MW. A las 21:50 se energizó el transformador en vacío iniciándose la normalización de las cargas interrumpidas (ISA REP, 2017). La desconexión fue producto de un disparo indeseado del relé Buchholz, debido al ingreso de humedad en los bornes de los contactos.

El tiempo de reposición fue un factor que incrementó el impacto del evento, puesto que personal de mantenimiento tuvo que llegar a revisar e identificar la causa de la falla, ya que el asistente en turno estaba reemplazando al que normalmente atendía la subestación y no estaba familiarizado con los equipos. El impacto total de este evento fue el potencial pago por compensación de 80,000 USD. Del antecedente presentado se extrae que la identificación de la posible causa en este tipo de fallas es fundamental, debido a las consecuencias que genera la interrupción de suministro, el contar con personal familiarizado en este tipo de fallas mejora la atención y reduce el tiempo fuera de servicio de los equipos.

Ese mismo año, el 01 de setiembre del 2017 a las 10:22, en la SE. Independencia 220 se presentó una falla en barra. Como consecuencia quedaron fuera de servicio todas las cargas de la barra A, es decir: las líneas L-2207, L-2210, L-2209, L-2132, L-2231 y L-2208, los transformadores T3-261 y T4-261, además de toda una subestación anexa (SE Desierto); esta última debido a que estaba alimentada solo por una de las líneas afectadas,

interrumpiéndose el suministro de dicha subestación (31.88 MW). A las 11:10 se procede a energizar las cargas y suministros interrumpidos desde la barra B (ISA REP, 2017).

El resultado de este evento fue un pago entre compensaciones y multas por un aproximado de USD 450,000. Del ECR se concluyó que la falla en la barra A se debió al aterramiento involuntario de esta cuando se realizaban trabajos de mantenimiento en la celda de la línea L-2117 de la SE Independencia. Este aterramiento se produjo al posible descalibramiento de uno de los seccionadores de Barra A, ya que, este no llegó a apertura de manera completa y el asistente no se percató de ello en el procedimiento de chequeo cruzado con Centro de Control de REP. Al momento de iniciar las labores de mantenimiento y colocar la tierra temporaria en el seccionador, la barra hizo contacto con tierra y se produjo el evento. Como detalle de importancia, el asistente de la subestación tenía apenas unos meses en el puesto. Del antecedente anterior se evidencia que el incumplimiento de procedimientos y protocolos por falta de experiencia en personal nuevo puede desencadenar en eventos de gran magnitud, que implican la desconexión considerable de cargas en una subestación.

El 24 de enero del 2019 a las 05:29, desconectó la línea L-5011 de SE. Chilca por apertura del interruptor desde la celda de un generador, como consecuencia la línea quedo energizada en vacío. En el extremo de la SE Chilca CTM no se tuvo registros de disparos en ninguna de las protecciones de los interruptores asociados a dicha línea. Sin embargo, se registró la pérdida de tensión de los SSAA de la celda CL-5011 SE Chilca, Este evento provocó el rechazo de carga de 295 MW. A las 09:43 se repuso la línea L-5011 (ISA Transmanto, 2019).

El producto de este evento fue un potencial pago de compensación de USD 200,000. En el análisis posterior se determinó que el evento fue originado por una falla en la línea que alimentaba los servicios auxiliares, seguido de falla del sistema de transferencia para el ingreso del grupo electrógeno y la falla del banco de baterías del sistema de protecciones de esa celda, lo cual desencadenó en el antecedente presentado, evidenciándose que una inspección adecuada y pruebas a los equipos que conforman el sistema de alimentación de servicios auxiliares pudieron evitar esta desconexión.

En tan solo 3 eventos, el potencial pago de compensaciones asciende a la suma de USD 730,000, siendo otras consecuencias de los eventos: rechazos de carga, interrupción de suministro, exposición a peligros. Además, en dichos casos la indebida actuación del operador fue el eslabón más débil de la cadena de eventos antes de la falla.

Si bien la falta de experiencia o conocimiento en los protocolos y procedimientos pueden ser consideradas como las causas raíces de todos estos antecedentes. El no contar con un plan de entrenamiento para operadores nuevos, la falta de difusión del plan de entrenamiento en el puesto o la falta de una estrategia de enseñanza del Manual

Unificado de Operación y Mantenimiento Seguro (MANOMAS) da un mayor panorama de la problemática e invita a la ideación de nuevas metodologías para entrenar y capacitar al personal.

La materialización de fallas esporádicas en personal que no se encuentra debidamente entrenado y capacitado da como resultado un impacto cuantioso a nivel organizacional; por lo que la problemática radica en cómo no contar con una metodología ágil y novedosa que capacite y entrene al personal en la atención a las fallas ya antes mencionadas genera grandes pérdidas a la compañía. A continuación se presentan las características del problema:

- **Medible:** ya que su impacto ha sido cuantificado tomando como referencia los pagos de compensaciones.
- **Solucionable:** en base a la metodología ECR, se han encontrado las respectivas causas raíces y se han dado los planes de acción, que son los cimientos del proyecto RLL.
- **Flexible:** los eventos esporádicos no solo son una problemática del sector eléctrico pero que si pueden de optar por considerar el entramiento en RLL como un punto de inicio y adecuarlo a otras realidades
- **Plausible:** ya que se presentará una solución innovadora que busca reemplazar al entrenamiento tradicional que se imparte al personal en temas de fallas esporádicas.

1.2. Hipótesis

La disminución de pagos y penalidades a la compañía producto de fallas esporádicas está determinada por el posicionamiento de Real Life Learning como la metodología líder de capacitación y entrenamiento al personal de Red de Energía del Perú S.A.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Demostrar y aplicar el proyecto Real Life Learning en el enteramiento del personal de Red De Energía Del Perú S.A. enfocado a la mitigación de fallas esporádicas en subestaciones eléctricas de alta tensión.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Enunciar cuatros eventos críticos suscitados en los últimos seis años en Red de Energía del Perú S.A. (Desconexión de la línea L-5011 en SE Chilca CTM, Falla a tierra barra A y B de 220 kV de la SE Independencia, Disparo indeseado por ingreso de agua a los contactos de los relés de protección de la celda CL-1029 de SE Cerro Verde y Disparo indeseado del transformador T33-261) y su respectivo desarrollo bajo la metodología de Eliminación Causa de Riesgo.

- Describir el proceso de desarrollo de los cuatro escenarios del proyecto Real Life Learning (Respuesta a Falla de Comunicación Remota y Maniobra de Desconexión Manual, Revisión del Grupo Electrógeno y de Banco de Baterías, Falla Transformador de Potencia, Interruptor Indisponible – Maniobras de Transferencia de Celda al Acoplamiento)
- Mostrar la importancia de las inspecciones, protocolos y maniobras a reforzar en cada escenario y el impacto significativo que generaría la omisión de alguna de estas actividades en las Subestaciones de Red de Energía del Perú S.A.
- Cuantificar cuál es el beneficio obtenido tras la implementación del proyecto Real Life Learning, que tome como valores los costos de inversión del proyecto y los pagos de compensaciones producto de Fallas Esporádicas en ISA REP.
- Mostrar como Real Life Learning representa una manera innovadora y alineada a la excelencia operacional y transformación digital de capacitar a personal nuevo y experimentado.

1.4. Variables

1.4.1. Variable Independiente

- Posicionamiento de Real Life Learning como metodología líder de capacitación y entrenamiento.

En la tabla 1 se observa el cuadro de operacionalización de la variable independiente.

1.4.2. Variables Dependientes

- Disminución de pagos y penalidades producto de fallas esporádicas.

En la tabla 2 se observa el cuadro de operacionalización de la variable dependiente.

Tabla 1
Cuadro de operacionalización de la variable independiente

Conceptual		Operacional	
Concepto	Dimensión	Indicador	Técnica e Instrumento
El posicionamiento del proyecto Real Life Learning como metodología líder de capacitación y entrenamiento está basado en la construcción de 4 escenarios, producto de fallas esporádicas anteriores, y la implementación y despliegue de esta metodología ágil e innovadora en 82 colaboradores de ISA REP en el periodo 2021-2022	Selección de Escenarios	Revisión y análisis de fallas esporádicas previas	Revisión de ECR's
	Construcción de Escenarios	Seguimiento y percepción de los encargados del desarrollo de los escenarios	Reuniones de seguimiento y validación con los desarrolladores
	Despliegue del Proyecto RLL	Cantidad de personal capacitado en cada Subgerencia de Transmisión	Listado de Asistencia
	Implementación del proyecto RLL	Percepción de los colaboradores ante esta nueva metodología	Encuestas a colaboradores

Tabla 2
Cuadro de operacionalización de la variable dependiente

Conceptual		Operacional	
Concepto	Dimensión	Indicador	Técnica e Instrumento
Las fallas esporádicas se caracterizan por ser eventos de muy poca frecuencia y que generan un costo muy elevando; en el sector de transmisión esto se ve reflejado en el pago por compensaciones por energía no suministrada o interrupción de suministro. Estando ahí la razón de ser la disminución de pagos producto de fallas esporádicas.	Estado actual de los pagos por compensaciones en los últimos años	Revisión y análisis de fallas esporádicas previas e impactos ocasionados	Revisión de ECR's e informes de perturbaciones
	Resultados de las soluciones propuestas para la disminución de pagos	Percepción e implementación de la metodología Real Life Learning	Cálculos de beneficios obtenidos, reuniones de seguimiento
	Integración con otros procesos existentes	Análisis de los planes formativos existentes y la compatibilidad el proyecto Real Life Learning	Reuniones de coordinación seguimiento con las áreas responsables

1.5. Área de Conocimiento

De acuerdo al Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (CONCYTEC) el cual usa como áreas del conocimiento el estándar internacional de Áreas de Ciencia y Tecnología de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) para el siguiente proyecto se tiene:

- Área: Ingeniería y Tecnología
- Sub Área: Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Electrónica.
- Línea: Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Electrónica.

1.6. Justificación e Importancia del Proyecto

1.6.1. Justificación

El presente proyecto de tesis busca dar la difusión de una solución innovadora cuyo eje principal es la aplicación de realidad virtual, llamada Real Life Learning, a personal tanto nuevo como experimentando en eventos esporádicos, que como se ha mencionado en secciones anteriores, son caracterizados por su alto impacto en la organización y a su vez no se presentan con tanta frecuencia.

Real Life Learning busca replicar en escenarios casos de eventos críticos suscitados en Red de Energía del Perú S.A. con fines de capacitación y entrenamiento. Mostrando que esta nueva metodología inmersiva al personal de la empresa ISA REP es una de las maneras más efectivas que tienen para mantenerse vigentes dentro del sector eléctrico a través de la innovación y apostar por nuevas tecnologías.

1.6.1.1 Justificación Académica

La investigación pretende demostrar porque la realidad virtual es la solución más completa y efectiva para temas de capacitación y entrenamiento a operadores de subestaciones de alta tensión al tratar fallas esporádicas, ya que, a través de la creación de un ambiente inmersivo cercano a la realidad, se puede replicar el correcto manejo y actuar al momento de suscitarse una eventual falla esporádica sin la necesidad de exponer al personal a un riesgo de cualquier tipo.

1.6.1.2 Justificación Económica

Con un costo total de \$109,000.00 (\$ 100,000.00. correspondiente a desarrollo de software y \$ 9,000.00 correspondiente a compra de equipos), el beneficio esperado producto de esta inversión puede de calcularse en función al impacto económico presentando en la introducción (\$730,000.000) y que con la aplicación de este proyecto como forma de capacitación y entrenamiento en el personal se obtendría como beneficio que por cada \$1 invertido en esta solución se ahorran \$6.7 de impactos en penalidades, desconexiones, etc.

1.6.1.3 Justificación Social

El tema por desarrollar en la investigación tiene como principal beneficiario a los operadores de subestaciones de alta tensión de la empresa Red de Energía del Perú S.A., los planes de capacitación y entrenamiento no solo están enfocados a personal nuevo sino a los más experimentados.

1.6.1.4 Justificación Ética

Durante todo el desarrollo de la investigación y realización del proyecto se ha asegurado que en todo momento se cumplan con los lineamientos éticos de Red

de Energía del Perú S.A. así como un uso responsable de los fondos obtenidos por parte del estado, demostrando en todo momento una conducta y actuar transparente.

1.6.2. Importancia

La estrategia del grupo ISA al 2030 invita al desarrollo de capacidades organizacionales en las cuales se apalanca el proyecto para cumplir los objetivos estratégicos de cara a mantener la vigencia corporativa.

La excelencia operacional y la transformación digital son dos capacidades definidas por el grupo ISA, capacidades que se vienen impulsado en Red Energía del Perú S.A. y sobre la cual se trabaja e impulsa continuamente para la solución de los desafíos que se nos presentan.

Uno de los tantos desafíos a los cuales se enfrenta la empresa es el reducir el impacto de eventos de gran magnitud y baja frecuencia, lo que conlleva a trabajar en: tiempos de respuesta, errores humanos, seguridad de las personas, entrenamiento. Siendo Real Life Learning una de las alternativas de solución a este reto.

1.7. Alcances

En el siguiente documento se detallará el proceso de desarrollo del proyecto Real Life Learning, que abarca las etapas previas de investigación y recopilación de información; necesaria para la construcción de la idea, la realización, desarrollo y optimización de los escenarios y finalmente la etapa de despliegue e implementación.

Las jornadas de capacitación y entrenamiento fueran llevadas a cabo durante los periodos 2021 y 2022, estas fueron proporcionadas a 82 colaboradores de la coordinación de operación de subestaciones (asistentes de subestación e ingenieros de subestaciones de 500 kV, distribuidos en tres subgerencias de ISA REP: Subgerencia de Transmisión Norte (STN), Subgerencia de Transmisión Centro (STC) y Subgerencia de Transmisión Sur (STS).

Real Life Learning contempla 4 escenarios:

- **Respuesta a Falla de Comunicación Remota y Maniobra de Desconexión Manual:** En ISA REP las maniobras de los equipos de patio en una subestación son realizadas desde el Centro de Control REP. Sin embargo, en casos de falla de comunicación remota es obligación del personal de operaciones conocer el correcto procedimiento de maniobras a realizar para la conexión y desconexión de los equipos de forma manual. Buscando el cumplimiento de los protocolos de excelencia operacional y seguridad.
- **Revisión del Grupo Electrónico y de Banco de Baterías:** Los servicios auxiliares son indispensables para la alimentación y funcionamiento para los

equipos de control, protección y medición en una subestación eléctrica, por lo que asegurar su continuidad y el buen estado de los equipos son tareas que el operador debe de conocer a detalle para minimizar la posibilidad de fallos a los servicios auxiliares.

- **Falla Transformador de Potencia:** El transformador de potencia, es un equipo inductivo encargado de reducir o elevar los valores de tensión en una subestación eléctrica, siendo un equipo de vital importancia. Es por eso, que al momento de presentarse la desconexión de uno de estos equipos es sumamente importante conocer el estado del equipo a través de las inspecciones, señalizaciones o alarmas que se hayan presentado. Un buen primer diagnóstico, permite acercarse a la posible causa de la falla.
- **Interruptor Indisponible – Maniobras de Transferencia de Celda al Acoplamiento:** Un interruptor de una celda puede quedar indisponible por una baja presión de SF₆, lo que significa que, al momento de presentarse un evento, este no podrá despejar la falla, esta es una situación que no debe de ser pasada por alto, el operador debe de conocer el procedimiento de maniobras para la transferencia de la celda al acoplamiento, de esta manera, si bien queda indisponible el interruptor de la celda, se tiene la certeza de que el interruptor del acople suplirá su función.

1.8. Limitaciones

Real Life Learning ha sido concebido como un proyecto que brinda el conocimiento a los colaboradores a través de escenarios ya preestablecidos y diseñados con anterioridad, es decir, cada escenario presenta un recorrido con una secuencia de inicio, experiencia a mostrar y fin del escenario.

La experiencia es inmersiva pero no es un “entorno abierto”, esto implica que el usuario solo podrá interactuar con los elementos ya existentes en el escenario y que no se crearan o modificaran condiciones en el escenario que no hayan sido previstas durante el desarrollo del proyecto.

1.9. Financiamiento y Presupuesto

Para el caso de este proyecto el “know-how” tecnológico no era un punto fuerte por parte de Red de Energía del Perú S.A. por lo que se decidió buscar aliados en el ecosistema sean expertos en el desarrollo de la realidad virtual. Fue así como se llegó al Grupo Avatar, un equipo de desarrolladores independientes que forman parte de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Con el aliado listo, se evaluó la inversión necesaria para el desarrollo de los escenarios y se optó por postular al concurso público para empresas innovadoras del programa Innóvate Perú (impulsado por el Ministerio de Producción del Perú). La alianza con el Grupo Avatar fue un factor que potenció esta postulación e hizo posible a Red de Energía

del Perú S.A. ser escogido como una de las empresas ganadoras del año 2019 y recibir un monto igual a S/. 230,467.46. Adicionalmente, a este monto Red de Energía del Perú S.A. invirtió un monto igual a S/. 77,661.54.

Para que esta solución opere sin complicaciones, se debe de tener en claro sus 03 piezas claves: PC, lentes y software.

- La PC consta de 01 procesador Intel Core I7-9700 de 3.00GHZ, 01 Mainboard ASRock B365M Phantom Gaming 4 LGA VR Ready, 04 memorias Corsair Vengeance LPX 8GB DDR4, 01 Disco Duro Seagate Barracuda 1TB 7200 RPM y 01 Tarjeta de Video Gigabyte Radeon RX 590 Gaming VR Ready.
- El software que se utilizó fue el Unreal Engine. Este es uno de los motores de juego de mayor popularidad en el mundo y sin duda de los más utilizados.
- Para este proyecto se utilizó los lentes Oculus Rift S. Estos lentes cuentan con una pantalla nítida que ofrecen colores brillantes y vivos. Cuenta además con un hardware más avanzado que brinda una experiencia de juego óptima en una amplia variedad de computadoras.

Incluyendo los fondos públicos del estado y la inversión propia de ISA REP, el costo por el desarrollo e implementación fue el siguiente:

- Desarrollo del software para los 4 escenarios → \$ 100,000.00.
- Compra de 03 juegos de equipos (PC y lentes), uno para cada subgerencia de transmisión) → \$ 9,000.00.

Con un costo total de \$109,000.00, se debe de validar qué beneficio está generando dicha inversión. Para ello, en la parte de resultados, en función al impacto económico presentando en la introducción (\$730,000.000) se brindará la cifra exacta del beneficio de la implementación de Real Life Learning.

1.10. Antecedentes

- **Desarrollo de un Entorno Virtual para la Simulación de Maniobras Eléctricas en Subestaciones: Un Caso Práctico.**

Autores: Riveros Hernández, David Antonio; Nausan García, Diego Hernando; García Miranda, Diana Stella; Palacios Osma, Jose Ignacio

Este artículo es un claro ejemplo de la utilización de nuevas metodologías de enseñanza enfocadas en el campo de las subestaciones eléctricas. Riveros et al (2017) en su trabajo muestra el desarrollo de un entorno virtual con fines pedagógicos para la simulación de maniobras eléctricas para las configuraciones de barra simple y doble barra en subestaciones eléctricas de alta tensión para estudiantes de la Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas. Este simulador es una propuesta que a través del uso de herramientas virtuales, como son Python y Blender 2.70, permitieron a los estudiantes

complementar lo aprendido en la parte teórica con un acercamiento a los distintos equipos de maniobra y medida de una manera no convencional, ya que los usuarios no están físicamente en una subestación pero son capaces de interactuar con una representación virtual de los equipos.

De esta aplicación se puede rescatar que si bien el uso de estos recursos digitales utilizados en este artículo no aseguran una inmersión completa, si brinda al estudiante la posibilidad de experimentar sin provocarse daños así como la posibilidad de repetir los escenarios hasta que se interiorice el conocimiento.

- **Development of Virtual Reality Simulation Training System for Substation**

Autor: DU, Zongzhan

El siguiente antecedente también es una muestra de cómo la realidad virtual es una herramienta poderosa para el entrenamiento de habilidades en operadores de subestaciones eléctricas de alta tensión. El autor de esta investigación menciona que para poder obtener entornos más cercanos a la realidad se hizo uso de Lenguaje de Modelado de Realidad Virtual (VRML), el cual es un formato utilizado para la creación de mundos virtuales en 3D, especialmente diseñado para la visualización de entornos tridimensionales en la web.

Uno de los detalles más relevantes de esta investigación no solo es la versatilidad al momento de brindar este servicio, estando disponible para compañías como para universidades, sino también la oportunidad de trabajar en estaciones de trabajo en simultaneo dentro de una red LAN. Mencionando a su vez que con el avance tecnológico de los próximos años tendrá un impacto directo en la versatilidad y el realismo en el entrenamiento a través de ambientes simulados.

- **Using Immersive Virtual Reality for Electrical Substation Training**

Autor: Tanaka, Eduardo; Paludo, Juliana; Cordeiro, Carlúcio; Domingues, Leonardo; Gadbem, Edgar; Euflausino, Adriana

La siguiente investigación fue planteada dentro del proceso de distribución de energía eléctrica, bajo la cual se simularon las condiciones de un apagón en una subestación eléctrica de media tensión, siendo el objetivo el poder entrenar a técnicos electricistas en maniobras básicas y de emergencia para poder reponer el suministro, sin exponer su vida a algún peligro. Uno de los criterios más trabajados en esta investigación fue el de la inmersión, ya que a

través del uso de Head Mounted Display (HMD), visores colocados en la cabeza de los participantes, se cubrió todo el campo de visión del participante para dar mayor inmersión a la experiencia.

De esta aplicación resalto el uso del hardware y el software para la construcción del entrenamiento, siendo Unreal Engine la plataforma bajo la cual fue realizado el proyecto por su capacidad de procesar gráficos en alta fidelidad y el soporte brindado por la comunidad. Mientras que para el uso del HMD se optó por utilizar a Oculus Rift uno de los productos con tecnología más prometedora y buena relación calidad-precio.



CAPITULO II

2. Marco Teórico

2.1. Gestión de Activos

2.1.1. Historia y Evolución de la Gestión de Activos

Comenzar a analizar los primeros pasos de la gestión de activos como buena práctica empresarial, es remontarse a la década de los años 70. Un hecho trascendental en esta historia es cuando la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decide aumentar el precio del crudo entre 1973-1979. Lo que ocasionó el término del petróleo asequible, un factor presente en el crecimiento de la posguerra.

Las consecuencias a las que se enfrentó el mundo, por mencionar algunas, fueron: crecimiento de la inflación, reducción de tasas de crecimiento en países desarrollados y en vías de desarrollo y un aumento del desempleo. Obligando a distintos sectores de la industria a reinventarse a través de la introducción de métodos de ahorro de energía, nuevas tecnología y recortes de personal; con un objetivo en mente: mantener la productividad que se tenía antes de la crisis. Bajo este panorama en el mundo, comenzaron a surgir iniciativas que buscaban mejorar la rentabilidad mediante el establecimiento de estrategias y políticas que minimicen costos y maximicen la productividad.

En 1990, se crea en Estados Unidos la North American Maintenance Excellence (NAME), con el objetivo principal era la identificación de empresas líderes e impulsar la calidad y competencia en el uso de las “mejores prácticas” dando como resultado “Las 10 mejores prácticas de la Gestión del Mantenimiento” que se presentan en la figura 1, mostrada a continuación. (Amendola, 2016)

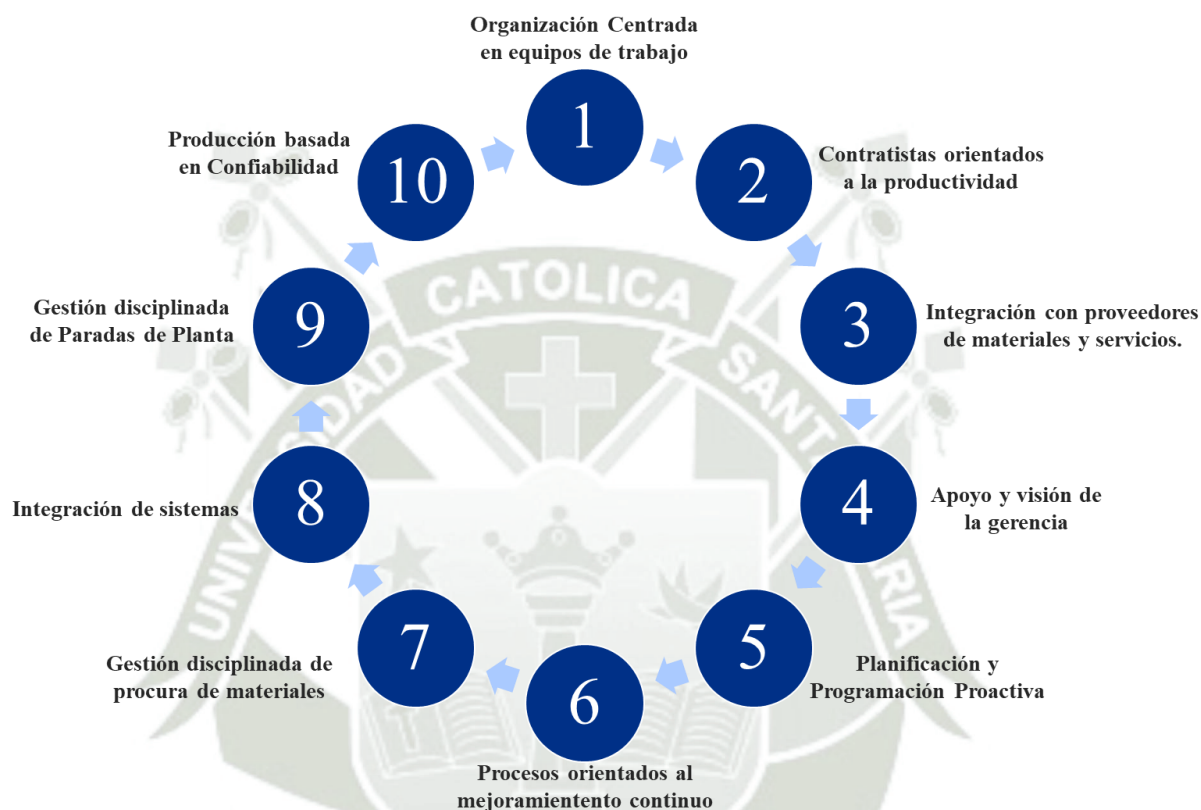
Una nueva forma de gestionar era requerida, es así como en 1993 en el Reino Unido nace el Institute of Asset Managment (IAM), agrupando diversas empresas interesadas en compartir experiencias y mejores prácticas orientadas a mejorar la rentabilidad y productividad. Estas nuevas prácticas llamadas Asset Managment (Gestión de Activos) tuvo una muy buena acogida en países como el Reino Unido, Australia y Nueva Zelanda.

Ubicados en el nuevo milenio, para ser más exactos en el año 2003, se establece el comité de British Estándar en Asset Managment. Con la creación de este comité, el siguiente paso era la publicación de las especificaciones de la gestión de activos, es así como, en el 2004 nace la PAS 55, un estándar que se apoyaba en las normas ISO 9000, ISO 14000 y OSHA 18000. Ratificándose con una nueva versión en el 2008 y distribuyéndose entre empresas usuarias que implementaban estas nuevas prácticas cada vez más en sus procesos. Este estándar fue desarrollado para respuesta a la demanda de la industria de la estandarización de la gestión de activos. Esta gran acogida hizo que se planteara la generación de una norma ISO, buscando consolidar todo lo desarrollado hasta la fecha de una manera más sistémica. Es así como, en el 2010, el comité técnico de Organización Internacional de Estandarización (ISO) decide la creación de un estándar internacional para la gestión de activos basada en el documento PAS

55. Lanzándose de manera oficial el 5 de febrero del 2014, la que es conocida hoy como ISO 55000. (Amendola, 2016)

Figura 1

10 mejores prácticas de la gestión del mantenimiento



Nota. El gráfico muestra como las 10 mejores prácticas de la gestión del mantenimiento forman parte de un ciclo que se complementan una a la otra y que abarca a todos los niveles de la organización. Adaptado de L. Amendola, 2016, Asset Management Model Good Practice Implementation ISO 55000 [Archivo PDF].

2.1.2. Definición de Activo

Según la Organización Internacional de Estandarización (ISO, 2014, p. 9) un activo se define como: “Algo que posee valor potencial o real para una organización. El valor puede variar entre diferentes organizaciones y sus partes interesadas y puede ser tangible o intangible, financiero o no financiero”. El Instituto de Normas Británicas (BSI, 2008, p. 16) expresa un activo como: “Plantas, maquinarias, propiedades, edificios, vehículos y otros elementos que tengan un valor específico para la organización.”.

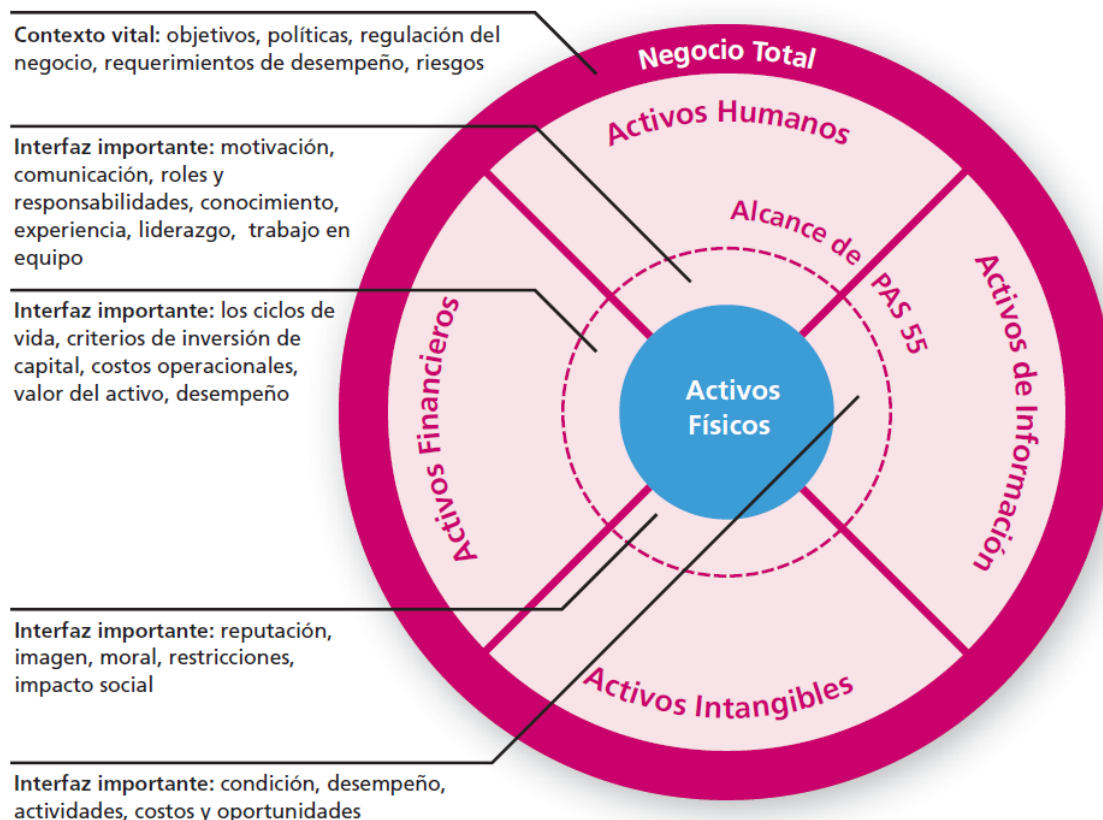
En el contexto de gestión de activos es válido aclarar que no solo se habla de un solo tipo de activo, ya que se tienen los siguientes tipos:

- **Activo humano:** Conformado por todas las personas en todos los niveles de la organización, caracterizados por el comportamiento, conocimientos y competencias de la fuerza laboral.
- **Activos de información:** Son los recursos que se utilizan para que las organizaciones funcionen y consigan los objetivos que han sido propuestos por la alta dirección. Es esencial contar con datos e información de buena calidad para desarrollar, optimizar e implementar planes estratégicos basados en gestión de activos.
- **Activos intangibles:** Son los activos compuestos por las patentes marcas y derechos, no palpables ni percibirles como un activo físico, pero de gran valor para la organización, tales como el conocimiento científico o tecnológico mejora de procesos existentes, propiedad intelectual, conocimientos comerciales, entre otros. La reputación e imagen de la organización también es considerado como un ejemplo de activo intangible ya que puede tener un impacto significativo sobre la inversión de la infraestructura, estrategias operacionales y costos asociados.
- **Activos financieros:** Están representados mediante títulos físicos o anotaciones contables. Dentro de una organización los activos financieros son de requerimiento obligatorio para las inversiones, operación, mantenimiento y materiales de infraestructura.
- **Activos físicos:** Son elementos de valor económico, comercial o de cambio que a diferencia de los activos intangibles cuentan con una existencia material. Ejemplos de este tipo de activos son: bienes inmuebles, inventario, equipos, etc.

Tanto la PAS-55 como la ISO 55000 se enfocan en la gestión de los activos físicos, algo que se puede observar con mayor detenimiento en la figura 2; sin embargo, no por ese motivo se debe de restar la importancia de las interdependencias entre los demás tipos de activos para el cumplimiento de los objetivos de gestión de activos y por consecuencia el plan estratégico organizacional.

Figura 2

Enfoque y contexto del negocio del PAS55 con relación a las categorías de activos



Nota. En la figura se observa que solo los activos físicos forman parte del alcance de la PAS 55, sin embargo no son los únicos tipos de activos que existen, ya que los activos humanos, de información, intangibles o financieros forman parte del negocio total.

Adaptado de *Enfoque y contexto del negocio de este PAS en relación con las categorías de activos*, Instituto de Normas Británicas, 2008, PAS 55-1:2008

2.1.3. Definición y Fundamentos de la Gestión de Activos

El BSI (2008) plantea a la Gestión de Activos como: “Actividades coordinadas, sistemáticas y prácticas a través de las cuales una organización gestiona óptima y sosteniblemente sus activos y sistemas de activos, el desempeño asociado, riesgos y gastos durante su ciclo de vida con el propósito de lograr un plan estratégico organizacional” (p. 6). ISO (2014) define a la Gestión de Activos como: “La actividad coordinada de una organización para obtener valor de los activos” (p. 26).

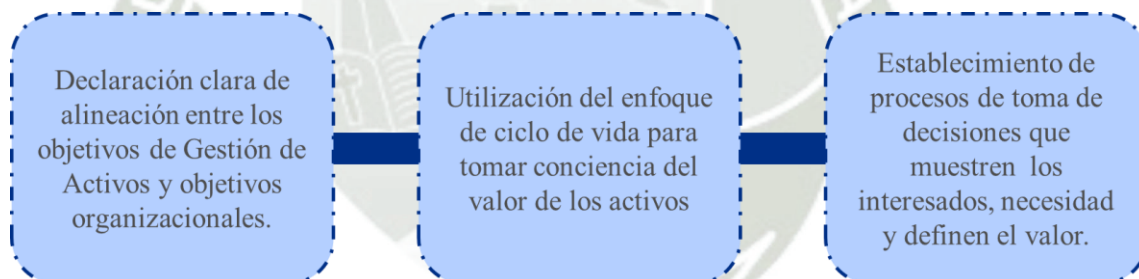
No es nuevo que a través de los años los activos se hayan gestionado, pero ¿Qué es lo que ha cambiado? En base a la experiencia acumulada, una adecuada gestión de activos involucra un balance entre el costo, riesgo y desempeño a lo largo del ciclo de vida de los activos. El optimizar los recursos de las organizaciones, así como un desempeño duradero a través de los años de los activos es el resultado de la correcta toma de decisiones enfocadas en gestión de activos. Un papel muy importante es que se permite tener un enfoque analítico que abarca las distintas etapas del ciclo de vida del activo.

No basta solo con conocer la definición de la gestión de activos para comprenderlo en su totalidad, por lo que se debe ahondar un poco más en el tema hablando sobre los fundamentos de la gestión de activos, que serán presentados a continuación:

- **Valor:** Existen activos cuya función es la de proporcionar valor a la organización y grupos de interés. La gestión de activos no tiene como foco de atención el propio activo, sino el valor que el activo le puede proporcionar a la organización (que puede ser tangible o intangible, financiero o no financiero) y es determinado por la organización tomando en cuenta sus objetivos organizacionales. Esto incluye lo que se muestra en la figura 3.

Figura 3

Fundamentos de la gestión de activos: Valor

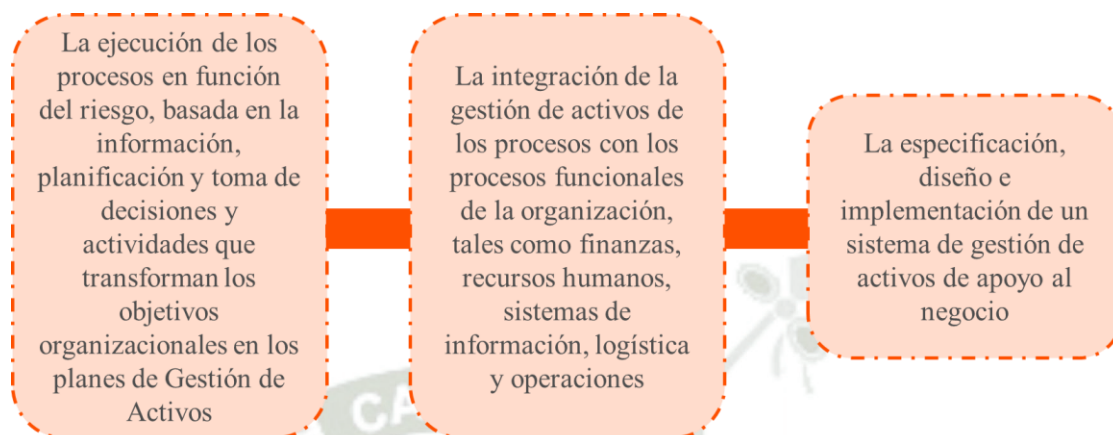


Nota. La figura indica que el valor de los activos de los activos en la organización va a estar determinado por lo que se observa en los cuadros de la figura. Adaptado de Organización Internacional de Normalización, 2014, Gestión de activos — Aspectos generales, principios y terminología (ISO 55000).

- **Alineación:** Aplicar gestión de activos implica estar alineados con los objetivos organizacionales en temas de decisiones planes y actividades técnicas, financieras y operativas, la correcta toma de decisiones de gestión de activos augura el logro de los objetivos organizacionales. Esto incluye lo que se muestra en la figura 4.

Figura 4

Fundamentos de la gestión de activos: Alineación

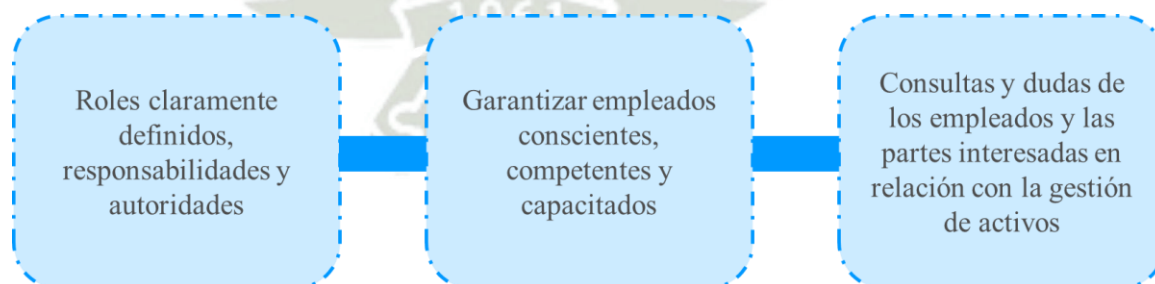


Nota. La figura indica que el logro de los objetivos organizacionales está ligado al cumplimiento de lo observado en los cuadros de la figura. Adaptado de Organización Internacional de Normalización, 2014, Gestión de activos — Aspectos generales, principios y terminología (ISO 55000).

- **Liderazgo:** El liderazgo y el compromiso de todos los niveles gerenciales es esencial para establecer, operar y mejorar exitosamente la gestión de activos dentro de la organización. Esto incluye lo que se muestra en la figura 5.

Figura 5

Fundamentos de la gestión de activos: Liderazgo



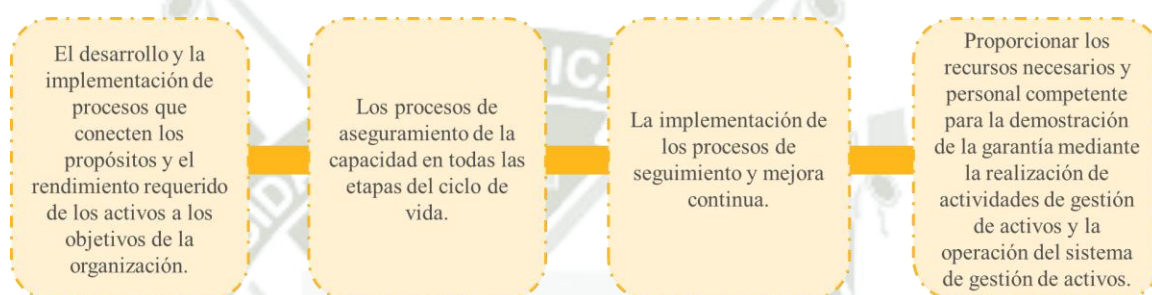
Nota. La figura explica como el liderazgo y la cultura del trabajo son esenciales para la obtención de valor. Adaptado de Organización Internacional de Normalización,

2014, Gestión de activos — Aspectos generales, principios y terminología (ISO 55000).

- **Aseguramiento:** El gobernar eficazmente implica que los activos, a lo largo de su ciclo de vida, cumplan con el propósito bajo el cual fueron puestos en servicio. La gestión de activos se asegura de este propósito. La garantía se aplica a los activos, gestión de activos y sistema de gestión de activos. Esto incluye lo que se muestra en la figura 6.

Figura 6

Fundamentos de la gestión de activos: Aseguramiento



Nota. La figura muestra como el desarrollo, implementación y mejoras de a los procesos, asegura el cumplimiento de la gestión de activos en una organización.

Adaptado de Organización Internacional de Normalización, 2014, Gestión de activos — Aspectos generales, principios y terminología (ISO 55000).

2.1.4. Beneficios de la Gestión de Activos

A continuación son presentados los beneficios de la gestión de activos mencionados en la ISO 5500:

- **Mejora del desempeño financiero:** Es posible conseguir mejoras en reducción de costos y retorno sobre la inversión; sin descuidar el valor de los activos ni el logro objetivos organizacionales de corto o largo plazo.
- **Decisiones de inversión en activos basadas en información:** Tener un enfoque que busque un balance eficaz balance de costos, riesgos, oportunidades y desempeño, permite a la organización mejorar la toma de decisiones
- **Riesgo gestionado:** Reducción de pérdidas financieras, mejora de la salud y la seguridad, la imagen y la reputación, minimización del impacto social y ambiental.

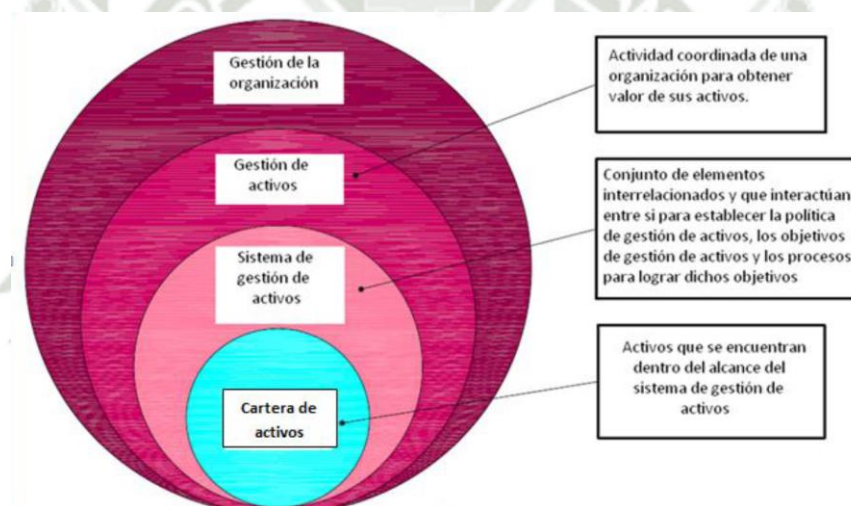
- **Mejoras en resultados y servicios:** Conseguir resultados que alcancen y/o superen las expectativas de las partes interesadas es una consecuencia directa de afianzar el desempeño de los activos.
- **Mejora de la eficiencia y la eficacia:** La mejora continua en la revisión y mejora de los procesos, los procedimientos y el desempeño de los activos.

2.1.5. Definición de Sistemas de Gestión de Activos

Las organizaciones utilizan un sistema de gestión de activos para dirigir, coordinar y controlar las actividades de gestión de activos, uno de los beneficios de la implementación de dicho sistema es que se asegura el cumplimiento de los objetivos de la gestión de activos sobre una base coherente. Su finalidad es apoyar al suministro de un plan estratégico organizacional.

Figura 7

Relaciones entre términos clave



Nota. En la figura se observa que los sistemas de gestión de activos forman parte de la gestión de la organización y de activos, y como un correcto manejo de estos puede verse reflejado en grandes resultados a nivel de manejo organizacional. Adaptado de *Relaciones Entre Términos Clave*, Organización Internacional de Normas, 2014, ISO 55000 Gestión de activos — Aspectos generales, principios y terminología.

Los objetivos de la organización no están contemplados dentro del alcance del modelo de gestión de activos, estos son la razón de ser del modelo de gestión de activos, en este sentido, en toda actividad cuya función principal sea generar beneficios para los inversionistas, la gestión de rentabilidad tiene que convertirse en el centro de atención de toda la organización.

Se debe de visualizar al plan estratégico organizacional como el punto de origen de la política, estrategia, objetivos y planes de la gestión de activos. Esta unión de arriba hacia abajo es una de las principales características de un sistema de gestión de activos, el reflejo de tanto metas como objetivos en las actividades del día a día y desde la otra perspectiva, los problemas, riesgos y oportunidades de mejora observadas en la ejecución sirvan como insumo para reajustar y reafirmar los planes y estrategias de gestión de activos.

Es válido mencionar que la utilización de un sistema de gestión de activos no imposibilita su integración con otros sistemas de gestión en una misma organización. Siendo un ejemplo de esto la organización de los requerimientos para su implementación en la estructura del ya muy conocido Planificar-Hacer-Verificar-Actuar (PHVA). En la figura 8 se evidencia la relación del ciclo PHVA con la gestión de activos desde la perspectiva de ISA REP.

Figura 8

Interrelación de la gestión de activos con el ciclo PHVA



Nota. La infografía muestra la relación del ciclo PHVA con el contenido de la norma ISO 50001. Adaptado de Interrelación de la Gestión de Activos con el ciclo PHVA, Red de Energía del Perú S.A., 2017.

- **Planificar:** Establecer la estrategia de gestión de activos, los objetivos y planes necesarios para generar los resultados según la política de gestión de la organización y el plan estratégico organizacional.
- **Hacer:** Establecer los habilitadores para implementar la gestión de activos (tal como un sistema o sistemas de información de activos) y otros requerimientos necesarios (tales como legales) e implementar el (los) plan(es) de gestión de activos.
- **Verificar:** Monitorear y medir resultados comparándolos con la política de gestión de activos, los objetivos de la estrategia, requerimientos legales y otros requerimientos; registrar e informar los resultados.
- **Actuar:** Para asegurar que los objetivos de gestión sean logrados y mejorar continuamente el sistema de gestión de activos.

2.2. Herramientas de Gestión De Activos

Para lograr el cumplimiento de los objetivos de gestión de activos es prioritario apoyarse en un sistema de gestión de activos. Las herramientas de gestión de activos forman parte de este sistema, a continuación, son presentadas las más representativas y aplicadas en ISA REP, haciendo especial énfasis en dos: Eliminación Causa de Riesgo (ECR) y Lecciones Aprendidas.

2.2.1. Mejorabilidad

El análisis de Mejorabilidad surge a raíz de que desde el enfoque de la Criticidad no se permite la identificación de sistemas o equipos no críticos que puedan compartir dos características: ser el mayor contribuyente de pérdidas a la empresa o el que cuente con la mayor capacidad de mejora.

Un índice de Mejorabilidad permite a la organización conocer los activos que generan mayor cantidad de perdidas, siendo calculado de la siguiente manera:

$$\text{Mejorabilidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia} + \text{Productividad} + \text{Innovación} \quad (1)$$

Dónde:

- Frecuencia: Frecuencia anual de eventos no deseados o fallas del activo o sistema
- Consecuencia: Evaluación de todas las consecuencias asociadas a la materialización del evento no deseado o falla, las cuales pueden ser evaluadas en las siguientes dimensiones:

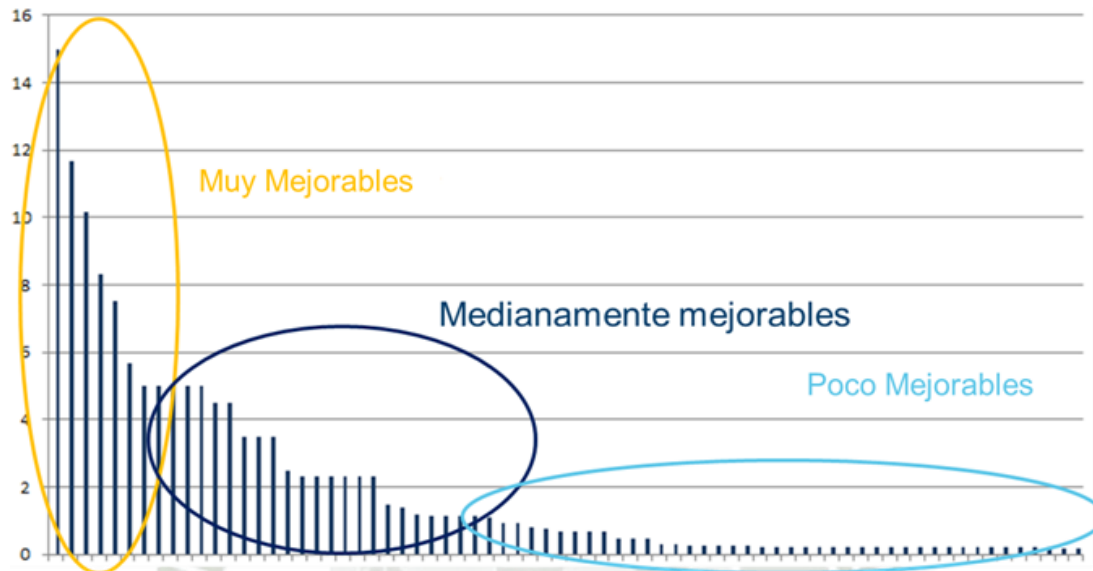
$$\text{Consecuencia total} = C_{\text{financiero}} + C_{\text{humano}} + C_{\text{Reputacional}} + C_{\text{Ambiental}} + C_{\text{Operativo}} \quad (2)$$

- Productividad: Afectación en la productividad como consecuencia del aumento de la productividad, mejor desempeño, reducción de costos, eliminación de problemas, etc.
- Innovación: Impacto del potencial para implementar acciones de mejoramiento.

Una vez realizados los cálculos correspondientes al índice de Mejorabilidad en los activos concernientes son agrupados para poder obtener la siguiente curva típica de Pareto, mostrada en la figura 9:

Figura 9

Curva típica de Pareto en base a los resultados de Mejorabilidad



2.2.2. Criticidad

La Criticidad en un contexto operacional es un índice que muestra cuán importante es un activo. Se recomienda utilizar la Criticidad como un indicador que refleje la necesidad o importancia de realizar una tarea en específico, esto puede ser traducido en una situación en la cual se cuente con restricción de recursos y no sea posible realizar todas las actividades planificadas, se debe de priorizar la que cuente con un índice de criticidad elevado. Este se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Criticidad} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia} \quad (3)$$

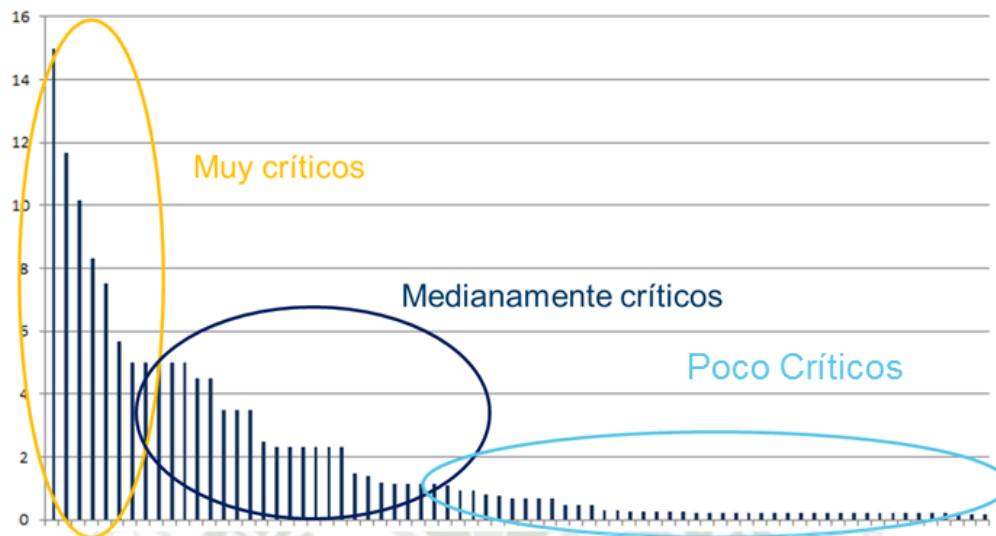
Dónde:

- Probabilidad: Probabilidad de falla del activo o sistema.
- Consecuencia: Evaluación del impacto asociado a la materialización de una falla, que puede ser evaluado según la ecuación (2).

Una vez realizados los cálculos correspondientes al índice de Criticidad en los activos concernientes son agrupados para poder obtener la siguiente curva típica de Pareto, mostrada en la figura 10:

Figura 10

Curva típica de Pareto en base a los resultados de Mejorabilidad



2.2.3. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad Plus (MCC+)

Es una herramienta basada en riesgo, que garantiza resultados más rápidos que el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (MCC) antiguo y tradicional haciendo más sencilla su aplicación. Respecto a su origen “Fue creado en 1998, recibió una actualización en el 2000 según el proyecto europeo MACRO en técnicas Costo-Riesgo-Beneficio y norma SAE JA 1011. Se volvió a actualizar en el 2004 para ser compatible con la estandarización PAS 55 Asset Management” (Valdivia, 2017, p.39).

Es el mantenimiento requerido para hacer que los equipos cumplan con las funciones que necesitan cumplir, considerándose estas de manera integral y eliminando las causas de falla desde su raíz, para lo cual se trabaja en mantenimiento, operaciones, ingeniería, etc. Una de las características más relevantes del MCC+ radica en tener una visión basada en las funciones o sistemas mas no en el equipo por singular; esto implica también que los involucrados sean un equipo multidisciplinario.

Esta herramienta agrega 02 preguntas (3.5 y 5.5) a las 07 preguntas del MCC tradicional (según la norma SAE JA 1011) las cuales son:

1. ¿Cuáles son las funciones y los estándares deseados de desempeño del activo en su contexto operativo actual **(Funciones)**?
2. ¿De qué maneras el activo puede dejar de cumplir sus funciones **(Fallas funcionales)**?
3. ¿Qué causa cada falla funcional **(Modos de falla)**?

3.5. ¿Cuál es el modo de falla?

4. ¿Qué pasa cuando ocurre cada falla funcional (**Efectos de falla**)?

5. ¿En qué formas afecta cada falla funcional (**Consecuencias de falla**)?

5.5 ¿Se puede evitar las consecuencias o causas de falla en un costo razonable?

6. ¿Qué debe hacerse para predecir o prevenir cada falla funcional (**Tareas proactivas y frecuencias**)?

7. ¿Qué debería hacerse si no se pueden hallar tareas proactivas aplicables (**Tareas por omisión**)?

2.2.4. Rutina Estándar de Mantenimiento (REM)

Las REM funcionan como una guía secuencial de pasos a tomar en cuenta para la ejecución de una actividad sobre un determinado equipo; estableciendo una serie de criterios únicos para aceptar o rechazar mediciones o condiciones observadas en determinados equipos o instalaciones y dependiendo del resultado las acciones a tomar en las distintas situaciones que se puedan presentar durante el desarrollo de la actividad

Una REM debe apuntar a ser aplicadas exclusivamente en los trabajos de mantenimiento preventivo e inspecciones básicas. No se recomienda utilizar una REM en trabajos de mantenimiento predictivo ya que estas responden a ser ejecutadas usualmente por un especialista en la técnica de medición.

Es recomendable tener REM asociadas a los equipos más importantes, principales y/o regulados por algún requerimiento legal dentro del rubro al cual se dedica determinada organización o empresa. Las REM serán definidas por referentes en la materia y especialistas de diferentes áreas debiendo incluir como mínimo la siguiente información:

- Descripción.
- Equipos cubiertos.
- Frecuencia.
- Aspectos de seguridad.
- Mediciones iniciales y finales de funcionamiento.
- Criterios para definir condiciones fuera de norma.
- Acciones para corregir condiciones fuera de norma.
- Mano de Obra, herramientas y materiales.
- Catálogo de códigos.

2.2.5. Eliminación Causa de Riesgo (ECR)

Es una metodología patentada/desarrollada por The Woodhouse Partnership Limited (TWPL), una compañía líder de experiencia internacional que brinda desarrollo organizacional,

educación y capacitación, y herramientas y procesos galardonados para ayudar a las organizaciones en su camino hacia la excelencia en la gestión de activos. La cual toma las mejores cosas de los Análisis Causa Raíz (ACR).

La Eliminación Causa de Riesgo es un método sistemático de gestión de eventos no deseados (no conformidad), dirigido a identificar, documentar y eliminar las causas raíz de los riesgos, por medio de un proceso basado en hechos auditables y demostrables. Es considerado como proceso iterativo y que en la mayoría de los casos se usa como herramienta de la mejora continua. (TWPL, 2016, p.11)

Como bien lo dice su nombre, la práctica de la ECR tiene como objetivo el resolver los problemas de una organización corrigiendo y/o eliminando la causa raíz, en vez de simplemente tratar los síntomas más evidentes de inmediato. Esta es una de las principales diferencias que tiene la ECR sobre otros métodos de análisis de falla.

De la figura 11, se puede observar cómo haciendo referencia a una planta y sus raíces, las soluciones identificadas utilizando métodos superficiales no atacan la causa real del problema, enfocándose solo en acciones reactivas y tomando en consideración solo a la falla, quedándose solo en lo visible, esto a su vez es complementado por las siguientes razones:

- **Análisis incompleto del problema:** Muchas veces no se le presta la atención debida al problema, creyendo erróneamente que la problemática es obvia pasando directamente a la implementación de soluciones.
- **Causas erróneas:** En muchas organizaciones no se tiene implementada una cultura adecuada para el análisis de causas y fallas. Esta falta de experiencia sumada muchas veces a la falta de tiempo impide la verificación y comprobación de las causas a estudiar.
- **Enfoque en soluciones:** El no tener el problema ni sus causas claras solo llevara a soluciones erróneas, resolviendo un problema equivocado.
- **Falta de seguimiento a la ejecución de las acciones en contra de las causas:** Para que un problema no vuelva a ocurrir no solo se deben dar las soluciones sino hacerles un seguimiento exhaustivo a las medidas correctivas.

A su vez, en la figura 11, en la parte de las razones son mostrados los beneficios de una correcta aplicación de la metodología Eliminación Causa de Riesgo.

Figura 11

Causas y síntomas en eventos no deseados



2.2.5.1 Pasos de un ECR

Este método consta de seis pasos que a su vez se subdividen en hitos o momentos que facilitan la comprensión del análisis.

Paso 1: Creación de las bases: Este es un paso previo al acontecimiento de un evento no deseado, la metodología debe ser adoptada y adaptada a la realidad de cada organización. Esta empieza con un adiestramiento gerencial cuyo resultado es la creación de un grupo líder de poder o grupo de líderes de herramienta, dependiendo de la distribución o el organigrama presente en cada compañía se recomienda tener un grupo líder de poder diverso compuesto por personal multidisciplinario.

Con un liderazgo sólido sobre la herramienta se procede a la capacitación de los equipos de trabajo y a la formación de facilitadores, aprendiendo de casos reales, documentado de resultados e intercambiando experiencias que se tuvo a lo largo del proceso.

Paso 2: Identificación y jerarquización de oportunidades de mejora: En este paso se han identificado 3 momentos principales:

- **Nombrar facilitador y equipo de trabajo:** Se tiene una reunión preliminar en la cual se escogen a los miembros del equipo, una de las necesidades es que el equipo sea multidisciplinario, adicional a este paso se escoge a un líder metodológico y un líder técnico.

- **Listar los eventos no deseados:** Para elaborar esta lista se pueden considerar: avisos y reportes de averías, reportes de accidentes e incidentes, reportes de producción, análisis de confiabilidad, etc.
- **Evaluar y jerarquizar los costos – riesgos – pérdidas:** Los tres ejes bajo los cuales se basa la gestión de activos moderna son el costo, riesgo y desempeño, en base a los ejes presentados se tienen tres opciones para evaluar y jerarquizar los eventos:
 - **Cualitativa (Matriz Consecuencias-Esfuerzo):** Consiste en asignar un peso o valor a cada evento no deseado según el impacto o consecuencia de su ocurrencia y los esfuerzos requeridos para eliminar las consecuencias y causas raíz. Normalmente es usada en eventos crónicos.

La escala por usar se presenta en la tabla 1:

Tabla 3

Clasificación de escalas en la Matriz Consecuencia - Esfuerzo

Consecuencias		Esfuerzo	
Valor	Descripción	Valor	Descripción
5	Alto	5	Difícil
3	Medio	3	Medio
1	Bajo	1	Fácil

Una vez realizada la asignación de pesos respectivos los valores son puestos en la matriz y dependiendo del resultado se dará una clasificación agrupada en colores como se puede observar en la figura 12.

Figura 12

Matriz de Consecuencia-Esfuerzo

Esfuerzo ↑	1-5	3-5	5-5
	1-3	3-3	5-3
	1-1	3-1	5-1
	Consecuencia →		

Nota. El color verde corresponde a una clasificación “baja”, el color amarillo corresponde a una clasificación “media” y el color rojo corresponde a una clasificación “alta”.

A continuación, en la tabla 4, es presentado un ejemplo de un evento crónico mediante la utilización de una Matriz Consecuencias-Esfuerzos.

Tabla 4

Ejemplo de un evento no deseado -crónico utilizando Matriz Consecuencias - Esfuerzo

Nro	Eventos No Deseado - Crónico	Consecuencia	Esfuerzos	Prioridad
		C	E	P
1	Falla Transformadores de más de 50 MW	3	3	Media
2	Falla línea tierra	3	3	Media
3	Retrasos de reparaciones	3	1	Alta
4	Quejas	1	3	Baja
5	Accidentes de clientes	5	5	Media
6	Accidentes de trabajadores	5	3	Alta

Nota. En la tabla se observa como en base a la asignación de consecuencia y esfuerzo el valor de la prioridad va a variar de “baja”, “media” o “alta”.

- **Semi-Cuantitativa (Matriz de Clasificación de Eventos):** Permite evaluar cada evento no deseado en base al impacto y la frecuencia de ocurrencia.

En la tabla 5, se observa la clasificación que se le da prioridad en base las condiciones de determinado evento no deseado.

En la tabla 6, es presentado un ejemplo de un evento crónico mediante la utilización de una Matriz de Clasificación de Eventos

- **Cuantitativa (Clasificación de Riesgos y Perdidas):** Actualmente es una exigencia que los riesgos sean cuantificados, la rigurosidad del grado de análisis dependerá del riesgo al cual este sometida la organización.

Tabla 5
Matriz de Clasificación de Eventos

		Probabilidad							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Nivel de Severidad		Nunca ha ocurrido dentro de la industria	Un evento que sería raro en la industria	Evento similar ha ocurrido en algún lado de la industria	Evento similar ocurrido en algún lado dentro del grupo	Probablemente ocurra dentro de la vida de 10 instalaciones similares	Probablemente ocurra dentro de la vida de la instalación	Evento probablemente ocurra más de una vez en la vida de la instalación	Ocurre comúnmente en la instalación
Impactos	A	8	9	10	11	12	13	14	15
	B	7	8	9	10	11	12	13	14
	C	6	7	8	9	10	11	12	13
	D	5	6	7	8	9	10	11	12
	E	4	5	6	7	8	9	10	11
	F	3	4	5	6	7	8	9	10
	G	2	3	4	5	6	7	8	9
	G	1	2	3	4	5	6	7	8
		<10 ⁻⁶ / año	<10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ / año	<10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ / año	<10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ / año	<10 ⁻³ a 10 ⁻² / año	<10 ⁻² a 10 ⁻¹ / año	<10 ⁻¹ a 1/ año	>1/año

Tabla 6

Ejemplo de un evento no deseado -crónico utilizando Matriz de Clasificación de Eventos

Nro	Eventos No Deseado - Crónico	Frecuencia o Probabilidad Anual	Consecuencias por Evento	Riesgo o Pérdida Anual	Prioridad
1	Falla Transformadores de más de 50 MW	5	B	11	1
2	Falla línea tierra	1	D	5	8
3	Retrasos de reparaciones	2	B	8	5
4	Quejas	4	C	9	4
5	Accidentes de clientes	3	A	10	2
6	Accidentes de trabajadores	4	B	10	3

Nota. En la tabla se observa como en base a la asignación de frecuencia o probabilidad anual, consecuencias por evento y riesgo o pérdida anual, el valor de la prioridad ira de 1, siendo la prioridad más baja, y 15, la prioridad más alta.

Paso 3: Descripción de la oportunidad de mejora: Como ya se mencionó en las razones por las cuales un análisis superficial fracasa, la correcta definición del problema es un punto de inflexión, una problemática mal definida puede conducir a recomendaciones erróneas. Por esta razón un momento clave en este paso es la descripción y planteamiento del evento no deseado debe contar con la siguiente información:

- **Línea del tiempo** → Antecedentes, evolución y tendencias.
- **¿Cuándo y cuando no ocurre?** → Fechas y horas específicas.
- **¿Dónde y donde no ocurre?** → Locación, ubicación funcional, etc.
- **Establecer una opinión individual de los involucrados** → ¿Cómo fue que ocurrió el evento no deseado?
- **¿Quién o qué puede aportar una mejor fuente de información?** → Actores físicos, expertos internos como externos.
- **Severidad y/o impacto del problema.**
- **Definición del problema.**

Finalmente, con toda la información a ser tomada en cuenta en el listado anterior, se debe de resumir en un párrafo donde se evidencie claramente el problema o la

oportunidad de mejora junto con su impacto sobre el negocio, en términos cuantitativos siempre que sea posible.

Paso 4: Análisis del evento no deseado: En este paso se debe de tomar en cuenta dos factores importantes para la realización del análisis del evento: el equipo de trabajo y la definición del problema en cuestión. Subdividiéndose su vez en:

- **Recolección de evidencias y documentación:** En base a las capacidades del equipo el líder debe de designar a los miembros para el desarrollo de una o varias estrategias para recolectar las evidencias con el objetivo de que esta se pueda validar o descartar.

Dependiendo del tipo de evento el proceder es el siguiente:

- En **eventos esporádicos o puntuales** el actuar del equipo debe ser inmediato y adecuado debido a que se tienen oportunidades muy limitadas para la obtención de evidencia.
- En **eventos crónicos o recurrentes**, la captura de evidencia puede realizarse en simultaneo con el restablecimiento de las condiciones operacionales del proceso.

El contar con información preliminares, historial de últimos mantenimientos, informes de auditorías, estudios especializados así como la determinación de la secuencia de los hechos, entrevistas a testigos es insumo fundamental para desarrollar el modelo del evento no deseado.

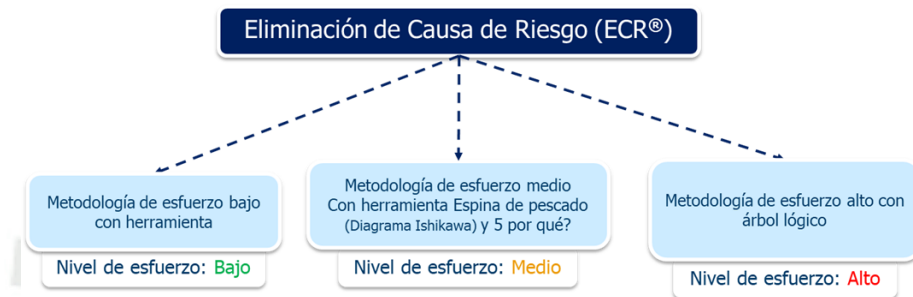
Las evidencias que no aporten a la solución no deben de ser tomadas en cuenta ya que pueden dificultar el análisis.

- **Desarrollar el modelo de evento no deseado**

Los criterios de proporcionalidad funcionan como direcciones de metodología a aplicar, estos dependen de la valoración del riesgo del activo y según el resultado, el valor de esfuerzo y la metodología serán distintos como se observa en la figura 13.

Figura 13

Distribución de la Metodología de Esfuerzos para un ECR



- **Diagrama de Ishikawa:** Es una representación gráfica sencilla para el análisis de causa raíz documentado por primera vez por Kaoru Ishikawa. A través del uso de esta técnica se obtiene una visión panorámica de todas las posibles causas de un evento no deseado, siendo las entradas (causas y razones) y la salida (el problema o evento). Esta técnica es útil en casos se busquen las razones en un proceso que no cumple con los estándares propuestos, identificar áreas para la recopilación de datos y por supuesto, determinar la causa raíz de un problema. (Alfaro Antor, 2014)

Por la forma que posee también es conocido como el diagrama espina de pescado, acorde a la analogía, en la “cabeza” se encuentra la descripción del problema y cada “costilla” de la “columna vertebral” indica el área de las principales causas del problema descrito, estas pueden ser de seis tipos:

- **Mano de obra:** Operativa y funcional de las personas que participen en los procesos.
- **Maquinaria:** Conjunto de herramientas, máquinas y otras instalaciones.
- **Medición:** Información recabada correspondiente a sistemas de evaluación y medición física.
- **Materiales:** Componentes, recursos e insumos necesarios para cumplir con lo solicitado en el proceso
- **Métodos:** Lista de procedimientos e instructivos para la realización de procesos.
- **Madre naturaleza:** Evaluar cual es impacto de los procesos y su influencia en el medioambiente.

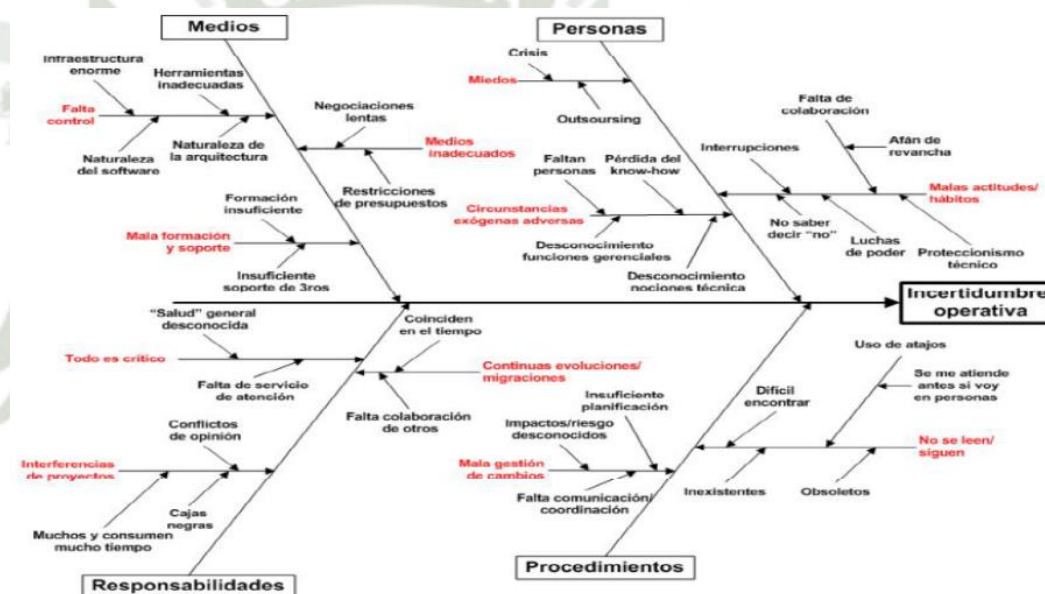
Es recomendable utilizar la representación Ishikawa como herramienta de grupo. No hay límite a la complejidad de los diagramas. Sin embargo, este método solo deberá ser usado en caso de que el evento a analizar sea de impacto bajo o medio. Cuando el diagrama está completo, el equipo

contará con una representación gráfica que resultado de la lluvia de ideas da a conocer las causas de determinado evento no deseado. A continuación, el grupo discute la causa raíz más probable y propone un plan de acción.

En la figura 14 se observa un claro ejemplo de la aplicación del método de Diagrama de Ishikawa, cuyo problema es la incertidumbre operativa y cuáles son las posibles causas de esta.

Figura 14

Diagrama de Ishikawa



Nota. Adaptado de *Esquema del Diagrama de Ishikawa*, Epinosa Fernando,

2014, Confiabilidad operacional de Equipos: Metodologías y Herramientas

- **5 ¿Por qué?:** El origen de esta metodología se remonta a 1930 siendo creada por Kiichiro Toyoda. Sin embargo, es recién en la década de 1970 donde se hizo popular al ser utilizada en el sistema de producción de la marca Toyota. Esta es una técnica sistemática de preguntas usada para separar los síntomas de causas de un problema. (Alfaro Antor, 2014)

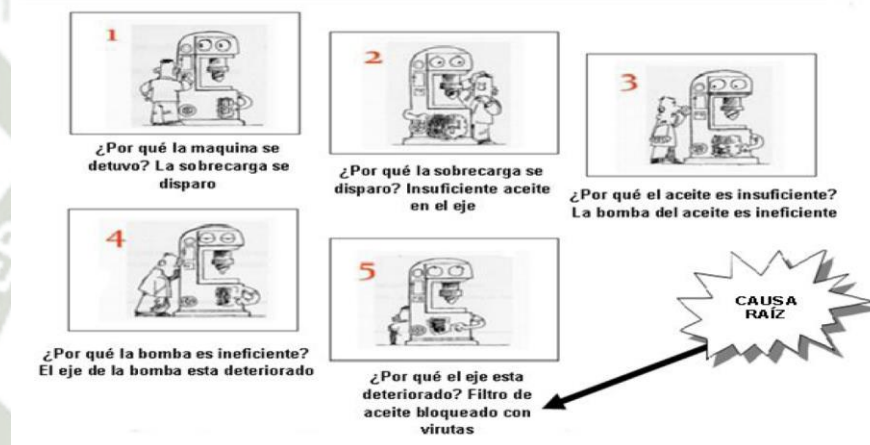
Como herramienta es atractiva ya que al dotar de características colaborativas, fomenta el trabajo en equipos multidisciplinarios; es eficaz debido a que precisa rápidamente las causas raíz de un evento; es simple

ya que en su realización no requiere de conocimientos avanzando; al tratarse de una guía cuyo eje central es el trabajo en equipo no incurre en gastos adicionales, haciéndola de bajo costo.

La técnica requiere que se pregunte “por qué” al menos cinco veces, o se trabaje a través de cinco niveles de detalle. Una vez que sea difícil responder al “por qué”, la causa más probable habrá sido identificada. Tal y como se aprecia en la figura 15.

Figura 15

Metodología de los 5 ¿Por qué?



Nota. En la figura se aplica la metodología de los 5 ¿Por qué? Acerca de porque se detuvo la máquina, siendo la respuesta tras el análisis de las 5 preguntas el filtro de aceite bloqueado con virutas. Adaptado de *Esquema de la práctica de los 5 ¿por qué?*, Alfaro Antor, 2014, El Análisis Causa Raíz como Herramienta en la Evaluación de Eventos no Deseados en Instalaciones de una Refinería.

Es de suma importancia basar las causas raíz propuestas en la observación directa y no en la especulación o la deducción. Si no se puede ver u observar el "por qué" de primera mano, entonces sólo se está adivinando. Uno de los problemas comunes de quienes utilizan los 5 ¿por qué? es caer en conjeturas en su informe. Es evidente que el adivinar es contraproducente. Gente experimentada en la técnica exige, la precisión

preguntando los 5 ¿por qué? de nuevo para cada propuesta para la causa raíz sólo que esta vez preguntando por qué el equipo piensa que la propuesta de la causa raíz es la correcta.

- **Árbol Lógico:** Es una herramienta desarrollada por un equipo técnico de ingenieros que se utilizó por vez primera en 1962 por H. A. Watson para revisar y evaluar las condiciones de seguridad de un sistema de tiro de misiles. De dicho análisis se evidenció que la mayoría de los eventos son productos de fallas inherentes a un sistema. Los componentes de un sistema no son aislados, ya que se encuentran interrelacionados y es posible que al momento de presentarse una falla, esta no pueda repercutir en una parte y/o componente del sistema, sino en varias. El Árbol Lógico es una técnica deductiva que se centra en un evento no deseado que es colocado en un árbol lógico, cada situación que pueda ser la causante de ocasionar dicho evento es añadida al árbol, como recomendación, cada causa debe de ser complementada con valores porcentuales que reflejen su impacto en el proceso.

La técnica se apoya a través de una representación gráfica, bajo la cual se va a descomponer un suceso complejo en sucesos intermedios hasta llegar a sucesos básicos (fallos de componentes, fallas humanas y fallas organizacionales o de los sistemas). Se puede usar para prevenir o identificar fallas, pero mayormente es utilizado para el análisis e investigación de tales. (Valdivia Paredes, 2021)

Los pasos que seguir para la elaboración de un árbol lógico son presentados a continuación y en la figura 16:

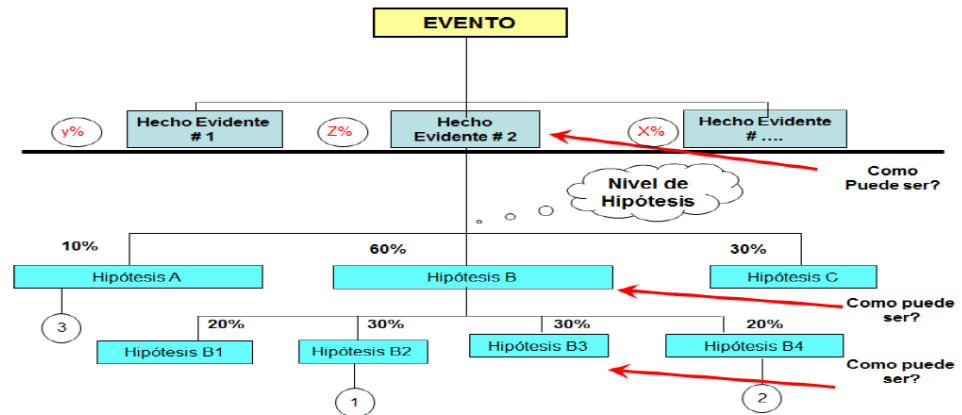
Paso 1: Se comienza por la definición del evento no deseado como tope del árbol.

Paso 2: Se identifican los hechos que hacen evidente el evento, estimándose y asignando un valor porcentual de contribución de este. recibiendo el nombre de hechos evidentes

Paso 3: En cada hecho evidente se hace la siguiente pregunta ¿cómo puede ser? la respuesta a dicha pregunta recibe el nombre de hipótesis a la que a su vez se le estimará y asignará un valor porcentual de contribución.

Figura 16

Metodología de Árbol Lógico



Nota. Adaptado The Woodhouse Partnership Ltd , 2016, Eliminación de Causas de Riesgo - ECR: Identificando y eliminando las causas desconocidas

El árbol de falla será la carta de navegación durante la ejecución del análisis, este método deberá ser usado cuando el evento a analizar sea de impacto alto.

- **Validación de la hipótesis:** Evita que el análisis se haga en base a suposiciones y, por el contrario, se base en hechos comprobados.

La validación puede provenir de:

- Ensayos de laboratorio.
- Datos de operación y mantenimiento.
- Data sheets y manuales de fabricante.
- Datos de SCADA.
- Inspecciones o ensayos no destructivos.

Paso 5: Acciones, implementación y seguimiento: Los momentos que se encuentran en este paso abarcan los siguientes temas:

- **Estimar beneficios y priorizar acciones:** Dependiendo de la metodología utilizada en el análisis del evento no deseado, la cantidad de acciones correctivas puede llegar a ser considerable dependiendo de la gravedad del evento o del riesgo del activo.

Por lo que los beneficios se estimaran multiplicando el riesgo de cada causa raíz de falla por el porcentaje estimado de su reducción. Las acciones se priorizan en función a los beneficios que generan. En la Figura 17, se puede observar un ejemplo de esta estimación.

A continuación, se presentan algunos pasos para una adecuada estimación de beneficios y priorización de acciones:

Paso 1: Identificar y definir el evento no deseado (averías, fallas de equipos, accidentes o incidentes) que se eliminará o minimizará con la propuesta de inversión o gasto.

Paso 2: Estimar el valor promedio y máximo de la frecuencia o probabilidad de ocurrencia del evento.

Paso 3: Calcular el valor promedio y máximo de las consecuencias del evento.

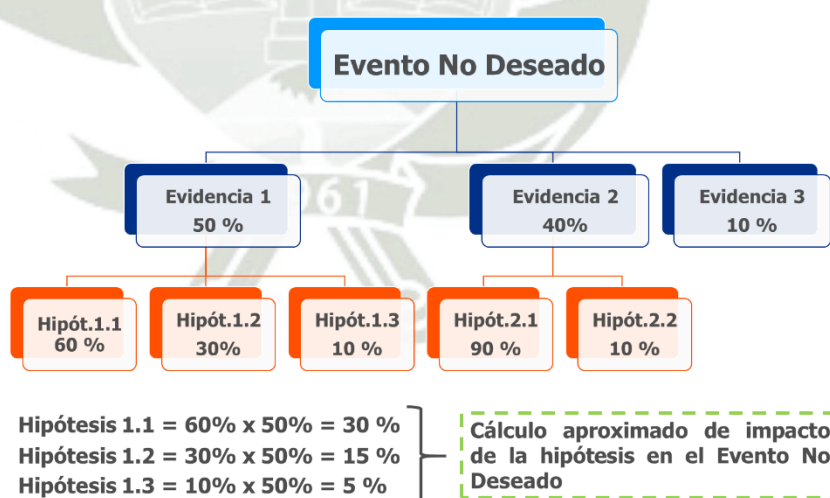
Paso 4: Estimar el riesgo y el porcentaje de mejora luego de implementar la mejora (beneficio).

Paso 5: Establecer el valor promedio y máximo del costo de la mejora.

Paso 6: Definir la rentabilidad de la mejora.

Figura 17

Estimación de eventos en base a porcentaje de las hipótesis



Nota. El esquema muestra, que los beneficios en términos de porcentaje son obtenidos al multiplicar el riesgo de las Hipótesis 1.1, 1.2 y 1.3 por un porcentaje reducción del 50%.

- **Definir responsables del registro y seguimiento:** Se debe de llevar un seguimiento del control o implementación; nombrando a un responsable de esta implementación.

El estado de avance de las recomendaciones puede ser consultado por cada uno de los involucrados, se debe de comunicar con los responsables el compromiso con el plan de implementación, de tal forma que se logre cumplir con fechas de entrega de actividades, tomando en consideración los recursos disponibles.

El responsable de la implementación debe documentar su avance en reuniones mensual donde se muestre al equipo el porcentaje de ejecución real y recibir comentarios, observaciones y oportunidades de mejora a aplicar en este ECR o en posteriores.

- **Evaluar la efectividad de soluciones:** Esta medición de efectividad se hará por medio de las indicaciones que sean definida previamente en el proceso del ECR.



- El plazo de evaluación se hará en base a las fechas dictaminadas en el plan de implementación.

Algunos de estos indicadores pueden ser:

Mensuales:

$$\text{Cumplimiento de Ejecución de ECR} = \frac{\text{Número de Análisis ECR ejecutados}}{(\text{Número de ECR programados})} \quad (4)$$

$$\text{Avance Implementación Soluciones ECR} = \frac{\% \text{ real avance plan implementación Soluciones ECR}}{\% \text{ programado de implementación}} \quad (5)$$

Trimestrales

$$\text{Ahorros por Ejecución de ECR} = 1 - \frac{\text{Costos luego de implementar soluciones de costo}}{\text{programado de implementación}} \quad (6)$$

$$\text{Reducción frec. de eventos analizados con ECR} = 1 - \frac{\text{Frec. de ocurrencia del evento luego de implementar soluciones}}{\text{Frec. de ocurrencia del evento antes de implementar soluciones}} \quad (7)$$

Paso 6: Establecimiento de la cultura ECR: El éxito de un ECR se deriva de la efectividad de las soluciones implementadas. A partir de cada ECR exitoso se debe de generar una Lección Aprendida; la misma que será objeto de consulta en el sistema definido, por los empleados de la organización para la implementación de mejores prácticas en sus procesos.

Comprobada y validada la efectividad de los controles o medidas correctivas provenientes de la implementación de un ECR se deberá de solicitar las modificaciones correspondientes a las normas, procedimientos y guías según sea requerido.

No debe de pasarse por alto la posibilidad de extrapolar los resultados a otras áreas del procesos o sucursales y sedes de la misma organización.

2.2.6. Lecciones Aprendidas

Las Lecciones Aprendidas se pueden definir como el conocimiento o entendimiento ganado por medio de la reflexión sobre una experiencia o proceso, o un conjunto de ellos; independientemente del resultado de la experiencia, ya sea positivo o negativo. Se deben de tener en cuenta las siguientes consideraciones al momento de realizar una lección aprendida:

- Nacen del contexto de una experiencia.
- Surgen de un proceso sistemático de análisis y reflexión colectiva con participación de los involucrados.
- Deben ser útiles y pertinentes.
- Son un primer paso para la identificación de buenas prácticas.
- Requieren de mecanismos de difusión.
- Capturar y documentar el conocimiento tácito y hacerlo disponible a otros.

Las fuentes para la elaboración pueden venir de consultores, contratistas y personal propio, serán reflejadas en procesos y proyectos, no es posible tener una Lección Aprendida si esta no paso por la experimentación y evaluación de sus resultados.

Para la realización de una lección aprendida se deben de tener en cuenta los siguientes pasos:

Paso 1: Reconstrucción de eventos: Contar como sucedió el evento no deseado, para atraer la atención de las personas a las cuales será dirigida el evento deberá de representarse lo sucedido a través de imágenes, escenas relevantes o grabaciones.

Paso 2: Detalle de las etapas y momentos claves: Identificar los momentos claves de la experiencia en el proceso que sean relevantes para la identificación de lecciones aprendidas. Se sugiere elaborar una línea del tiempo cronológica de cómo se desarrolló el proceso en el que se identifiquen las etapas.

En la línea del tiempo se colocarán los momentos claves de manera general en cada etapa teniendo en cuenta factores como: desafío presentado, relevancia de las decisiones, influencia en el proceso, impacto sobre personas, productos, servicios, costo, impacto ambiental, entre otros.

Paso 3: Identificación de los logros y fallas: Con los momentos claves definidos se debe de identificar tanto lo positivo, negativo y su impacto, luego se redactará en términos de calidad, oportunidad, costo, grupos de interés.

Las preguntas que no deben faltar en este paso son:

- ¿Qué se hizo mal y no se debe volver a hacer?
- ¿Qué no se hizo y se debe hacer?
- ¿Qué se hizo bien y se debe repetir?

Paso 4: Redacción de las lecciones aprendidas: Se debe de precisar cuáles son las lecciones por presentar y la documentación que soportará dichas experiencias, tener en cuenta que si es un logro será una experiencia positiva que busca ser replicada y que si es un fallo será una experiencia negativa de la cual se aprenderá.

Paso 5: Describir las recomendaciones o buenas prácticas: En base a los hallazgos, identificar las recomendaciones y buenas prácticas específicas.

Paso 6: Documentación y registro de la información: Esta debe de ser redactada de manera clara y concisa, buscando ser registrada en una herramienta corporativa. La información que debe contener obligatoriamente es:

- Historia de proceso o proyectos sobre los cuales se identificaron las lecciones aprendidas.
- Lecciones aprendidas y elementos de documentación.
- Recomendaciones o buenas prácticas.

Paso 7: Compartir el aprendizaje: Promover la interacción y trabajo conjunto buscando la transmisión de los hallazgos, a través de la difusión y disponibilidad de contenidos de las lecciones aprendidas entre personas y equipos.

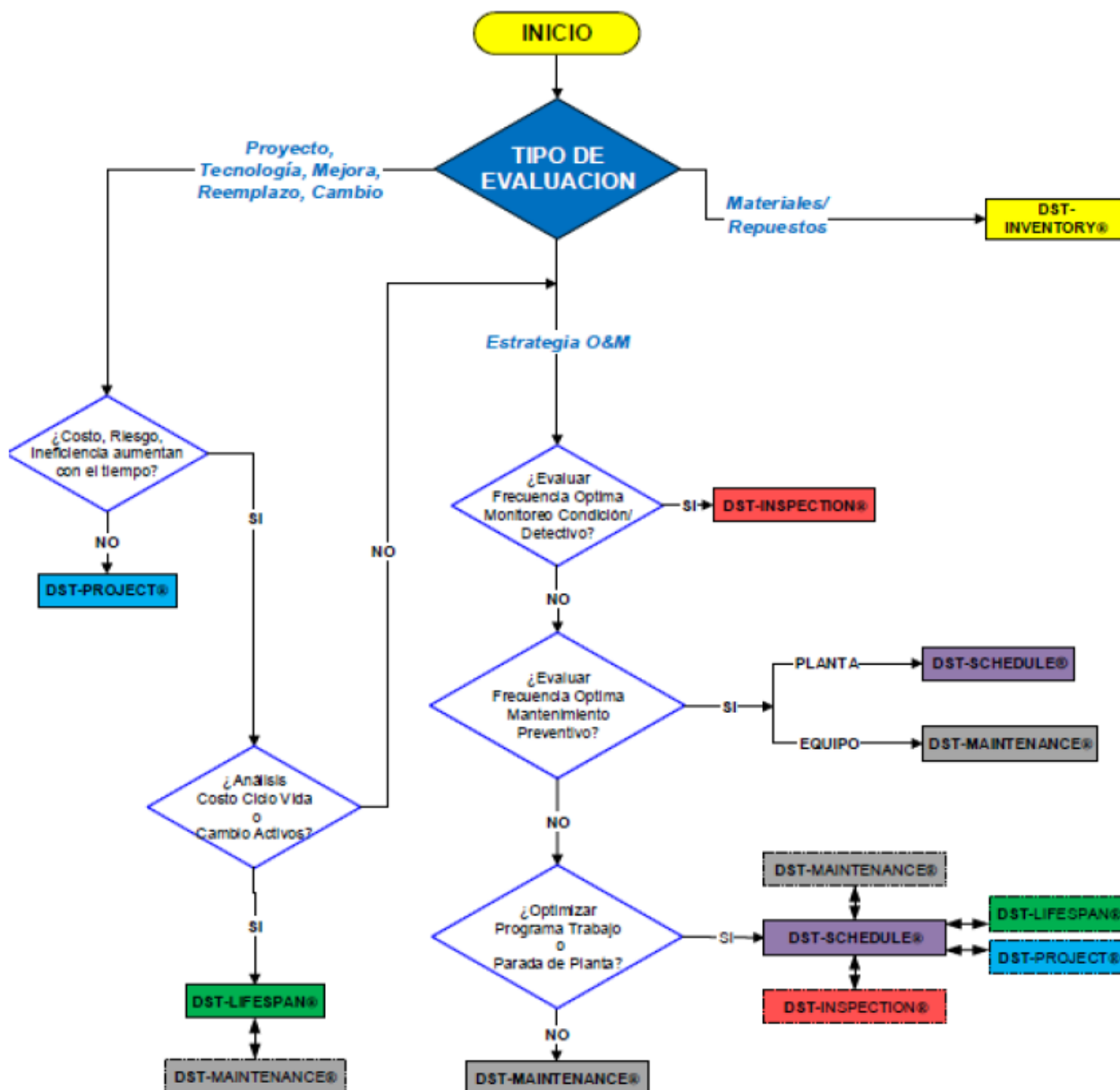
2.2.7. Decision Support Tools (DST)

Esta herramienta cuenta con 6 módulos desarrollados para cada etapa del ciclo de vida del activo. Estos módulos son:

- **DST Inventory Optimizer:** Enfocado en repuestos estratégicos y políticas de consumibles.
- **DST Project/Change Evaluator:** Enfocado a cualquier cambio de mejora con variación del costo, riesgo y desempeño.
- **DST Inspection Evaluator:** Enfocado en el monitoreo de condiciones periódico y/o pruebas funcionales.
- **DST Maintenance Evaluator:** Enfocado en el mantenimiento predictivo, monitoreo de condición y/o prueba funcional.
- **DST Lifespan Evaluator:** Enfocado en renovaciones, refabricaciones y todas las opciones de costo de ciclo de vida.
- **DST Schedule Optimizer:** Construcción del trabajo óptimo de múltiples actividades.

Figura 18

Diagrama de flujos de evaluación de módulos de DST



Nota. El Diagrama de flujo, muestra como dependiendo de los resultados evaluación que se realice se podrá escoger un módulo del DST. Adaptado de *Manual de Herramientas para la Gestión de Activos bajo ISO 55000*, Red de Energía del Perú S.A., 2017.

2.3. Transmisión de Electricidad

Es la actividad a través de cual la energía eléctrica es transportada desde los centros de producción (centrales de generación) hacia los centros de consumo. Según (Dammer Lira & Molinelli Aristondo, 2011) se puede comparar a la transmisión como una “carretera” en la cual los vehículos se movilizan de un punto a otro, del mismo modo la energía eléctrica necesita de una “carretera” para poder movilizarse y un medio por el que puedan pasar los electrones, denominado conductor eléctrico.

El sistema de transmisión eléctrico está compuesto de líneas de alta o muy alta tensión, subestaciones eléctricas, centros de control, instalaciones de compensación reactiva, elementos de regulación de tensión, entre otras instalaciones asociadas.

A su vez, el proceso de transmisión de electricidad se puede subdividir en 4 etapas detallados a continuación:

- **Primera etapa:** Una vez la energía es generada, para poder inyectada al sistema es necesario elevar la tensión buscando con este proceso la reducción de pérdidas de energía. Esto se realiza a través de transformadores elevadores que elevan la tensión a niveles mayores de 100 kV.
- **Segunda etapa:** La energía es transportada a través de las líneas de alta tensión hacia los centros de consumo.
- **Tercera etapa:** En el camino se encontrarán subestaciones de transformación cuyo objetivo es reducir la tensión (en caso se encuentre próximo a un centro de consumo) o volver a elevarla (en caso necesite ser transportada a otro centro de consumo más alejado)
- **Cuarta etapa:** La energía pasa de media a baja tensión para su posterior distribución y consumo.

2.3.1. La Transmisión Eléctrica en el Perú

Hasta el año 2000, existían dos grandes sistemas eléctricos en el país los cuales no se encontraban interconectados: el Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR); pero no fue hasta noviembre de ese mismo año en el cuál ambos sistemas se interconectaron a través de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, dando origen al ya conocido hoy Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En el Perú las actividades de transmisión son realizadas a través del SEIN y los Sistemas Aislados, los cuales son detallados a continuación:

- **Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN):** Esta integrado por las siguientes instalaciones:
 - Sistema Garantizado de Transmisión.
 - Sistema Complementario de Transmisión.
 - Sistema Principal de Transmisión.
 - Sistema Secundario de Transmisión.

Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la Ley 28832: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la Ley 28832: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. (Dammer Lira & Molinelli Aristondo, 2011)

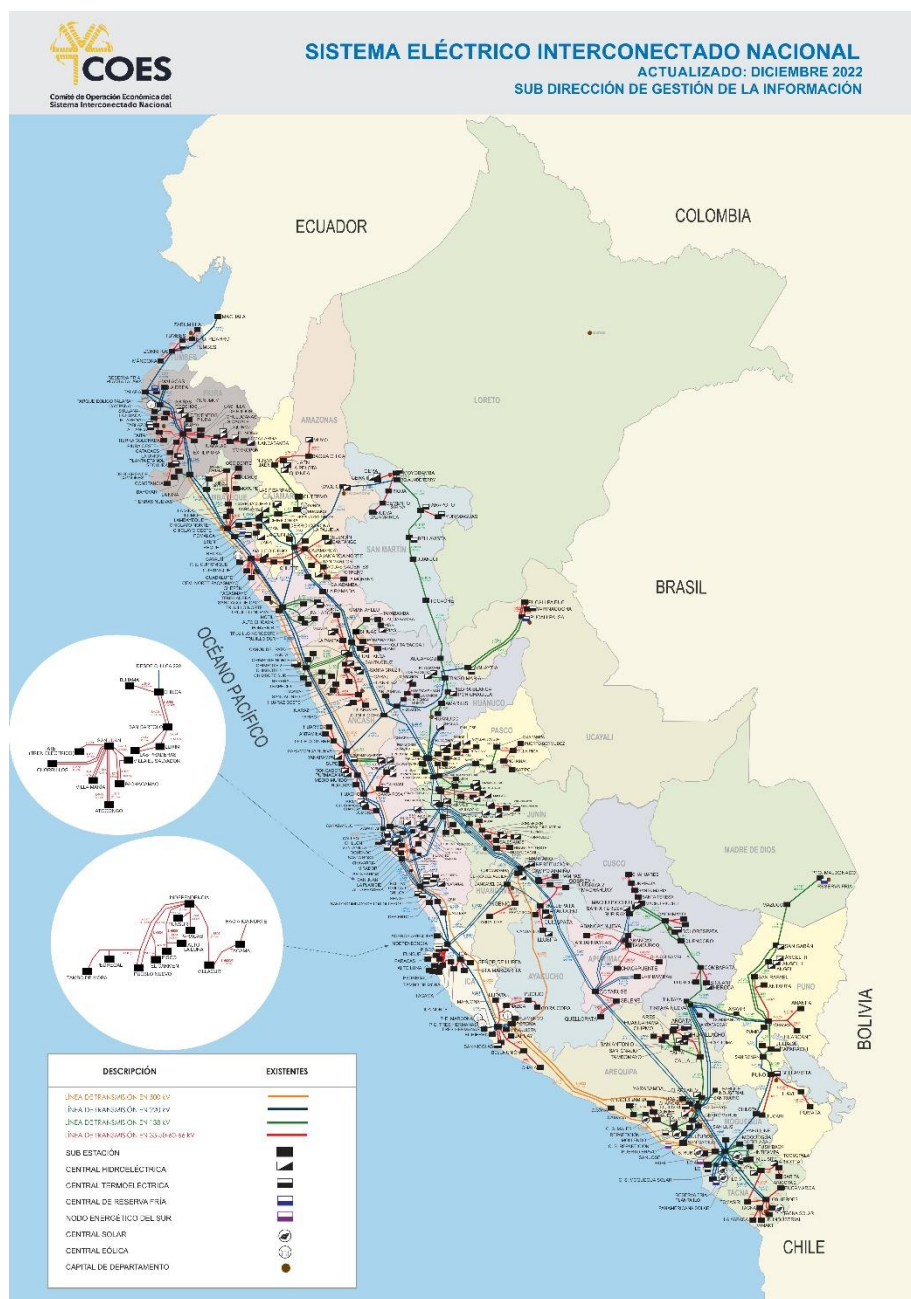
- **Sistemas aislados:** Corresponde a las partes sin interconectar del SEIN, ya sea a factores como: lo accidentado del territorio, bajo consumo o elevados costos de interconexión. Estos sistemas se clasifican generalmente en función de su tamaño o de su fuente primaria de generación; pudiendo ser:
 - Sistemas aislados menores o mayores, según su tamaño.
 - Sistemas aislados hidroeléctricos, térmicos o mixtos, según su fuente primaria de generación.

En la figura 19, se observa el Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a diciembre del 2022, con las distintas subestaciones, líneas y centrales que lo componen.



Figura 19

Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional



Nota. Adaptado de *Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*, Comité de Operaciones Económicas del Sistema Interconectado Nacional (COES), 2022.

<https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/MapaSEIN>

2.4. Subestaciones Eléctricas

Es el conjunto de equipos utilizados para redistribuir o dirigir el flujo de energía eléctrica a través de rutas alternas, en un sistema de potencia, y garantizar la seguridad de éste, dotado de equipos de maniobra, protección, medida, control y comunicaciones. Cada subestación eléctrica de alta tensión se convierte en un nodo del sistema de potencia.

Aponte (2005) enuncia las características de operación con las que debe de contar una Subestación:

- **Flexibilidad:** Es la propiedad de la instalación para acoplarse a las diversas condiciones que se puedan presentar especialmente por cambios operativos en el sistema, y además por contingencias y/o mantenimiento de este.
- **Confiabilidad:** Es la propiedad de una subestación para suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo condiciones en la que al menos un componente de la instalación esté fuera de servicio (interruptor, barra, etc).

La confiabilidad de una subestación se puede analizar con técnicas de cadenas de Márkov considerando tasas de falla y de reposición de equipos tanto para condiciones de falla como para condiciones de mantenimiento.

- **Seguridad:** Es la propiedad de una instalación de dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante falla de los equipos de potencia, especialmente interruptores y barras. La seguridad implica confiabilidad.

Por lo general la seguridad está determinada por la potencia que se pierde durante la falla o mantenimiento y su impacto en la estabilidad y el comportamiento del resto del sistema.

Idealmente un sistema es seguro y confiable cuando todos sus elementos están duplicados y la pérdida de uno de ellos no afecta a los otros. Por razones económicas ningún sistema o subestación se hace 100% seguro y con base en esto se debe efectuar el diseño.

Las subestaciones pueden ser clasificadas bajo diversos criterios, Aponte (2005) propone la siguiente clasificación:

Según su función:

- **De generación o centrales eléctricas:** Transforman la tensión a niveles altos con el objetivo de reducir la corriente y las pérdidas.
- **De transmisión o receptoras primarias:** Interconectan las diferentes líneas de transmisión, reducen la tensión para poder entregarla al distribuidor local.

Según su operación:

- **De transformación:** Elevan y reducen los niveles de tensión, son el camino entre el proceso de generación y distribución, la tensión de entrada será diferente a la de salida.
- **De maniobra:** Conectan varios circuitos o líneas para orientar o distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas del sistema, por lo tanto, no se utilizan transformadores de potencia que eleven o reduzcan la tensión.

Según su construcción:

- Por su montaje:
 - **De interior:** Diseñada para operar al interior de edificios diseñados para sus características.
 - **De exterior o intemperie:** Diseñada para operar bajo condiciones atmosféricas adversas.
 - **Tipo blindado:** Debido a sus características constructivas, sus elementos son montados en fabrica y protegidos por pantallas metálicas y aisladas en gas, aptas para espacios reducidos.
- Por su tecnología:
 - **Tipo AIS:** Son las más tradicionales y usadas, los elementos como cables, barras y equipos se encuentran aislados por aire.
 - **Tipo GIS:** Son del tipo blindado, están aisladas internamente por el gas hexafluoruro de azufre o comúnmente llamado en la industria como SF₆.
 - **Tipo híbridas:** Presentan características de las tecnologías AIS y GIS.

En la figura 20 es presentada una ilustración de los distintos tipos de subestación y como la energía es transportada desde los centros de generación hasta los centros de consumo.

Figura 20

Tipos de subestaciones



Nota. Adaptado de *Tipos de Subestaciones*, Johan Vargas, 2020,

<https://ingenieriadesubestaciones.com/tipos-de-subestaciones-electricas/>

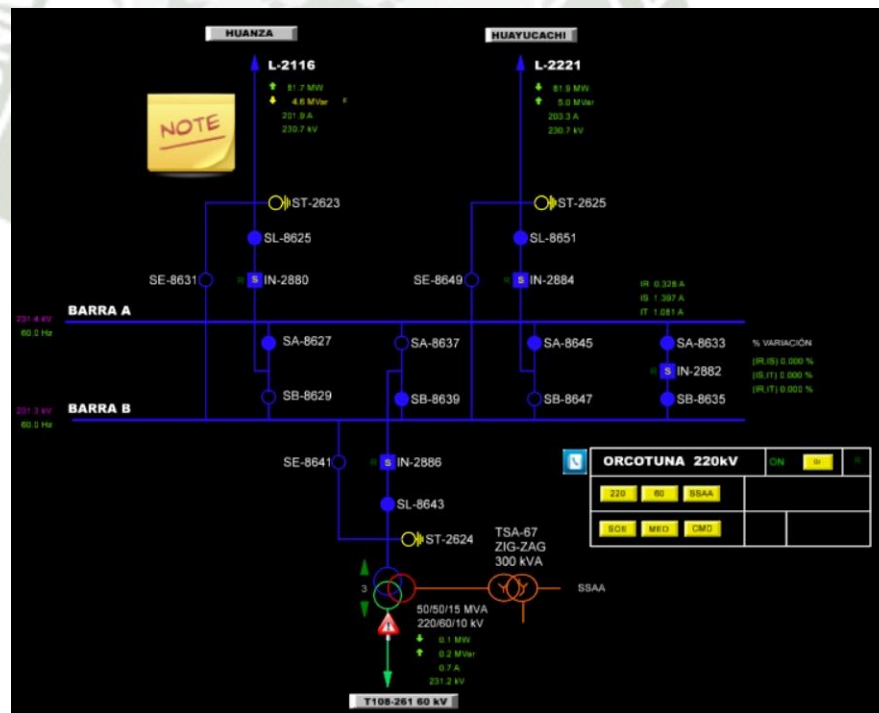
- Es económica.
- Es fácil de proteger.
- Ocupa poco espacio.

Sus principales desventajas son:

- No tiene flexibilidad
 - No tiene confiabilidad, ni en barras ni en interruptores.
 - No tiene seguridad.
- **Doble barra con seccionador de transferencia:** En la figura 22, se observa un ejemplo de configuración doble barra, está conformada por dos barras simples y conectadas entre sí por un interruptor de acoplamiento de barras, esto le permite transferir un circuito de una barra a la otra manteniendo una tensión constante mediante el accionamiento de los seccionadores de barras cuando está cerrado.

Figura 22

Configuración doble barra



Nota. Adaptado de *Diagrama unifilar de SE Orcotuna 220 kV*, Red de Energía del Perú, 2023.

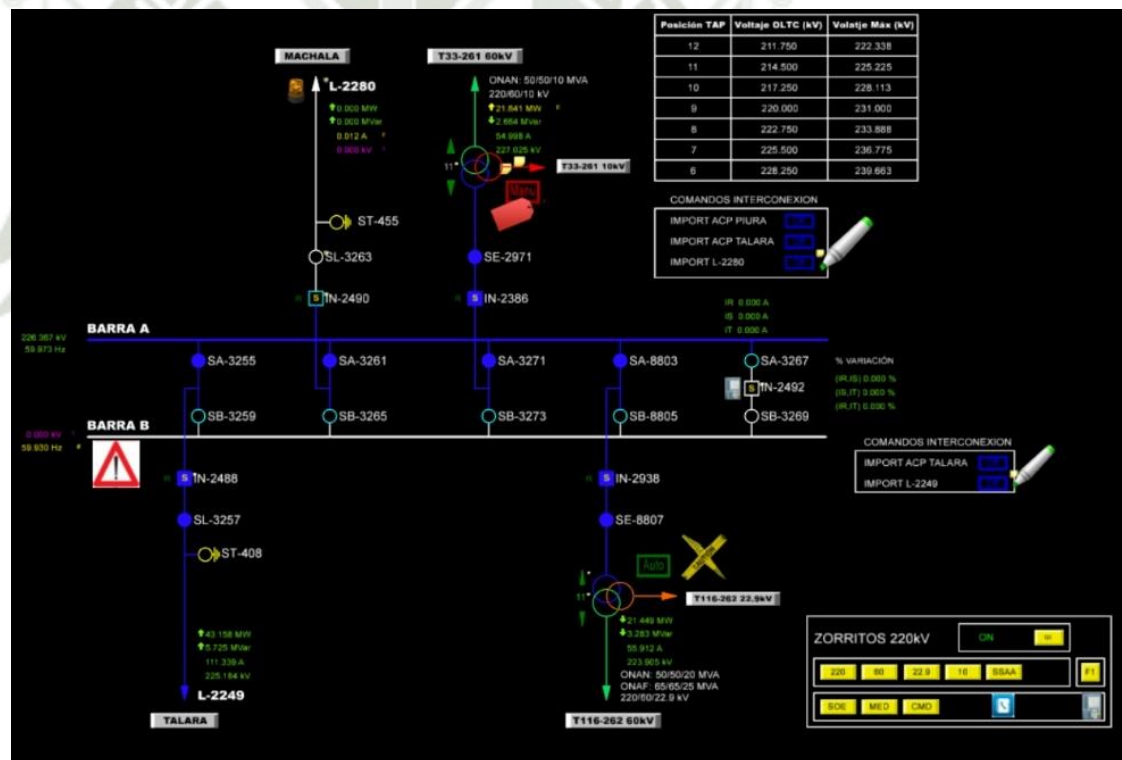
En condiciones normales se pueden distribuir las líneas y transformadores en ambas barras con el acople cerrado (flexibilidad). Al momento de haber una falla en una barra, quedan en servicio las celdas de la otra barra, y no se afecta el suministro (confiabilidad). Por mantenimiento, se transfieren las celdas de una barra a otra, sin afectar el suministro (seguridad).

No tiene confiabilidad en los interruptores.

- **Simple barra con barra de transferencia:** La barra principal opera como una subestación de barra simple; que cuenta con una segunda barra, para utilizarla en caso de falla de alguno de los interruptores de las salidas. El interruptor de transferencia está normalmente abierto, todas las condiciones mencionadas se ven reflejadas en la figura 23. Solo se puede transferir una celda.

Figura 23

Configuración simple barra con barra de transferencia



Nota. Adaptado de *Diagrama unifilar de SE Zorritos 220 kV*, Red de Energía del Perú, 2023.

Entre sus principales ventajas se encuentran:

- No tiene flexibilidad

- No tiene confiabilidad en barras, pero si en interruptor.
- No tiene seguridad en barras, en interruptor cuando se tiene un mantenimiento programado.
- La barra de transferencia puede ser de menor capacidad que la barra principal.

Aunque esta disposición es de bajo costo y soluciona alguno de los problemas de la barra simple. No llega a los altos grados de seguridad de servicio y flexibilidad requeridos actualmente por el sistema eléctrico.

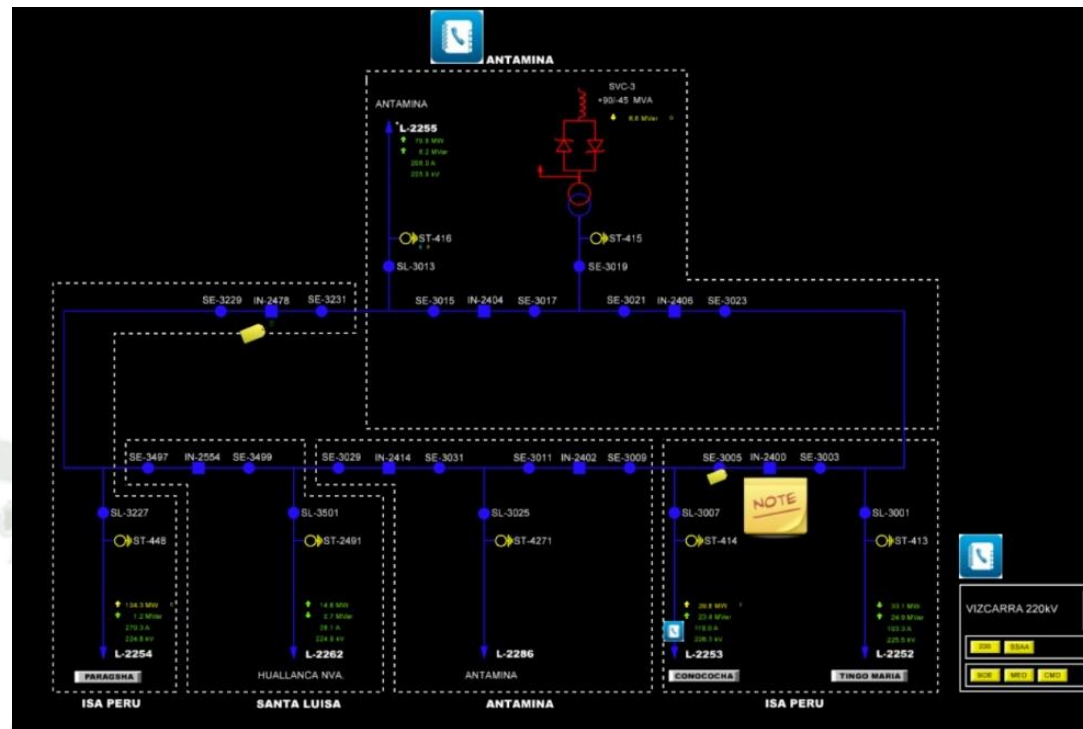
2.4.1.2 Tendencia Americana

Los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de interruptores.

- **En Anillo:** En este tipo de configuración no se tiene barrajes propiamente dichos debido a que todo el conexionado se realiza en un anillo conformado por interruptores (Aponte, 2005) en la figura 24 se tiene un ejemplo de dicha configuración. Para aislar un circuito se requiere la apertura de los dos interruptores. Para aislar un circuito por un período largo, se debe abrir el seccionador de la línea para cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo.
 - Es económica, segura y confiable si todos sus interruptores están cerrados.
 - Desde el punto de vista de la flexibilidad la subestación es similar a una barra sencilla.
 - Para efectos de distribución de corrientes, los circuitos conectados al anillo se deben distribuir de tal manera que las fuentes de energía se alternen con las cargas.

Figura 24

Configuración en anillo



Nota. Adaptado de *Diagrama unifilar de SE Pachachaca 220 kV*, Red de Energía del Perú, 2023.

- **Interruptor y medio:** Configuración en la cual por cada dos salidas (una en cada barra) se tienen tres interruptores, llamados diámetro. Los circuitos de salida que están conectados al diámetro son dos, correspondiéndole a cada uno de estos un interruptor más la parte que se comparte con el otro, derivándose de ahí el nombre de la configuración “interruptor y medio”.

Algunas de sus ventajas son:

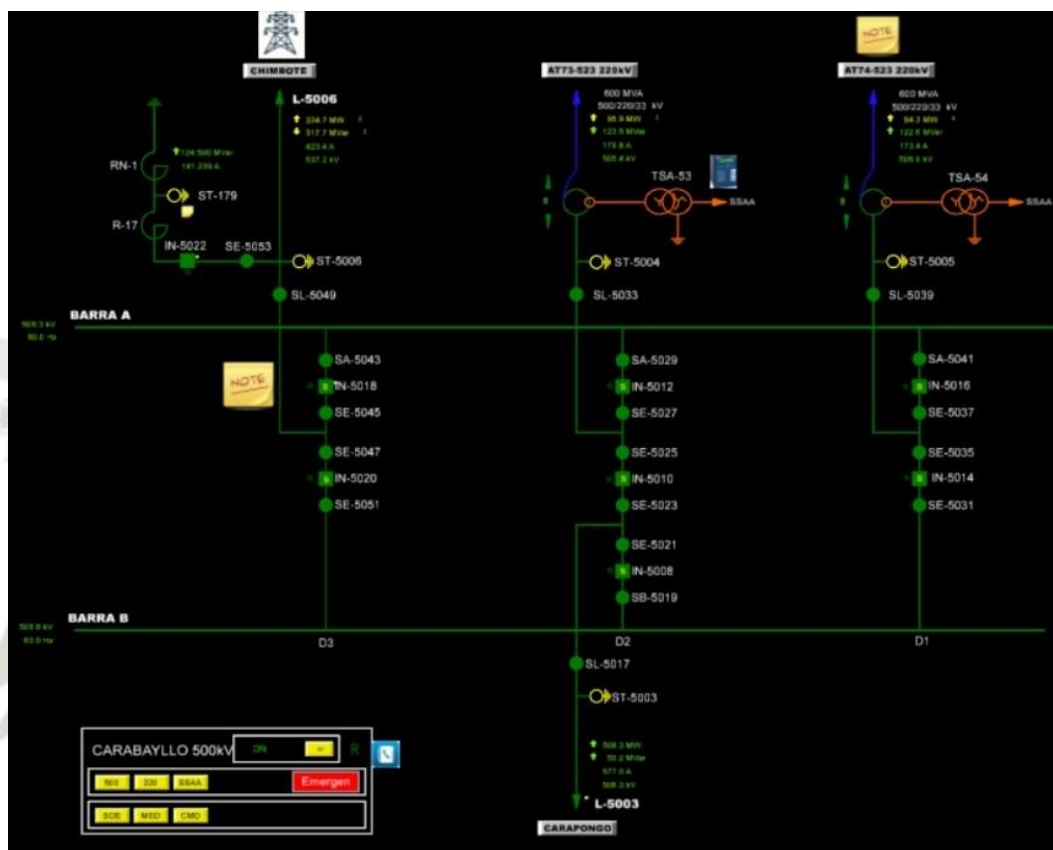
- Permitir realizar mantenimiento en cualquier interruptor o barraje sin salir de servicio y sin alterar el sistema de protección.
- Es altamente confiable y segura tanto por condiciones de falla en interruptores, circuitos y barras.
- Facilidad en la operación.

La disposición de interruptor y medio, la que se muestra en la figura 25, es más cara que las otras configuraciones ya mencionadas, exceptuando el caso de doble interruptor con doble barra. Sin embargo, es superior en flexibilidad,

confiabilidad y seguridad. Sin embargo, los sistemas de relés de protección asociados adquieren un grado de complejidad mayor al de otras disposiciones.

Figura 25

Configuración interruptor y medio



Nota. Adaptado de *Diagrama unifilar de SE Carabayllo 500 kV*, Red de Energía del Perú, 2023.

2.4.2. Niveles de Operación en una Subestación Eléctrica de Alta Tensión

Un equipo de maniobra se puede operar desde diferentes estancias conocidas como niveles de operación, los cuales son:

- Desde el equipo en cuestión en el patio de la subestación.
- Desde una caseta de relés o caseta de control en la subestación.
- Desde la sala de control de la subestación.
- Desde un computador ubicado en el Centro de Control.

En la estrategia definida por el MANOMAS de ISA REP, para el control de los equipos de la subestación debe permitir las jerarquías entre los diferentes niveles de operación para velar por la seguridad de los equipos y la confiabilidad del sistema.

La filosofía utilizada en el control de sistemas de potencia define la prioridad de los sistemas inferiores sobre los superiores, en cuanto a control y enclavamientos, lo cual se logra mediante la utilización de selectores físicos y de software.

2.4.2.1 Nivel de Operación 0 (Patio de Llaves)

Corresponde a la operación directa del equipo en el patio de la subestación de forma eléctrica o mecánica, en donde se da prioridad al mando eléctrico. En este nivel se permite maniobrar los equipos conservando los mínimos enclavamientos de seguridad. Estos enclavamientos son físicos y pueden ser cableados o mecánicos.

Figura 26

Nivel de Operación 0



Nota. Se muestra como dos operadores se dirigen a realizar una maniobra en el Seccionador de Línea SL-465 desde nivel 0. Adaptado de MANOMAS, Red de Energía del Perú, 2022.

La mayor parte de los equipos de maniobra cuentan con un selector de tres posiciones, local / remoto / desconectado, donde la posición “local” habilita el nivel de operación 0. La posición “remoto” habilita el nivel superior inmediato y la posición “desconectado” inhabilita las maniobras en el equipo.

Las maniobras en este nivel son responsabilidad del operador de la subestación. El MANOMAS (2022) describe que desde este nivel de operación se realizan únicamente las siguientes maniobras operativas:

- Abrir o cerrar seccionadores, cuando estos no tienen el mando eléctrico o cuando el comando remoto presenta fallas.
- Abrir o cerrar Seccionadores de Puesta a Tierra.
- Maniobras de cambiadores de tap bajo carga cuando no se pueda operar desde niveles superiores.
- Abrir o cerrar Interruptores “en blanco” (con seccionadores de ambos extremos del Interruptor abiertos)

2.4.2.2 Nivel de Operación 1

En subestaciones convencionales se tienen un control basado en elementos electromecánicos, las maniobras a efectuarse desde este nivel son realizadas desde los tableros de control de la subestación mediante diagrama unifilar o mímico con selectores. En subestaciones con un sistema de control moderno se adicionan los controladores de bahía. Este es el caso de la figura 27, en la cual se puede observar como la operación de nivel 1 se da a través de un controlador de bahía que actúa como medio principal de maniobras mientras que el respaldo es el diagrama unifilar con selectores que se encuentra en la parte inferior.

Generalmente cuentan con un selector de dos posiciones local / remoto, donde la posición local habilita el nivel 1 de operación y la posición remota habilita el nivel 2 de operación superior inmediato.

Figura 27

Nivel de Operación 1 (Controlador de Bahía y Diagrama Unifilar con selectores)



2.4.2.3 Nivel de Operación 2:

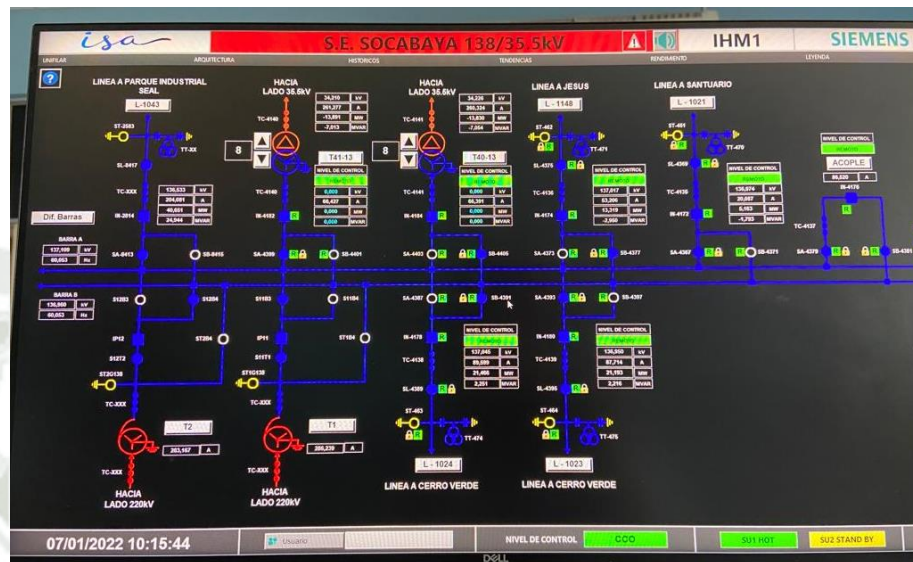
Corresponde al nivel de operación donde la HMI (Interfaz Humano Maquina) es un computador, ubicado en la sala de control. En este nivel mediante un software se puede supervisar la subestación y realizar maniobras sobre los equipos permitiendo también visualizar los diferentes reportes de medidas, eventos, tendencias y enclavamientos.

En la figura 28 se ve representado este modelo, en el cual se visualiza las distintas posiciones y medidas de los equipos correspondientes a la Subestación Socabaya 138/35.5 k.

En el software se cuenta generalmente con un selector virtual de dos opciones, uno llamado “local” para habilitar este nivel y otro llamado “remoto” para habilitar el control desde el centro de control. La operación desde este nivel verifica todos los enclavamientos habilitados en el controlador de nivel 1 y los enclavamientos propios de los equipos en nivel 0.

Figura 28

Nivel de Operación 2



Nota. Adaptado de *Diagrama unifilar de SE Socabaya 138 kV*, Red de Energía del Perú, 2023.

2.4.2.4 Nivel de Operación 3:

Corresponde a la operación y supervisión de los equipos de las subestaciones desde el centro de control, a través de su sistema SCADA (Supervisión, Control Adquisición de Datos), el cual obtiene la información de una o de todas las subestaciones a través de los siguientes medios:

- Unidad Terminal Remota (Remote Terminal Unit – RTU)
- “Gateway” asociado con un SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones).

En este nivel se verifican todas las condiciones de enclavamiento programadas en el controlador, para subestaciones automatizadas, y los asociados con la lógica cableada, para las subestaciones convencionales.

Según los procedimientos descritos en el MANOMAS (2022) todas las maniobras a realizarse por intervenciones en el sistema eléctrico de ISA REP y sus clientes debe ser coordinadas y realizadas previamente a través del Centro de Control de REP. Siendo la labor del operador realizar el chequeo cruzado para las distintas maniobras en los equipos así como validar su posición en el patio de llaves.

Figura 29

Nivel de Operación 3



Nota. La figura muestra el Centro de Control de REP. Adaptado de MANOMAS, Red de Energía del Perú, 2022.

2.4.3. Equipos de Patio en una Subestación Eléctrica de Alta Tensión

A continuación, se procederá a explicar los equipos de Patio (EPA) en una Subestación eléctrica de alta tensión:

2.4.3.1 Transformación de Potencia

El transformador de potencia es una máquina estática la cual mediante inducción electromagnética transforma tensiones y corrientes eléctricas alternas o pulsantes entre dos o más devanados a la misma frecuencia y usualmente a valores diferentes de tensión y corriente. (Nadad Campo & Quiroz Blanco, 2004)

Los transformadores se pueden dividir en dos grupos:

- **Transformadores con aislamiento seco:** Diseñados para entornos en los cuales no sean necesarios muchos kVA, el aire es el medio aislante para su parte activa.
- **Transformadores con aislamiento en aceite:** Utilizados en aplicaciones de gran tensión y potencia, el aceite es el medio aislante en el cual su parte activa esta sumergida.

La identificación básica de un transformador está constituida por su potencia nominal, la tensión primaria que es la que se aplica al transformador, la tensión secundaria que es la obtenida en los bornes de salida y el grupo de conexión.

Un transformador de potencia cuenta con los siguientes elementos:

- Núcleo de circuito magnético.
- Devanados.
- Aislamiento.
- Aisladores
- Tanque o recipiente.
- Ganchos de sujeción.
- Válvula de carga de aceite.
- Válvula de drenaje.
- Transformadores de corriente
- Tanque conservador.
- Tubos radiadores.
- Placa de tierra.
- Termómetro.
- Manómetro.
- Cambiador de derivaciones o taps.

Figura 30

Transformador de potencia de 20 MVA



Nota. La siguiente imagen muestra alguno de los componentes que constituyen un transformador de potencia. Adaptado de *Transformador de Potencia de 20 MVA*, Catalogo de Transformadores de Potencia y Distribución, Siemens, 2020.

2.4.3.2 Interruptores

El interruptor es un equipo de maniobra mecánico, capaz de establecer, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito; así como durante un tiempo especificado las corrientes de corto circuito. condiciones anormales como las de cortocircuito.

La forma de operar de este equipo es explicada de la siguiente manera: en condiciones normales de operación, los contactos de un interruptor se encuentran cerrados, una vez se requiere interrumpir el flujo de energía, estos contactos se comienzan a separar, formándose un entrehierro entre los contactos, constituido por el medio dieléctrico (gas SF₆, aceite, aire, vacío), de manera simultánea se produce un arco eléctrico que fluye de contacto a contacto, siendo el entrehierro la única parte vulnerable del circuito donde se interrumpiría el paso de corriente gracias al medio dieléctrico, disminuyendo la conductividad hasta extinguirse el arco y detener el flujo de corriente. (Barajas, 2010)

Este es uno de los equipos que más cambios y evoluciones ha sufrido a lo largo de los años, por citar algunos en los medios de interrupción: aire (comprimido), aceite, gas SF₆, vacío. A continuación, se presentan alguna de las principales clasificaciones de los interruptores de potencia.

- **Por su lugar de instalación:**
 - Tipo interior.
 - Tipo exterior o intemperie.
- **Por sus características externas de diseño:**
 - **De tanque muerto:** En este tipo de interruptores, la envolvente o tanque está debidamente aterrada y posicionada en la parte inferior del equipo, en su interior se aloja el medio dieléctrico y cámaras interruptivas.
 - **De tanque vivo:** En este tipo de interruptores, las cámaras interruptivas están situadas en las columnas, de esta manera se aísla la parte energizada del potencial a tierra, se presenta un interruptor de este tipo en la figura 31.

Figura 31

Interruptor de tanque vivo en 500 kV



- **Por mecanismo de accionamiento**
 - **Accionamiento a resorte:** La energía es almacenada en resortes para las maniobras de apertura y cierre del interruptor, son cargados mediante un motor. Su ventaja radica al momento de realizarse el cierre, el resorte de apertura se carga, asegurando un disparo del interruptor.
 - **Accionamiento neumático:** La energía se almacena en forma de aire comprimido.
 - **Accionamiento hidráulico:** La energía se almacena en forma de fluido hidráulico, en algunos casos hidrolina, opera en base a la presión del aceite siendo práctico en situaciones donde se requiere tiempos cortos de reacción.
 - **Accionamiento por SF6:** El interruptor usa su propio gas aislante como medio acumulador para la ejecución de maniobras.

2.4.3.3 Seccionadores:

Son elementos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. La misión de

estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible. Los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente, o, dicho de otra forma, el seccionador debe maniobrar en vacío.

No obstante, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Así, este aparato va a asegurar que los tramos de circuito aislados se encuentren libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte de los operarios.

Los seccionadores son clasificados de la siguiente manera:

- **Por su función desempeñada:**
 - **Seccionador de maniobra:** Utilizados para transferir las bahías o celdas entre las barras de una subestación en condiciones de operación normales o de falla (transferencia al acople), aislar distintos equipos en una subestación en la ejecución de mantenimiento.
 - **Seccionador de puesta a tierra:** Utilizados al momento de aterrar componentes en trabajos de mantenimiento en líneas de transmisión, bancos de compensación, transformadores, reactores.
 - **Seccionadores de puesta a tierra rápida:** Utilizados para aterrar componentes energizados del sistema, por ejemplo, en caso de reactores no maniobrables asociados a líneas de transmisión.
- **Por su forma de desconexión:**
 - **Seccionadores de apertura central:** Originan mayor espaciamiento entre fases que otros tipos, asegurando la apertura visible de todas las fases, es llamado también seccionador de cuchilla giratorio o de apertura horizontal. En la figura 32 se presenta un seccionador de este tipo ubicado en las instalaciones de la Subestación Campas 500/220 kV.
 - **Seccionador de apertura vertical:** Son de reducidos anchos de campo, llamados también seccionadores de cuchillas deslizantes.
 - **Seccionador pantógrafo y semi-pantógrafo:** Utilizados como seccionadores de by-pass y selectores de barra, debido a sus articulaciones necesitan de una mayor frecuencia de mantenimiento.
 - **Seccionadores de doble apertura:** Debido a sus cuchillas muy largas no son utilizados en subestaciones con niveles de tensión mayores a 220 kV, tienden a sufrir deformaciones en sus cuchillas

Figura 32

Seccionador de Apertura Central en 500 kV, SE Campas



2.4.3.4 Pararrayos

El pararrayos es un dispositivo que permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de tipo atmosférico. Las ondas que presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan al equipo si no se tiene protegido correctamente; para la protección de este se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Descargas directas sobre la instalación
- Descargas indirectas.

Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuya operación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la que va a operar.

La función del pararrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

2.4.3.5 Trampa de Onda

La bobina de bloqueo, también llamada trampa de onda es un dispositivo instalado en serie en una línea de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia de la red, de manera de no perturbar la transmisión de energía, pero debe ser

selectivamente elevada en cualquier banda de frecuencia utilizable para la transmisión por onda portadora. Su función principal es bloquear las señales transportadas en la portadora para que solo pasen al equipo de comunicación y prevenir el paso de estas señales a la subestación.

2.4.3.6 Transformador de Corriente

Es aquel equipo cuya función principal es la de reducir el valor de la corriente, por lo general a 1 o 5 amperios, en el cual se pueda alimentar a instrumentos de medición, control o protección, como amperímetros, vatímetros, instrumentos registradores, relevadores de sobrecorriente, etc.

Su construcción es semejante a la de cualquier tipo de transformador, ya que fundamentalmente consiste en un devanado primario y un devanado secundario. La corriente que circula por el primario del transformador está determinada por el circuito de potencia. La capacidad de estos transformadores es muy baja, se determina sumando las capacidades de los instrumentos que se van a alimentar, y puede ser 15, 30, 50, 60, y 70 VA.

Los transformadores de corriente se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Según su construcción eléctrica:** Dependiendo de los estudios eléctricos pueden ser de varios núcleos y lado secundario de multi-relacion. En el caso de transformadores con varios devanados secundarios, estos son montados independientemente en su propio núcleo, asociado a un único devanado primario. En el caso de transformadores multi-relacion, estos varían su relación de transformación por medio de Taps situados en el devanado secundario.
- **Según su utilización:**
 - **Para medida:** Utilizados para alimentar instrumentos de medida, contadores.
 - **Para protección:** Utilizados para alimentar a los relés de protección.

2.4.3.7 Transformador de Tensión

Es aquel equipo cuya función principal es la de reducir el valor de la tensión, por lo general a 110 o 120 voltios, en el cual se pueda alimentar a instrumentos de medición, control o protección. Como función adicional debe de procurar que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo más fielmente en el circuito de baja tensión. (Atencio & Palacio, 2008)

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición, control o protección que se van a alimentar. Estos pueden ser capacitivos (necesarios en circuitos con onda portadora), inductivos (capaz de conectarse fase-tierra y fase-fase), resistivos y diversos mixtos (capacitivo/resistivo).

2.5. Sistemas de Protección Y Control

Hasta el momento se han presentado los equipos de gran magnitud que conforman una subestación, como transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, etc. No obstante, los sistemas de protección y control es la otra cara de la moneda en este tipo de instalaciones, ya que gracias a ellos, los distintos equipos comunican y llevan información (posiciones y medidas) a lo largo de todos los niveles, cerciorándose de operar adecuadamente al momento de presentarse una falla en los equipos a los cuales protegen.

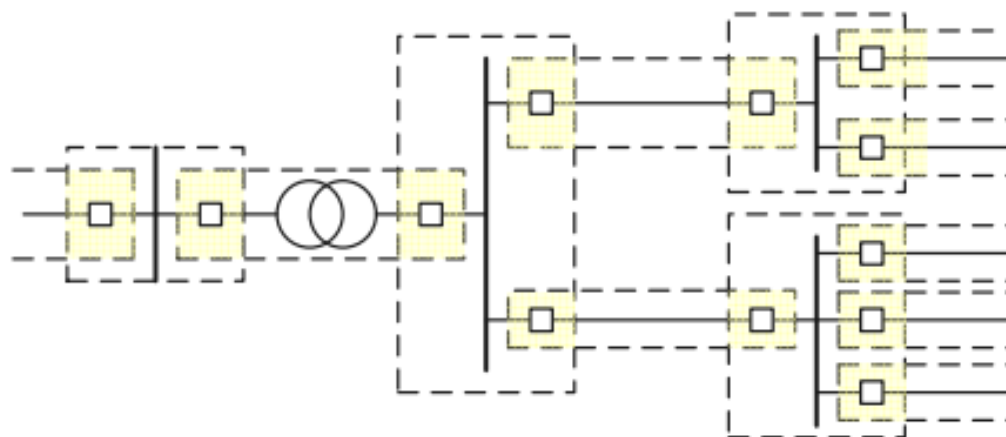
2.5.1. Sistemas de Protección

Es aquel sistema que tiene como finalidad la reducción de influencia de una falla en un sistema eléctrico de potencia mediante el disparo selectivo de los interruptores que permiten aislar la parte del circuito donde se presentó la falla. Esto es posible gracias al uso de esquemas de protección y relés, diseñados especialmente para dichas condiciones. De esta manera al aislar una falla tan pronto como sea posible, se limitará el daño a las instalaciones, deterioro de equipos de carácter térmico, dieléctrico y/o mecánico.

La efectividad de un sistema de protección radica en subdividir el sistema en zonas, a mayor cantidad de zonas, mayor posibilidad de poder ser selectivos al desconectar dichos tramos y sobre todo en tiempos muy cortos y que generen la menor anomalía posible, estas zonas son conocidas como zonas de protección. La disposición de las zonas ya mencionadas debe tener cierto grado de solape de manera que no existan áreas no protegidas. (Barrantes, 2011)

Figura 33

Zonas de protección de un sistema eléctrico



Nota. Adaptado de *Zonas de Protección de un Sistema Eléctrico*, Barrantes Lucía, 2011,

Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas.

Como se aprecia en la figura 33, las zonas de protección incluyen a generadores, transformadores, barras, líneas; incluyen el elemento del sistema que protegen y su interruptor asociado.

Se conoce como protección principal al conjunto de funciones que ha de disparar lo más rápido posible, sin embargo, los equipos que proveen de información a los dispositivos de protección puedan ser susceptibles a fallos evitando que se dé una actuación correcta de la protección principal, es por eso que se debe de implementar una segunda protección llamada protección de respaldo; esta debe esperar que la protección principal actúe, si esta despeja la falla, la protección de respaldo solo señala como arranque, y en caso la protección principal no actúe, la protección de respaldo entra a tallar.

Un sistema de protecciones debe de contar con las siguientes características:

- **Selectividad:** Capacidad de que un relé desconecte únicamente la parte del circuito que este siendo afectando por una falla, buscando que la perdida de suministro sea la mínima posible.
- **Rapidez:** Hace referencia al tiempo de aparición de la perturbación y la actuación de las protecciones, buscando que este sea el más pequeño posible y las consecuencias producto de la falla sean mínimas.
- **Seguridad:** Grado de certeza bajo el cual, el dispositivo de protección no actuará en los casos donde no deba de actuar.
- **Fiabilidad:** Grado de certeza bajo el cual, el dispositivo de protección actuará en los casos donde deba de actuar.
- **Sensibilidad:** Capacidad de un relé para actuar eficazmente una vez se haya sobrepasado su umbral de operación.

2.5.1.1 Equipos de Protección

Un relé de protección es aquel dispositivo que mide de manera constante señales de tensión y/o corriente con el objetivo de determinar si existen condiciones anómalas en el sistema, y en caso de ser cierto, activar un comando de salida. Los equipos de protección han ido evolucionando con el pasar de los años y las necesidades de los sistemas de protección; actualmente estos relés están basados en un microprocesador que utiliza protocolos de comunicación acorde estándares internacionales que busque la interoperabilidad con distintos modelos de otros fabricantes, en la figura 34 se observa un ejemplo de un relé de protección digital de la marca SIEMENS.

Figura 34

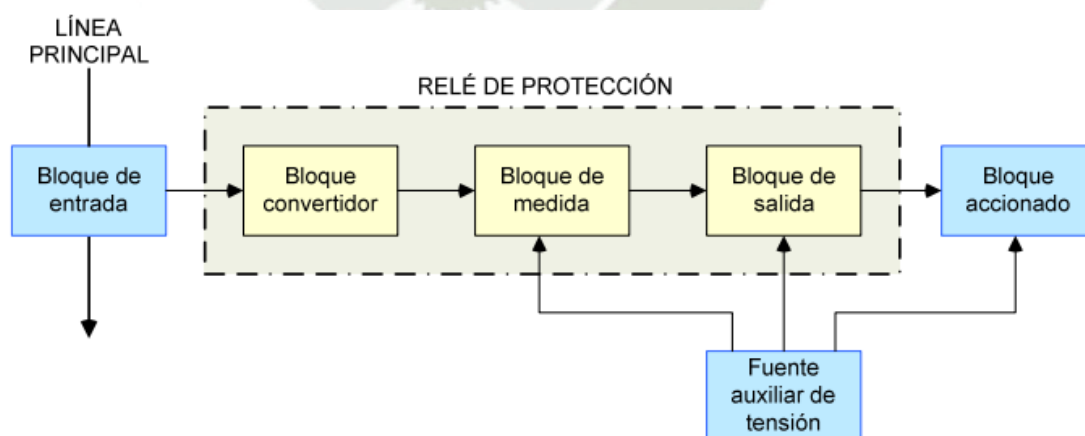
Relé de protección marca SIEMENS



Un relé de protección cuenta con los siguientes elementos representados por bloques como se puede observar en figura 35.

Figura 35

Diagrama de bloque de un relé de protección.



Nota. Adaptado de *Diagrama de bloque general de un relé de protección*, Barrantes Lucía, 2011, *Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas*.

- **Bloque de entrada:** Correspondientes a las medidas obtenidas por los transformadores de corriente y tensión situados en campo, si bien no son parte del relé sin esta información no podrían funcionar.
- **Bloque convertidor:** No está presente en todos los relés, su funcionalidad radica en adaptar las señales del bloque de entrada y ser utilizadas en bloques posteriores.
- **Bloque de medida:** Registra los valores obtenidos de los bloques anteriores para compararlos con los valores bajo los cuales fue configurado el equipo de protección y emitir un resultado que determine o no la actuación del relé.
- **Bloque de salida:** Amplifica las señales resultantes de bloque de salida y las multiplica para enviarlas a distintas estancias.
- **Bloque accionado:** En la mayoría de los casos corresponde a la bobina de mando de interruptor asociado a la protección, es el encargado de producir la apertura del equipo.
- **Fuente auxiliar de alimentación:** Es el equipo encargado de mantener en funcionamiento el relé de protección.
- **Bloque de protección:** Correspondiente al agrupamiento al bloque convertidor, bloque de medida y bloque de salida.

2.5.1.2 Funciones de Protección

El bloque de protección es el encargado de realizar el cálculo interno que determinara la actuación del relé, para realizar esta función se apoya de funciones de protección que fueron seleccionadas según la importancia del equipo a proteger, como pueden ser líneas de transmisión, transformadores, reactores, generadores, etc.

La norma ANSI/IEEE C37.2-2008 designa números utilizados para identificar las funciones, a continuación, son presentadas las funciones más representativas:

- Protección sobrecorriente instantáneo (50)
- Protección sobrecorriente a tierra instantáneo (50N)
- Protección sobrecorriente temporizado (51)
- Protección sobrecorriente a tierra temporizado (51N)
- Protección sobrecorriente con comparación direccional (67)
- Protección sobrecorriente a tierra con comparación direccional (67N)
- Protección de distancia (21)
- Protección diferencial de línea (87L)
- Protección diferencial de barra (87B)

- Protección diferencial de transformador (87T)
- Protección falla interruptor (50BF)
- Máxima tensión (59)
- Mínima tensión (27)
- Oscilación de potencia (68)
- Sincronismo (25)
- Recierre (79)

2.5.2. Sistemas de Control

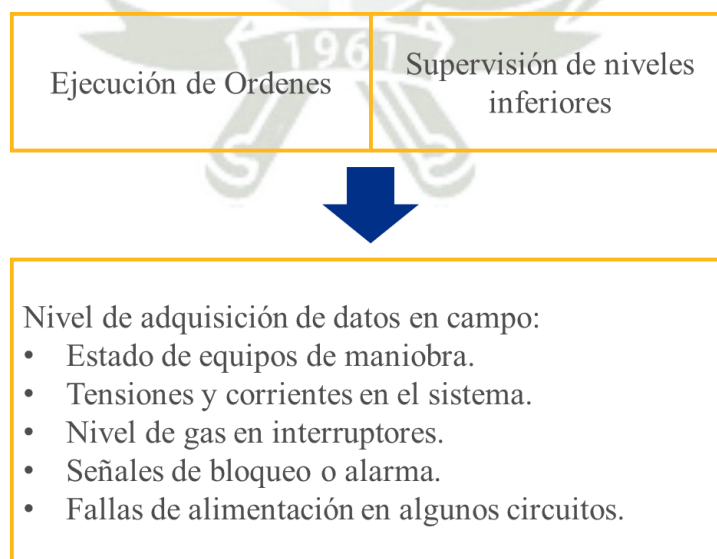
Es aquel sistema que hace posible la comunicación entre los niveles de operación de una subestación (0, 1, 2 y 3), hasta el momento se han presentado cuales son estos niveles, los equipos que lo componen, sin embargo no se ha hablado como es que se comunican entre niveles. La función principal del sistema de control es supervisar, controlar y proteger la transmisión de energía eléctrica.

Para precisar más sobre los sistemas de control es necesario complementar los niveles de operación con los niveles de automatización en una subestación eléctrica. A través de un agrupamiento de switches y conexiones de fibra óptica se construyen redes de área local (LAN) en las cuales se intercambian información (posiciones y medidas) a nivel de subestación, desde los relés de protección hasta los servidores. Dependiendo de la filosofía del proyecto o de la compañía, las redes pueden ser tipo estrella o del tipo anillo.

La estructura del sistema de control consta de dos etapas: una superior que comprende la ejecución de órdenes y supervisión de niveles inferiores y una inferior que se encarga de la adquisición de datos en campo, esta es presentada en la figura 36.

Figura 36

Estructura de niveles de control



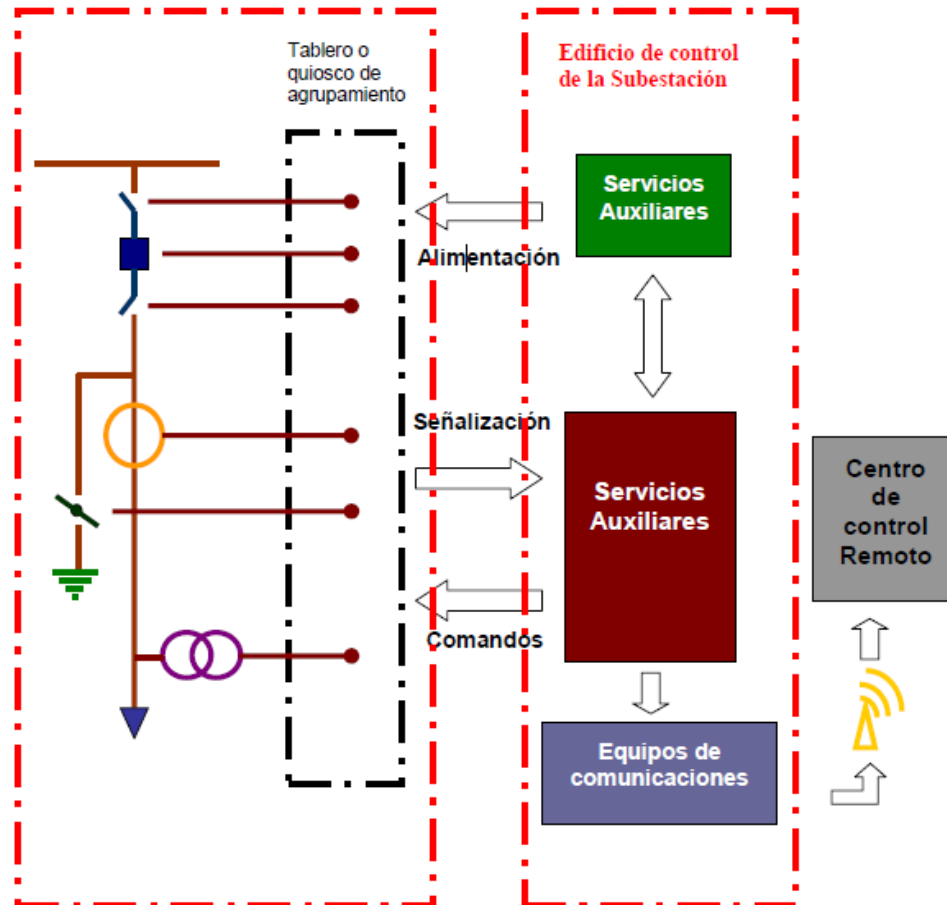
Los sistemas de control según su ubicación física se pueden clasificar en:

- **Sistemas de control centralizado:** En este tipo de sistema, las señales provenientes de los equipos de patio se agrupan en cajas de agrupamiento a la intemperie llamados también MK, luego son transportados por bandejas de metal hasta llegar al edificio de control y distribuir el cableado a los distintos tableros. En casos donde la distancia no es muy grande entre los equipos de patio y el edificio de control, el cableado puede ser directo sin pasar por un MK.

En la figura 37 se observa un ejemplo de un sistema de control centralizado.

Figura 37

Sistemas de Control Centralizado



Nota. Adaptado de *Principio de los Sistemas de Control Centralizado*, Hermanos Mejía

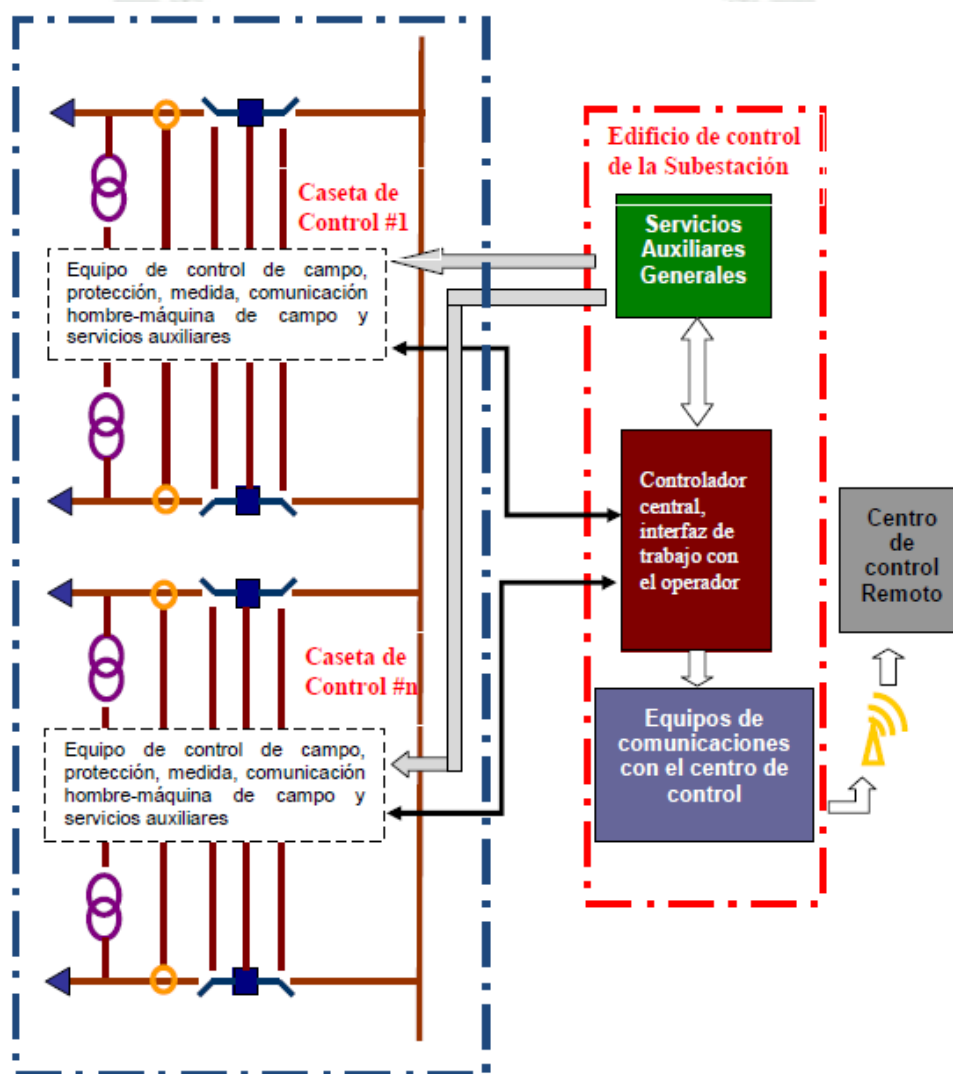
Villegas Ingenieros, 2003, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.

- **Sistemas de Control Distribuido:** Las señales ya no se agrupan directamente en el edificio de control sino que son repartidas en casetas de control a lo largo del patio de la subestación. En el edificio central se instalará un controlador central que recibirá las señales procedentes de las otras casetas distribuidas en campo. Los servicios auxiliares también son distribuibles en las casetas de control.

En la figura 38 se observa un ejemplo de un sistema de control distribuido.

Figura 38

Sistemas de Control Distribuido



Nota. Adaptado de *Principio de los Sistemas de Control Distribuido*, Hermanos

Mejía Villegas Ingenieros, 2003, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.

2.6. Servicios Auxiliares

Contrario a lo que muchas personas piensan equipos como motores de carga, dispositivos de protección y control, no son alimentados por altas fuentes de tensión en AC transportadas en las subestaciones, sino por fuentes de baja tensión en DC o AC, dependiendo de la configuración. Los servicios auxiliares son el conjunto de equipos que alimentan las cargas de baja tensión para el funcionamiento de una subestación eléctrica, garantizando que en condiciones de falla, existan las fuentes de alimentación necesarias para que la subestación opere hasta que la condición de falla sea solucionada. Suárez (2022) afirma que estos sistemas deben de tener una confiabilidad mayor que la confiabilidad de los equipos de potencia, sin descuidar la flexibilidad que debe poseer ante cambios de topología o futuras ampliaciones.

El objetivo principal de los servicios auxiliares es la de proveer la alimentación a los circuitos de disparo, circuitos de cierre, equipos de protección y control, equipos de aire acondicionado, etc.

Los equipos que componen los servicios auxiliares son los siguientes:

- **Transformador de servicios auxiliares:** Cumplen la función de reducir los niveles de tensión de media tensión a baja tensión. Por lo general es el distribuidor local el que suministra la energía en media tensión.
- **Rectificador:** Es un equipo que transforma la corriente alterna en continua con dos propósitos: mantener las baterías cargadas y alimentar los equipos en corriente continua dentro de la subestación
- **Banco de baterías:** Conjunto de baterías que sirven para alimentar a los circuitos eléctricos en corriente continua cuando se tiene una pérdida la pérdida de suministro principal de los servicios auxiliares.
- **Tableros de distribución:** Es el tablero donde se encuentran los interruptores de las cargas esenciales y no esenciales, dependiendo del diseño, en este tablero también se encuentra el controlador de los equipos auxiliares.
- **Grupo electrógeno:** Son maquinas cuyo motor de combustión interna mueve un generador eléctrico, estos equipos entrar en servicio cuando se tiene una pérdida del suministro principal de los servicios auxiliares.

2.7. Análisis de Fallas

Todo equipo es proyectado según una función básica que realizan, normalmente el desempeño de un equipo puede ser clasificado como desempeño inherente, es decir lo que el equipo es capaz de proporcionar.

El mantenimiento es capaz de restablecer el desempeño inherente del equipo, si este no es el deseado, se reduce la expectativa o se introducen modificaciones. Cuando un equipo no presenta la función prevista, se usa el término falla para identificar esa situación. Esta puede representar:

- Interrupción de la producción.
- Operación en régimen inestable.
- Caída de la cantidad producida.
- Afectación o pérdida de la calidad del producto.
- Pérdida de la función de mando o protección.

El análisis de falla según Valdivia Paredes (2021) se puede definir como “la recopilación, análisis, revisión y clasificación de las fallas para determinar tendencias e identificar un bajo rendimiento de partes y componentes de un sistema”. La definición mostrada es complementada con la Zacipa Pinilla (2018) “El análisis de falla es una actividad destinada a descubrir y eliminar la causa raíz de la misma” subrayando que es una tarea compleja que requiere varias etapas, agentes y metodologías.

Si bien se han mencionado dos definiciones de análisis de falla antes de profundizar en el asunto es relevante explicar ¿Qué es una falla? y ¿Cuáles son sus tipos?

2.7.1. Definición y tipos de falla

En un concepto general de la palabra, una falla es un evento o condición no deseable. En el ámbito relacionado con el análisis de fallas, se refiere, cuando a un componente no puede desarrollar sus funciones adecuadamente en términos económicos, de seguridad y de fiabilidad para los cuales fueron diseñados. La falla se puede definir a partir de varios niveles diferentes, iniciando por la más simple en el cual un sistema o componente que no realiza correctamente su función prevista.

Para efectos de la investigación presentada a continuación son expuestos los dos tipos de falla a ser tomados en cuenta para el desarrollo de esta tesis:

- **Falla esporádica:** Las principales características de este tipo de eventos es que son poco frecuentes, no están relacionados entre sí y en general son ocasionados por un modo de falla no mapeado hasta el momento en la organización. Los fallos esporádicos tienen un impacto muy grave cuando se producen, algunos ejemplos son: explosiones, incendios, incidentes ambientales, accidentes graves, etc.

Las fallas esporádicas son muy importantes y significativos económicamente hablando, sin embargo, no ocurren muy a menudo. Si una organización tiene una gran cantidad de acontecimientos esporádicos, el negocio no sería rentable.

- **Falla crónica:** Este tipo de fallas no son muy graves cuando se producen. Este tipo de fallas suceden repetidas durante la vida útil de los equipos. Las organizaciones llegan a tener gran experiencia en trabajar en estos eventos que en realidad se convierten en parte del trabajo del día a día. Algunas de las características de las fallas crónicas es que pueden estar planificados como parte de la rutina operativa. Las empresas aceptan el hecho de que van a suceder. Un presupuesto de mantenimiento es correcto cuando

se consideran los gastos de las fallas crónicas para asegurarse de que cuando se producen el dinero está disponible para solucionarlos.

Este tipo de eventos exigen gran atención, pero por lo general no la atención de un gran evento, ya que están programados. La principal característica de una falla crónica es el factor de frecuencia. Estos eventos suceden repetidamente y por el mismo modo de fallo. Por ejemplo, en un fallo de una bomba dada, el cojinete puede fallar tres o cuatro veces al año.

2.8. Realidad Virtual

2.8.1. Definición de Realidad Virtual

La realidad virtual (VR) consiste en la inmersión sensorial en un nuevo mundo, basado en entornos reales o no, que ha sido generado de forma artificial, y que se pueden percibir gracias a unas gafas de realidad virtual y sus accesorios (cascos de audio y video, gafas, guantes, etc). El objetivo de esta tecnología es crear un mundo ficticio del que se puede formar parte e incluso ser el protagonista: realizando la visita de un auto en un concesionario virtual, siendo protagonista de un videojuego o bien practicando como hacer una operación a corazón abierto, entre otras.

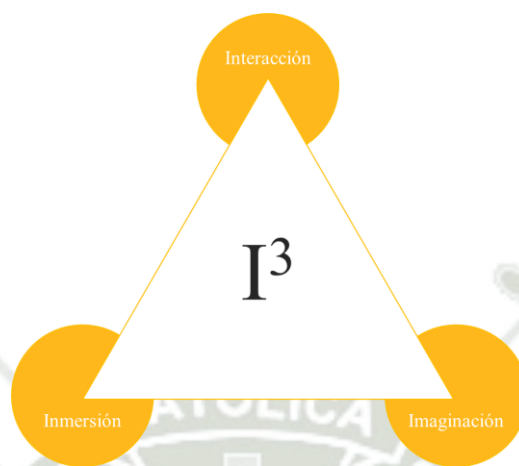
Se dice también que es un oxímoron (figura lógica que consiste en usar dos conceptos de significado opuesto en una sola expresión), ya que alguna escuela de pensamiento se refiere a ella como “la realidad que no existe”. Muchos campos diferentes tienen diferentes significados asociados. Sin embargo, se puede definir acertadamente a la realidad virtual como un medio compuesto por simulaciones interactivas por computadora que dan la sensación de estar inmerso.

2.8.2. Características de la Realidad Virtual

Cualquier sistema de realidad virtual está determinado por ciertas características centrada en tres (3) características, denominadas las 3 'I' o triángulo de la realidad virtual como en el que se observa en la figura 39, que se explica líneas abajo.

Figura 39

Triángulo de la Realidad Virtual



Nota. Adaptado de *Triangulo de RV*, Josu Otegui, 2017, La Realidad Virtual y la Realidad Aumentada en el Proceso de Marketing

- **Interacción:** Hace referencia a la capacidad del usuario para interrelacionarse con el entorno virtual, ya sea a través de movimientos físicos, controles manuales o comandos de voz ya que a diferencia de la interacción tradicional humano-computador en las cuales los medios utilizados son uni o bidimensionales, la interacción en realidad virtual suele ser a través de medios tridimensionales, esto permite al usuario sentir que tiene un impacto real en el mundo virtual.
- **Inmersión:** Se refiere a la sensación de estar completamente sumergido en un mundo virtual. Para lograr una inmersión efectiva, se utilizan dispositivos como gafas o cascos de realidad virtual que cubren la visión periférica del usuario y lo transportan a un mundo virtual tridimensional.
- **Imaginación o Involucramiento emocional:** Es la capacidad de la realidad virtual para crear una experiencia emocionalmente impactante y memorable. Esto se logra mediante la creación de personajes y situaciones que se sienten realistas y significativos para el usuario que es reforzada por la estimulación de los sentidos humanos (visual, auditivo, háptico, olfato, etc.) por parte del sistema, y que pueden desencadenar respuestas emocionales como la empatía, el miedo o la alegría.

2.8.3. Componentes de los Sistemas de Realidad Virtual

Un sistema de realidad virtual se compone de 2 subsistemas principales, el hardware y el software. El hardware se puede dividir en computadora o motor VR y dispositivos de entrada y salida, mientras que el software se puede dividir en software de aplicación y base de datos.

2.8.3.1 Hardware del sistema:

- **Los dispositivos de entrada:** Son los medios por los cuales el usuario interactúa con el mundo virtual. Envían señales al sistema sobre la acción del usuario, para proporcionar reacciones apropiadas a través de los dispositivos de salida en tiempo real. Los dispositivos de entrada, como los controladores de mano o los joysticks, permiten al usuario interactuar con el mundo virtual y realizar acciones como mover objetos, realizar gestos o hacer clic en elementos en la pantalla.
- **Motor de realidad virtual:** Es el encargado de calcular y generar modelos gráficos, representación de objetos, iluminación, mapeo, texturizado, simulación y visualización en tiempo real, dependiendo de la aplicación o entorno a recrear se deberá de seleccionar un motor de realidad virtual con más o menos bondades. La visualización de gráficos y la generación de imágenes son algunos de los factores más importantes y una tarea que requiere mucho tiempo en un sistema de realidad virtual.
- **Dispositivos de salida:** obtienen retroalimentación del motor VR y la transmiten a los usuarios a través de los dispositivos de salida correspondientes para estimular los sentidos. Las posibles clasificaciones de dispositivos de salida basados en los sentidos son:
 - **Gráficos (visual):** Como las gafas o los cascos de realidad virtual, son los que permiten al usuario ver el mundo virtual en tres dimensiones. Estos dispositivos pueden ser estereoscópicos, lo que significa que presentan imágenes ligeramente diferentes a cada ojo para crear una ilusión de profundidad.
 - **Audio (auditivo):** El sonido es un componente clave de la experiencia de realidad virtual, ya que puede ser utilizado para crear una sensación de profundidad y realismo en el mundo virtual. Los sistemas de realidad virtual pueden incluir auriculares o altavoces que emiten sonidos espaciales en el entorno virtual.
 - **Háptico (contacto o fuerza):** Estos dispositivos pueden simular una variedad de sensaciones táctiles, como la presión, la textura y la temperatura, para hacer que la experiencia de realidad virtual sea más inmersiva y realista.

2.8.3.2 Software y herramientas del sistema:

El software del sistema de realidad virtual es una colección de herramientas y software para diseñar, desarrollar y mantener entornos virtuales y la base de datos donde se almacena la información. Las

herramientas se pueden clasificar en herramientas de modelado y herramientas de desarrollo.

- **Herramientas de modelado de realidad virtual:** Son programas de software cuya finalidad es permitir a los usuarios crear y editar modelos 3D dentro del mundo virtual. Hay muchas herramientas de modelado disponibles para el diseño de realidad virtual, las más comunes son: Gravity Sketch, Tilt Brush, Blocks by Google, Medium by Oculus. Las aplicaciones específicas de ingeniería pueden usar software como CATIA, Pro/E, Solidworks, UG, etc.
- **Herramientas de desarrollo de realidad virtual:** Son programas de software que tiene por finalidad el crear experiencias de realidad virtual. Estas herramientas proporcionan una variedad de características y funcionalidades para diseñar y construir mundos virtuales y experiencias interactivas para dispositivos de realidad virtual. La realidad virtual es una tecnología compleja e integradora que toma prestada de muchas otras tecnologías, como los gráficos por computadora en 3D en tiempo real, la tecnología de seguimiento, el procesamiento de sonido y la tecnología háptica, entre otras, por lo que se necesita flexibilidad en el desarrollo de software e interacción en tiempo real. Algunas de las herramientas más populares son: Unity, Unreal Engine, Vuforia, Blender, Oculus SDK.

CAPITULO III

3. Ingeniería del Proyecto

El desarrollo de este capítulo contempla las etapas que conformaron el desarrollo del proyecto y la implementación.

3.1. Selección de Escenarios:

Real Life Learning busca replicar en escenarios casos de eventos críticos suscitados en ISA REP en los últimos años con fines de capacitación y entrenamiento. Como primera tarea se revisaron dichos eventos y seleccionaron cuales serían tomados como punto de partida para la realización de los escenarios.

La herramienta de gestión de activos con la que se trabajaron los eventos críticos presentados fue la de Eliminación Causa de Riesgo (ECR) a continuación se presentan los cuatro casos seleccionados y su desarrollo:

3.1.1. Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM

3.1.1.1 Descripción del Problema:

- **¿Cuándo ocurre y cuándo no ocurre?** El evento ocurrió el día 24 de enero del año 2019.
- **¿Dónde ocurre y dónde no ocurre?** El evento ocurrió en la línea L-5011, el evento no ocurre en las demás líneas de la subestación Chilca CTM.
- **¿Cómo ocurrió el evento?** Desconexión de la línea L-5011 por apertura del interruptor en el lado de la empresa Fénix, provocando el rechazo de carga de 295 MW en la subestación Chilca CTM.
- **¿Quién o qué puede aportar una mejor información?** Ingeniero de subestación Chilca CTM, Centro de Control REP, SCADA, HMI de la Subestación, controlador de servicios auxiliares.
- **¿Cuál es la severidad/impacto del problema?** Un rechazo de carga, 295 MW. Potencial pago de compensación de USD 200,000.
- **Definición del Problema:** Desconexión de la línea L-5011 por lógica de desconexión de extremo remoto.
- **Entrevistas a Realizar:** Personal de mantenimiento subestaciones, ingeniero de subestación Chilca CTM, departamento de gestión del mantenimiento, coordinación de programación.

3.1.1.2 Línea de Tiempo

La línea de tiempo del evento se observa en la Tabla 7.

Tabla 7
Línea de tiempo: Desconexión de Línea L-5011

Nro	Fecha y hora	Descripción
1	24/1/2019 03:43:00	Actuación de los fusibles de SSAA de la subestación Chilca CTM fase R y S por descarga aguas abajo.
2	24/1/2019 03:43:00	No hubo transferencia automática, el grupo no arrancó y las baterías asumen carga.
3	24/1/2019 05:29:00	Desconexión L-5011.
4	24/1/2019 09:20:00	CC-REP solicita a Luz del Sur la revisión del suministro 1508119 (suministro REP)
5	24/1/2019 09:20:00	Arranque y transferencia del grupo electrógeno de forma manual, por el operador, asumiendo la carga esencial SSAA de la subestación Chilca CTM.
6	24/1/2019 09:36:00	Operador de la subestación declara disponible L-5011 para la normalización de la línea.
7	24/1/2019 14:26:00	Luz del Sur inspecciona y descarta problemas en su red alimentador y PMI del suministro indicado por CC-REP.
8	24/1/2019 15:00:00	Mantenimiento subestaciones de REP repone de los cut out de SSAA de la subestación y detecta que no hay tensión en fase R y S. Se sospecha problema en el cable.
9	24/1/2019 17:29:00	Cierre del interruptor extremo Fénix de L-5011.
10	24/1/2019 18:30:00	Operador de REP solicita a Luz del Sur que abran cut out del suministro 1617676 para que Mantenimiento Subestaciones de REP realice pruebas a cable subterráneo.
11	24/1/2019 22:20:00	Luz del Sur llega al punto de suministro 1617676 y confirma actuación de cut out fases R y S.
12	24/1/2019 23:10:00	Luz del Sur restablece el servicio de la red de 22.9kV y MSE repone el sistema de SSAA de la subestación
13	25/1/2019 14:20:00	Luz del Sur abre cut out por solicitud de REP (14:00 a 16:00 horas) para la limpieza del aislamiento de los equipos SSAA en 22.9kV
14	25/1/2019 15:30:00	Mantenimiento subestaciones de REP declara disponible el transformador de SSAA y el operador solicita el cierre de cut out a Luz del Sur.
15	25/1/2019 22:30:00	Luz del Sur cierra su cut out y se normaliza los SSAA de la subestación Chilca CTM.

3.1.1.3 Árbol lógico de fallas:

Al tratarse de un evento esporádico de poca frecuencia pero alto impacto, las oportunidades de obtención de evidencia eran muy limitadas, por lo que se optó por

una metodología de alto esfuerzo como el Árbol Lógico de Fallas para la formulación de hipótesis.

El Árbol Lógico de Fallas con el despliegue de las hipótesis desarrollado por el equipo a cargo del ECR se encuentra en el Apéndice C.

3.1.1.4 Validación de Hipótesis:

Las hipótesis obtenidas del árbol lógico necesitan de ser validadas por miembros del equipo a cargo y que son designado por el líder metodológico del ECR. Una de las características de aplicar esta metodología en este tipo de eventos es que al trabajar con un grupo multidisciplinario las causas raíces obtenidas no suelen enfocarse en un solo origen, sino tener varios y por lo tanto, distintos planes de acción y cálculos de beneficios.

Este es uno de estos casos; recordar que el alcance de este capítulo abarca las variables que sirvieron como puntos de partida para la realización de los escenarios del proyecto RLL. Por lo que en la Tabla 8, se presentan las hipótesis validadas de “Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM”

Tabla 8

Validación de hipótesis: Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM

Rama	Hipótesis	Método de verificación	Fecha	Respuesta obtenida
2.1.1.1.2.1.1.1	Falta de difusión de las funciones descritas en el manual de puesto del ingeniero de 500kV respecto a la gestión de avisos de subestación a cargo.	Entrevista / Revisión del manual de puesto	15/2/2019	- En entrevista realizada al personal de turno indica que no se realizó la inspección operativa de diciembre al tablero de transferencia de SSAA CTM porque ya existía un aviso para atención. - Tampoco se realizó el seguimiento para atención del aviso en SAP creado - Sin embargo de acuerdo con el manual de puesto del ingeniero de subestaciones es parte de sus funciones.

Rama	Hipótesis	Método de verificación	Fecha	Respuesta obtenida
2.1.1.1.2.1.2.2	El CC-REP no reporta la pérdida de posición de los interruptores de SSAA	SCADA	25/1/2019	-Previo al evento CCREP no reporta que las posiciones de los breaker Q01, Q02 y Q03 de SSAA se encontraban indeterminadas. - CCREP tiene diagrama unifilar de las posiciones Q01,Q02 Y Q03 animado a nivel 3, esto se identifica cuando se realiza el correctivo, porque la transferencia no funcionó adecuadamente.
2.1.1.1.2.1.4.2	Falta de información detallada en los avisos creados/	Revisión	24/1/2019	-Se puede corroborar que el aviso N4 N° 5440592 hace mención a la pérdida de posición del interruptor sin hacer énfasis en que la transferencia automática no está funcionando, el aviso menciona "que el grupo electrógeno pueda arrancar automáticamente"

3.1.1.5 Cálculo de Beneficios:

Las hipótesis validadas en el punto anterior se convierten en las causas raíces que se utilizaran para el cálculo de beneficios. Los beneficios se estimarán multiplicando el riesgo de cada causa raíz de falla por el porcentaje estimado de su reducción. El porcentaje estimado por el equipo a cargo del ECR es colocado valorando que tan eficaz es la acción recomendada o solución planteada en favor a la eliminación o reducción de la causa a analizada.

En la Tabla 9, se encuentran las acciones recomendadas y beneficios esperados en base a las hipótesis validadas en el punto anterior. Las acciones recomendadas que se observan fueron propuestas en conjunto y con la aprobación del equipo a cargo del ECR. Los beneficios esperados son consecuencia de las acciones recomendadas.

Tabla 9
Calculo de beneficios: Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM

No. Acción	Causa Raíz	Acción recomendada	Porcentaje de beneficio	Costo total evento	Porcentaje de la Mejora Máxima por acción	Beneficio esperado (B)
1	Falta de difusión de las funciones descritas en el Manual de puesto del ingeniero de 500kV respecto a la gestión de avisos de subestación a cargo.	Mejorar el reporte de inspección de los SSAA en los avisos mensuales de inspección operativa de subestaciones.	5%	\$200,000	60%	\$6,000
2	El CC-REP no reporta la pérdida de posición de los interruptores de SSAA	Pasantía de personal de CC-REP en Operación de Subestaciones para fortalecer los criterios de priorización y dar la alerta oportuna ante problemas que se pueden presentar en SSAA.	5%	\$200,000	80%	\$8,000
3	Falta de información detallada en los avisos creados.	Incluir en los avisos el informe de la falla, indicando detalladamente el problema y los descartes realizados para su validación.	3%	\$200,000	100%	\$6,000

3.1.2. Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia

3.1.2.1 Descripción del Problema:

- **¿Cuándo ocurre y cuándo no ocurre?** El evento ocurrió el día 01 de setiembre del año 2017.
- **¿Dónde ocurre y dónde no ocurre?** El evento ocurrió en la Subestación Independencia
- **¿Cómo ocurrió el evento?** El evento ocurrió durante los trabajos de mantenimiento de celda CL-2217 de Aceros Arequipa.
- **¿Quién o qué puede aportar una mejor información?** Asistente de Subestación Independencia, Centro de Control REP, SCADA, HMI de la Subestación
- **¿Cuál es la severidad/impacto del problema?** Posible pérdida de 6 vidas humanas
- **Definición del Problema:** Aterramiento involuntario de la barra A de 220 Kv. En los trabajos de mantenimiento de celda CL-2217 de Aceros Arequipa.
- **Entrevistas a Realizar:** Asistente de subestación Independencia, departamento de gestión del mantenimiento, departamento de operaciones.

3.1.2.2 Línea de Tiempo

La línea de tiempo del evento se observa en la Tabla 10.

Tabla 10

Línea de tiempo: Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia

Nro	Fecha y hora	Descripción
1	Marzo del 2017	Cambio de asistente de la SE Independencia.
2	1/9/2017 09:00:00	Falla a tierra de la barra 220 kV, de la SE Independencia

3.1.2.3 Árbol lógico de fallas:

Al tratarse de un evento esporádico de poca frecuencia pero alto impacto, las oportunidades de obtención de evidencia eran muy limitadas, por lo que se optó por una metodología de alto esfuerzo como el Árbol Lógico de Fallas para la formulación de hipótesis.

El Árbol Lógico de Fallas con el despliegue de las hipótesis desarrollado por el equipo a cargo del ECR se encuentra se encuentra en el Apéndice D.

3.1.2.4 Validación de Hipótesis:

Las hipótesis obtenidas del árbol lógico necesitan de ser validadas por miembros del equipo a cargo y que son designado por el líder metodológico del ECR. Una de las características de aplicar esta metodología en este tipo de eventos es que al trabajar con un grupo multidisciplinario las causas raíces obtenidas no suelen enfocarse en un solo origen, sino tener varios y por lo tanto, distintos planes de acción y cálculos de beneficios.

Este es uno de estos casos; recordar que el alcance de este capítulo abarca las variables que sirvieron como puntos de partida para la realización de los escenarios del proyecto RLL. Por lo que en la Tabla 11, se presentan las hipótesis validadas de “Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia”.

Tabla 11

Validación de hipótesis: Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia

Rama	Hipótesis	Método de verificación	Fecha	Respuesta obtenida
2.1.3.2	Falta de un plan de entrenamiento estándar para los asistentes nuevos de la subestación.	Reunión y participación en el análisis de ECR.	12/9/2017	Ningún departamento de transmisión posee un plan de entrenamiento estándar.
2.1.3.1	Falta de difusión del procedimiento ARP-16 y formato ARF-54 "Plan de entrenamiento en el puesto".	Reunión ECR.	12/9/2017	El procedimiento necesita mejorarse y ser acompañado por un plan para entrenamiento en campo.
2.1.3.3	Antes de difundir el Procedimiento ARP-16 y el ARF-54 Se debe mejorar y actualizar el plan de entrenamiento en el puesto.	Reunión ECR	12/9/2017	El procedimiento necesita mejorarse y ser acompañado por un plan para entrenamiento en campo.

Rama	Hipótesis	Método de verificación	Fecha	Respuesta obtenida
4.1	Falta una estrategia de enseñanza del MANOMAS para que el personal adquiera las competencias indicadas en el MANOMAS.	Reunión ECR.	12/9/2017	La metodología de enseñanza del MANOMAS necesita de mejorar y encontrar una mejor manera de lograr el entendimiento y correcto uso de lo escrito en el documento.
4.2	Falta de entrenamiento del MANOMAS.	Entrevista con el asistente de la subestación.	7/9/2017	La metodología de enseñanza del MANOMAS necesita de mejorar y encontrar una mejor manera de lograr el entendimiento y correcto uso de lo escrito en el documento.
4.3	El asistente no tiene suficiente experiencia en la ejecución del ACATESE-SO-ATESE	Entrevista con el asistente de la subestación.	7/9/2017	Se debió condenar todos los seccionadores de barra A aun si el tercero no lo ha pedido.

3.1.2.5 Cálculo de Beneficios:

En este punto, las hipótesis validadas en el punto anterior se convierten en las causas raíces que se utilizaran para el cálculo de beneficios. Los beneficios se estimarán multiplicando el riesgo de cada causa raíz de falla por el porcentaje estimado de su reducción. El porcentaje estimado por el equipo a cargo del ECR es colocado valorando que tan eficaz es la acción recomendada o solución planteada en favor a la eliminación o reducción de la causa a analizada.

En la Tabla 12, se encuentran las acciones recomendadas y beneficios esperados en base a las hipótesis validadas en el punto anterior. Las acciones recomendadas que se observan fueron propuestas en conjunto y con la aprobación del equipo a cargo del ECR. Los beneficios esperados son consecuencia de las acciones recomendadas.

Tabla 12
Cálculo de beneficios: Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia

No. Acción	Causa Raíz	Acción recomendada	Porcentaje de beneficio	Costo total evento	Porcentaje de la Mejora Máxima por acción	Beneficio esperado (B)
1	Falta de un plan de entrenamiento estándar para los asistentes nuevos de la subestación	Elaborar plan de entrenamiento estándar para asistentes nuevos de subestación.	10%	\$ 450,000	80%	\$36,000
2	Falta de difusión del procedimiento ARP-16 y formato ARF-54 "Plan de entrenamiento en el puesto".	Difundir el procedimiento ARP-16 y formato ARF-54 a toda la GOM	10%	\$ 450,000	80%	\$36,000
3	Antes de difundir el Procedimiento ARP-16 y el ARF-54 Se debe mejorar y actualizar el plan de entrenamiento en el puesto	Mejorar el procedimiento ARP-16 y ARF-54	10%	\$ 450,000	80%	\$36,000
4	Falta una estrategia de enseñanza del MANOMAS para que el personal adquiera las competencias indicadas en el MANOMAS.	Mejorar la forma de enseñar el MANOMAS	30%	\$ 450,000	80%	\$108,000

No. Acción	Causa Raíz	Acción recomendada	Porcentaje de beneficio	Costo total evento	Porcentaje de la Mejora Máxima por acción	Beneficio esperado (B)
5	Falta de entrenamiento del MANOMAS.	Asegurar el aprendizaje del MANOMAS dentro del plan de entrenamiento del asistente y realizar piloto del cumplimiento del ACATESE. La inclusión de esta actividad estará integrada en el plan de entrenamiento estándar	20%	\$ 450,000	100%	\$90,000
6	El asistente no tiene suficiente experiencia en la ejecución del ACATESE-SO-ATESE	Asegurar el aprendizaje de la ejecución del ACATESE durante el acompañamiento en sitio conforme al procedimiento ARP-16 al asistente involucrado en evento	20%	\$ 450,000	100%	\$90,000

3.1.3. Disparo Indeseado por Ingreso de Agua a los Contactos de los Relés de Protección de la Celda CL-1029 de SE Cerro Verde

3.1.3.1 Descripción del Problema:

- **¿Cuándo ocurre y cuándo no ocurre?** El evento ocurrió los días 28 y 29 de enero del año 2019.
- **¿Dónde ocurre y dónde no ocurre?** El evento ocurrió en la subestación Cerro Verde.
- **¿Cómo ocurrió el evento?** El evento produjo el disparo del interruptor IN-4128 de la celda CL-1029 en la SE Cerro Verde, debido a la presencia de alta humedad en los contactos de los relés de protección.
- **¿Quién o qué puede aportar una mejor información?** Asistente de subestación Cerro Verde, personal de mantenimiento subestaciones, SCADA, HMI de la Subestación.
- **¿Cuál es la severidad/impacto del problema?** Potencial pago de compensación de USD 180,000.
- **Definición del Problema:** Disparo indeseado por ingreso de agua a los contactos de los relés de protección de la celda CL-1029 de SE Cerro Verde.
- **Entrevistas a Realizar:** Asistente de subestación cerro verde, personal de mantenimiento subestaciones.

3.1.3.2 Línea de Tiempo

La línea de tiempo del evento se observa en la Tabla 13.

Tabla 13

Línea de tiempo: Disparo Indeseado por Ingreso de Agua a los Contactos de los Relés de Protección de la Celda CL-1029 de SE Cerro Verde

Nro	Fecha y hora	Descripción
1	28/12/2018 00:00:00	Inspección Operativa SE Cerro Verde.
2	12/1/2019 00:00:00	Robo a la SE Cerro Verde.
3	28/1/2019 14:42:00	Abrió el interruptor IN-4128 en SE Cerro Verde.
4	28/1/2019 15:10:00	Se repone la línea L-1029.
5	28/1/2019 16:40:00	Abrió el interruptor IN-4128 en SE Cerro Verde.
6	28/1/2019 16:57:00	Se repone la línea L-1029.
7	28/1/2019 18:30:00	Se detecta ingreso de agua a relés. Se seca el relé y se apaga el relé 67N.
8	28/1/2019 21:00:00	Personal de retira de SE Cerro Verde.

Nro	Fecha y hora	Descripción
9	28/1/2019 23:41:00	Abrió el interruptor IN-4128 en SE Cerro Verde.
10	28/1/2019 23:53:00	Se repone la línea L-1029.
11	29/1/2019 01:04:00	Abrió el interruptor IN-4128 en SE Cerro Verde. Se hace un intento de recierre con resultado negativo.
12	29/1/2019 05:00:00	Personal de mantenimiento ingresa a la celda para su revisión.
13	29/1/2019 08:30:00	Se energiza la línea L-1029 en conexión provisional con la línea L-1024. En SE Repartición no cierra el interruptor de la línea L-1030.
14	29/1/2019 10:08:00	Se energiza la línea L-1030. Se detectó descarga de resorte por apertura del térmico de la alimentación de la fase T.

3.1.3.3 Árbol lógico de fallas:

Al tratarse de un evento esporádico de poca frecuencia pero alto impacto, las oportunidades de obtención de evidencia eran muy limitadas, por lo que se optó por una metodología de alto esfuerzo como el Árbol Lógico de Fallas para la formulación de hipótesis.

El Árbol Lógico de Fallas con el despliegue de las hipótesis desarrollado por el equipo a cargo del ECR se encuentra en el Apéndice E.

3.1.3.4 Validación de Hipótesis:

Las hipótesis obtenidas del árbol lógico necesitan de ser validadas por miembros del equipo a cargo y que son designado por el líder metodológico del ECR. Una de las características de aplicar esta metodología en este tipo de eventos es que al trabajar con un grupo multidisciplinario las causas raíces obtenidas no suelen enfocarse en un solo origen, sino tener varios y por lo tanto, distintos planes de acción y cálculos de beneficios.

Este es uno de estos casos; recordar que el alcance de este capítulo abarca las variables que sirvieron como puntos de partida para la realización de los escenarios del proyecto RLL. Por lo que en la Tabla 14, se presentan las hipótesis validadas de “Disparo indeseado por ingreso de agua a los contactos de los relés de protección de la celda CL-1029 de SE Cerro Verde”.

Tabla 14

Validación de hipótesis: Disparo Indeseado por Ingreso de Agua a los Contactos de los Relés de Protección de la Celda

CL-1029 de SE Cerro Verde

Rama	Hipótesis	Método de verificación	Fecha	Respuesta obtenida
3.1	Por acuerdo entre SGM ST y Proveedor.	Revisión histórica de la gestión (Correo electrónico)	01.03.2018	Se observó que la celda no tenía la función de protección diferencial en barras (87B) debido a que se priorizó la integración en otra subestación.
3.2	No tenía aviso	Revisión SAP	01.03.2018	No se consideró en el Plan de Mantenimiento Preventivo las actividades asociadas a este tipo de relés.

3.1.3.5 Cálculo de Beneficios:

En este punto, las hipótesis validadas en el punto anterior se convierten en las causas raíces que se utilizarán para el cálculo de beneficios. Los beneficios se estimarán multiplicando el riesgo de cada causa raíz de falla por el porcentaje estimado de su reducción. El porcentaje estimado por el equipo a cargo del ECR es colocado valorando que tan eficaz es la acción recomendada o solución planteada en favor a la eliminación o reducción de la causa a analizada.

En la Tabla 15, se encuentran las acciones recomendadas y beneficios esperados en base a las hipótesis validadas en el punto anterior. Las acciones recomendadas que se observan fueron propuestas en conjunto y con la aprobación del equipo a cargo del ECR. Los beneficios esperados son consecuencia de las acciones recomendadas.

Tabla 15

Cálculo de beneficios: Disparo Indeseado por Ingreso de Agua a los Contactos de los Relés de Protección de la Celda CL-1029 de SE Cerro Verde

No. Acción	Causa Raíz	Acción recomendada	Porcentaje de beneficio	Costo total evento	Porcentaje de la Mejora Máxima por acción	Beneficio esperado (B)
1	Por acuerdo entre DGM DT y Proveedor.	Es la criticidad de las subestaciones un fator importante a ser tomado en cuenta al realizar una modernización en los sistemas de control y protección. Registrar y difundir las lecciones aprendidas.	6%	\$180,000	50%	\$5,400
2	No tenía aviso	Reforzar proceso de la gestión de avisos.	14%	\$180,000	70%	\$17,640

3.1.4. Disparo Indeseado del Transformador T-33-261

3.1.4.1 Descripción del Problema:

- **¿Cuándo ocurre y cuándo no ocurre?** El evento ocurrió el 27 de enero del año 2017.
- **¿Dónde ocurre y dónde no ocurre?** El evento ocurrió en la subestación Zorritos en el transformador T33-261
- **¿Cómo ocurrió el evento?** El evento produjo la desconexión del transformador T33-261 por disparo del relé Buchholz. No se encontró gases en el relé Buchholz.
- **¿Quién o qué puede aportar una mejor información?** Asistente de subestación Zorritos, personal de mantenimiento subestaciones, departamento de gestión del mantenimiento-evaluación.
- **¿Cuál es la severidad/impacto del problema?** Potencial pago de compensación de 80000 USD/hora (compensación de acuerdo con la aplicación de fórmula de NTCSE)
- **Definición del Problema:** Disparo indeseado del transformador T33-261, con interrupción de 40MW (Tumbes) y con pérdida potencial de 80000 USD.
- **Entrevistas a Realizar:** Asistente de subestación Zorritos, personal de mantenimiento subestaciones.

3.1.4.2 Línea de Tiempo

La línea de tiempo del evento se observa en la Tabla 16.

Tabla 16

Línea de tiempo: Disparo Indeseado del Transformador T33-261

Nro	Fecha	Descripción
1	22/6/2014	Mantenimiento preventivo con pruebas mecánicas
2	14/2/2016	Ocurre falla en T33 por falsa actuación de relé de sobrepresión. Avería de cable de control.
3	7/8/2016	Se realizó el cambio de cable control averiado. En este proceso se identifica cajetín de la protección del relé Buchholz de 01 perno, se sujeta con cintillo.
4	12/12/2016	No se llega a instalar los pernos del cajetín porque no se disponía de los pernos, ya que su fabricación es especial. Se retira el único perno del cajetín de borneras del relé Buchholz, para solicitar una compra del otro perno faltante, la tapa se sujeta con el cintillo.
5	27/1/2016	Disparo indeseado transformador T33-261. Por ingreso de agua de lluvia.

3.1.4.3 Árbol lógico de fallas:

Al tratarse de un Evento Esporádico de poca frecuencia pero alto impacto, las oportunidades de obtención de evidencia eran muy limitadas, por lo que se optó por una metodología de alto esfuerzo como el Árbol Lógico de Fallas para la formulación de hipótesis.

El Árbol Lógico de Fallas con el despliegue de las hipótesis desarrollado por el equipo a cargo del ECR se encuentra en el Apéndice F.

3.1.4.4 Validación de Hipótesis:

Las hipótesis obtenidas del árbol lógico necesitan de ser validadas por miembros del equipo a cargo y que son designado por el líder metodológico del ECR. Una de las características de aplicar esta metodología en este tipo de eventos es que al trabajar con un grupo multidisciplinario las causas raíces obtenidas no suelen enfocarse en un solo origen, sino tener varios y por lo tanto, distintos planes de acción y cálculos de beneficios.

Este es uno de estos casos; recordar que el alcance de este capítulo abarca las variables que sirvieron como puntos de partida para la realización de los escenarios del proyecto RLL. Por lo que en la Tabla 17, se presentan las hipótesis validadas de “Disparo Indeseado del Transformador T33-261”.

Tabla 17

Validación de Hipótesis: Disparo indeseado del transformador T-33-261

Rama	Hipótesis	Método de verificación	Fecha	Respuesta obtenida
1.2.1.1.1.2.1	Falta actualizar guía de mantenimiento.	Revisión de procedimientos	27/01/17	No se tiene identificado el modo de falla y recomendación en los procedimientos para evitar el ingreso de humedad.
1.2.1.1.1.2.2	Falta conocimiento del personal ejecutor en manejo de hermeticidad	Consulta	27/01/17	No se tenía en cuenta debido a que no se presentó este modo de falla.
1.2.1.1.1.3.1	incumplimiento del procedimiento de generación de avisos.	Consulta SAP	27/01/17	Se verificó que no existe aviso generado después de la intervención del 2014 por falta de perno.

3.1.4.5 Cálculo de Beneficios:

En este punto, las hipótesis validadas en el punto anterior se convierten en las causas raíces que se utilizarán para el cálculo de beneficios. Los beneficios se estimarán multiplicando el riesgo de cada causa raíz de falla por el porcentaje estimado de su reducción. El porcentaje estimado por el equipo a cargo del ECR es colocado valorando que tan eficaz es la acción recomendada o solución planteada en favor a la eliminación o reducción de la causa a analizada.

En la Tabla 18, se encuentran las acciones recomendadas y beneficios esperados en base a las hipótesis validadas en el punto anterior. Las acciones recomendadas que se observan fueron propuestas en conjunto y con la aprobación del equipo a cargo del ECR. Los beneficios esperados son consecuencia de las acciones recomendadas.

Tabla 18

Cálculo de beneficios: Disparo Indeseado del Transformador T-33-261

No. Acción	Causa raíz	Acción recomendada	Porcentaje de beneficio	Costo total evento	Porcentaje de la Mejora Máxima por acción	Beneficio esperado (B)
1	Falta actualizar guía de mantenimiento sobre hermeticidad de cajas de bornes	Actualizar y difundir la guía de mantenimiento de pruebas mecánicas del transformador, incidiendo en la hermeticidad de tableros, cajas de conexión y cables	56%	\$80,000	90%	\$40,320

No. Acción	Causa raíz	Acción recomendada	Porcentaje de beneficio	Costo total evento	Porcentaje de la Mejora Máxima por acción	Beneficio esperado (B)
2	Falta conocimiento del personal ejecutor en manejo de hermeticidad y riesgos asociados.	Difundir y concientizar el manejo de hermeticidad y riesgos asociados con ejemplos reales	24%	\$80,000	80%	\$15,360
3	Falta conocimiento del personal ejecutor en gestión de avisos.	Fortalecer capacitación de la importancia de generar avisos N2 y N4	20%	\$80,000	90%	\$14,400

3.2. Desarrollo de Escenarios:

Los cuatro casos analizados en los ECR presentados en la sección anterior representan problemáticas originadas por eventos críticos. En la Tabla 19, se encuentran los ECR y los escenarios diseñados sobre los cuales se tendría el beneficio esperado.

Tabla 19

ECR y Escenarios diseñados

ECR	Escenario
Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM	2
Falla a Tierra Barra A y B de 220 kV de la SE Independencia	1,2,3,4
Disparo Indeseado por Ingreso de Agua a los Contactos de los Relés de Protección de la Celda CL-1029 de SE Cerro Verde	4
Disparo Indeseado del Transformador T33-261	3

Como bien se mencionó, en el caso de este proyecto el “know-how” tecnológico no era un punto fuerte por parte de ISA REP por lo que se decidió buscar aliados estratégicos que sean expertos en el desarrollo de la realidad virtual. Fue así como se llegó al Grupo Avatar, un equipo de desarrolladores independientes que forman parte de la Pontificie Universidad Católica del Perú.

De esta manera el Grupo Avatar iba a estar a cargo del modelamiento y desarrollo de los escenarios, mientras que ISA REP y su equipo iban a ser los encargados de suministrar la información para obtener una representación lo más cercana a la realidad de sus instalaciones, sin descuidar aspectos como el testeo de los escenarios.

A continuación se detallarán uno a uno los escenarios explicando la trama, la importancia de cada uno de ellos para ISA REP y las metas que se tendrá una vez se realice el escenario; además de estar acompañado de algunas imágenes.

3.2.1. Escenario 1: Respuesta a Falla de Comunicación Remota y Maniobra de Desconexión Manual.

3.2.1.1 Resumen

Se tienen trabajos de mantenimiento programados en la Celda CL-010 de la subestación Vida. Por lo que, CC-REP llama al asistente para empezar con la desconexión de la línea L-010, debido a que las condiciones de los trabajos de mantenimiento requieren de esta línea fuera de servicio.

Sin embargo, al momento de darse la orden de apertura a los equipos de maniobra (interruptor y seccionador) de dicha celda desde nivel 3, no se visualiza que la maniobra

haya sido realizada. CC-REP indica al asistente realizar la maniobra desde nivel 2 mediante el HMI de la subestación; obteniéndose el mismo resultado que en nivel 3.

CC-REP pide al asistente desconectar la celda de manera local, por lo que el asistente deberá de movilizarse hasta la Caseta de la Línea L-010 y realizar la desconexión de la línea desde el nivel 1, mediante del controlador de bahía de dicha caseta. Esto implica la interacción del asistente con el controlador pulsando los botones respectivos en el panel.

Luego de cada instrucción el asistente deberá de salir a al patio de llaves para la verificación correspondiente de las maniobras y del estado de los equipos. En caso de que no verifiquen las maniobras, el escenario ha sido diseñado para producir una desconexión por mala maniobra.

3.2.1.2 Importancia

Hoy en día, la mayoría de las maniobras son realizadas desde nivel 3, en este caso desde Centro de Control de REP.

Sin embargo, esto no evita que en algunas situaciones se pueda de perder la comunicación o supervisión de las subestaciones, debido a circunstancias adversas como pueden ser: caídas en los enlaces de comunicación, fallas en los equipos de comunicación, condiciones medioambientales.

Siendo el operador de la subestación la pieza fundamental de la supervisión y realización de maniobras cuando sucede este tipo de situaciones. Es indispensable contar con personal capacitado que pueda realizar maniobras desde nivel 2, Interfaz Humano Maquina (HMI), y en caso esté en falla o no responda, realizar las maniobras en un nivel inferior, como puede ser el nivel 1, Controlador de Bahía o Diagrama Unifilar con selectores.

Si bien, los enclavamientos, tanto mecánicos como eléctricos, evitan la actuación indeseada en los equipos de maniobra, es de suma importancia que el operador de la subestación sepa el protocolo de maniobras y comunicaciones:

- **Protocolo de Maniobras**

Para la desconexión:

- Los interruptores son los primeros en abrir, debido a que están diseñados para aperturar bajo carga.
- Los seccionadores son los siguientes en abrir, estos aperturar únicamente sin carga y sirven para la verificación visible de la conexión o desconexión de los circuitos de una bahía.

Para la conexión:

- Los seccionadores son los primeros en cerrar, debido a que al momento del cierre no se generará ningún arco entre los contactos del equipo.

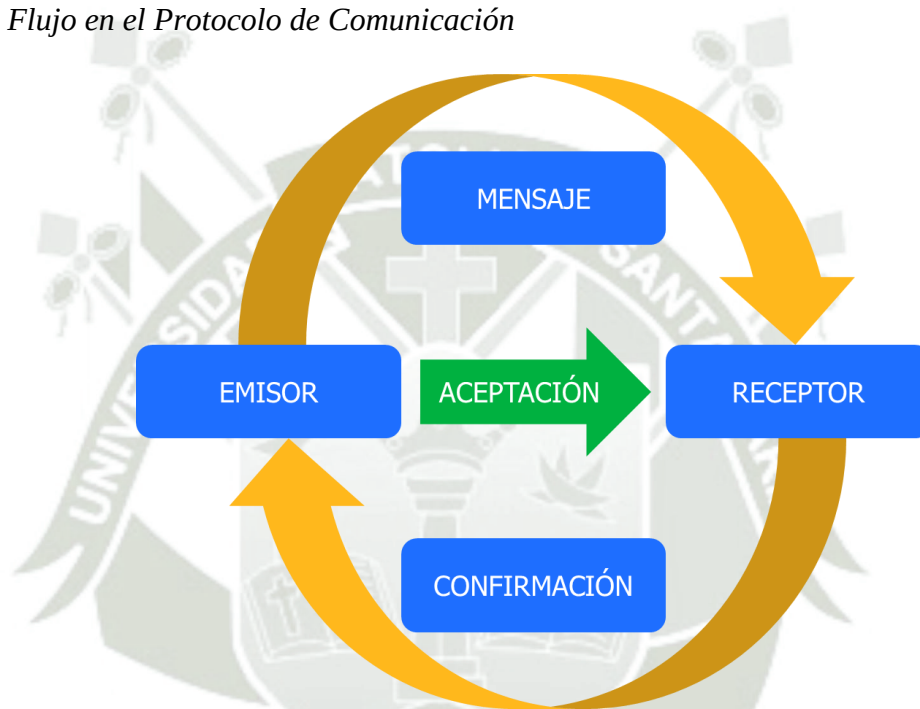
- Los interruptores son los siguientes, con los seccionadores en ambos lados cerrados, el interruptor está diseñado para soportar la alta corriente de cierre y no dañar sus componentes.

- **Protocolo de Comunicación**

El flujo de una comunicación operativa se muestra en la figura 40:

Figura 40

Flujo en el Protocolo de Comunicación



Nota. Adaptado de *Flujo de una Comunicación Operativa*, Red de Energía del Perú

S.A., 2018, OR-I-01 - Protocolo de Comunicaciones Operativas.

- Siempre que se establece una comunicación operativa, los interlocutores (emisor y receptor) que participan deberán identificarse al inicio de esta con su nombre y el área o empresa en que laboran. Luego de establecida la comunicación, el mensaje operativo podrá ser transmitido.
- Toda instrucción e información operativa será repetida por el interlocutor que la recibe (función eco o chequeo cruzado) con el objetivo de constatar que ésta se ha entendido correctamente, y confirmada por el interlocutor que la imparte con la expresión “correcto”.
- El emisor de la instrucción debe escuchar cuidadosamente la repetición del mensaje para asegurar que el receptor entendió el mismo. Si el receptor repite incorrectamente el mensaje, el emisor deberá inmediatamente corregirlo diciendo “equivocado” y repitiendo nuevamente el mensaje hasta que sea

entendido correctamente. Una confirmación de “correcto”, en el caso de una repetición incorrecta del mensaje, será entendida como un incumplimiento al protocolo de comunicación.

- En caso de que el emisor se equivoque al dar la instrucción, el receptor indicará que está “equivocado” y le informará cual debe ser la acción correcta.

Finalmente, no hay que olvidar que la confirmación del estado de los equipos de la subestación siempre es dada desde nivel de campo, siendo tarea del operador, confirmar con el centro de control la misma posición en las 3 fases de los equipos para evitar posibles eventos críticos.

3.2.1.3 Metas

- Ejecución de maniobras desde nivel 1, por perdida de mandos de en Centro de Control de REP.
- Superar problemas de perdida de comunicación y restablecimiento de HMI.
- Repaso de protocolo de comunicaciones.
- Cumplimiento de MANOMAS.

3.2.1.4 Imágenes

En la figura 41 se observa una captura del patio de llaves generado y simulado para el personal a capacitar realice la desconexión manual de una línea de transmisión.

Figura 41

Escenario 1: Respuesta a falla de comunicación remota y maniobra de desconexión manual.



3.2.2. Escenario 2: Revisión del Grupo Electrógeno y Revisión de Banco de Baterías

3.2.2.1 Resumen

Se tiene programado un corte de servicio de media tensión. Por lo que CC-REP llama al asistente mencionando que en 30 minutos se procederá a cortar el suministro de servicios auxiliares, por trabajos de emergencia en el lado del distribuidor de media tensión. Implicando que toda la carga de los equipos en baja tensión de la subestación será asumida por el grupo electrógeno y los bancos de batería.

el operador deberá de realizar el mantenimiento preventivo al grupo electrógeno y al banco de baterías. en el caso del grupo de electrógeno primero se deberá de realizar una inspección general y luego verificar los siguientes ítems:

- Nivel de combustible necesario para arrancar y trabajar.
- Batería en buen estado.
- Realizar el cambio de filtros de aire y combustible
- Realizar el cambio de aceite y refrigerante.

Terminado el mantenimiento deberá realizar un arranque de prueba con el propósito de verificar que no se tengan alarmas presentes en el panel.

Para los trabajos de mantenimiento en el banco de baterías se deberá de realizar una inspección general que comprenda las mediciones de voltaje y que garantice que el banco está operativo. También se plantea que una celda del banco de baterías se encuentra en mal estado, por lo que el asistente deberá de identificar la celda averiada midiendo el valor de voltaje en cada una de ellas y realizar el cambio por otra batería que se encontrará en sitio.

En caso se obvie una o más actividades tanto en el grupo como en las baterías no se podrá garantizar que la Subestación y los equipos de baja tensión tengan alimentación en el corte de media tensión.

3.2.2.2 Importancia

los servicios auxiliares son una parte fundamental de la correcta operación de una subestación eléctrica; ya que al ser los encargados de alimentar las cargas de baja tensión garantizan que los equipos y sus componentes tengan un funcionamiento optimo en el papel que desempeñan.

Sin embargo ante un eventual corte o falla en su fuente principal de alimentación es necesario saber discernir y determinar que las fuentes de respaldo estén en buen estado para suplir la alimentación de los equipos.

Dependiendo de la rutina de mantenimiento que se tengan en los equipos de servicios auxiliares las actividades que comprenden el mantenimiento pueden variar. En el caso de grupos electrógenos se deben de priorizar actividades como:

- Reapriete de conexiones.

- Inspección y limpieza general del grupo electrógeno.
- Cambio de filtro de combustible.
- Cambio de filtro de aire.
- Efectuar limpieza de las terminales de la batería.
- Reapriete general de terminales y cables de mando.
- Efectuar lecturas de tensión y densidad de la batería de arranque.
- Verificar el funcionamiento de la resistencia de precalentamiento.
- Revisión o pruebas de señalización de las alarmas de operación (modos de operación) y de protección (temperatura, presión de aceite, frecuencia, tensión) en el panel de mando. Finalmente, verificar señales remotas integradas al SCADA.
- Arrancar el grupo electrógeno usando el sistema de transferencia con carga y efectuar: medición de voltaje, verificar balanceo de corriente, verificar el nivel aceite reemplazado.
- Revisar nivel de refrigerante del radiador y completar nivel de requerirse.
- Tomar valores de tensión, corriente y frecuencia del grupo electrógeno en el panel de mando.
- Verificar automatismo del cargador de la batería de arranque.
- Verificar actuación del regulador de velocidad del motor diésel.

Para el mantenimiento del Banco de Baterías las actividades prioritarias son:

- Revisar el estado de los rectificadores.
- Medición de tensión y corriente de flotación de las baterías.
- Inspección de los bornes de baterías.
- Medición de temperatura de las celdas del banco.
- Descargar el banco de baterías y realizar la medición de tensión.
- Prueba de transferencia automática.

Mantener la disponibilidad de estos equipos es clave ya que el no contar con un suministro fiable podría desencadenar en situaciones como disparos indeseados y la imposibilidad de despejar fallas.

3.2.2.3 Metas

- Ejecución correcta del mantenimiento del grupo electrógeno.
- Ejecución correcta de la verificación del banco de baterías.
- Superar problemas de pérdida de alimentación de la línea de media tensión.

3.2.2.4 Imágenes

En la figura 42 se observan capturas de la sala del grupo electrógeno generado y simulado para el entrenar al personal en el escenario 2. Como se observa en la imagen el personal tendrá que revisar parámetros en el grupo como son: nivel de combustible, valores de RPM, valor de frecuencia, entre otros.

Figura 42

Escenario 2: Revisión del grupo electrógeno y revisión de banco de baterías



3.2.3. Escenario 3: Falla Transformador de Potencia

3.2.3.1 Resumen

El asistente se encuentra en la sala de control, en su HMI se presenta una alarma que hace referencia la desconexión de uno de los dos transformadores que se tiene en la subestación.

El operador deberá de salir al patio de llaves para verificar a través de una inspección ligera el estado del transformador. En ese momento, recibe una llamada de CC-REP indicando que debe de poner en servicio el otro transformador que se encuentra en la subestación, se procede a preparar la celda para realizar las maniobras y energizar el transformador.

Por órdenes del coordinador de mantenimiento de subestaciones, se le encomienda al operador realizar una inspección detallada al transformador, en esta inspección se deberán de prestar atención a los siguientes puntos:

- Valor de temperatura de devanado y aceite.
- Actuación del relé de Buchholz.
- Actuación del relé de presión súbita.
- Revisión de fugas de aceite evidentes.
- Revisión del colector de gases.
- Daños en los bujes del transformador.

Al no encontrar evidencia de daño en el exterior del transformador o alguna actuación de sus protecciones mecánicas, se realiza otra inspección pero esta vez focalizada en los demás elementos de la bahía del transformador. Revisando posición de los equipos, nivel de aceite en los transformadores de medición y estado de los platos de los pararrayos, encontrándose que estos últimos fallaron y fueron los causantes de la desconexión del transformador.

3.2.3.2 Importancia

Dependiendo de la operación en el sistema de un transformador de potencia, la desconexión de este equipo puede tener como principal consecuencia la interrupción de suministro en subestaciones cercanas.

Una vez suscitado el evento es de suma importancia que el operador recupere el suministro afectado en coordinación con el centro de control, en caso se tuviera otro transformador de respaldo. Sin embargo, lo que si no debe pasarse por alto es la inspección en campo al transformador, en dicha inspección se debe de considerar la revisión y actuación de las protecciones mecánicas del transformador así como la revisión de los valores de temperatura y daños que se pueda presentar en el cuerpo exterior del transformador; la importancia de esta inspección radica en que el operador es el primero en dar un diagnóstico sobre el evento, dependiendo de cuan acertado sea

su diagnóstico el personal de mantenimiento podrá realizar una labor más rápida y eficiente centrada en los hallazgos comentados por el operador.

3.2.3.3 Metas

- Poner en servicio el otro transformador de la subestación.
- Realizar una inspección detallada y exhaustiva en los componentes del transformador y sus protecciones mecánicas.
- Realizar una inspección en los equipos de patio correspondiente a la bahía del transformador.
- Reconocer las condiciones que hacen que un transformador quede indisponible.

3.2.3.4 Imágenes

En la figura 43 se observa una captura de un transformador de potencia, generado y simulado así como sus principales protecciones mecánicas como es el rele Buchholz

Figura 43

Escenario 3: Falla Transformador de Potencia



3.2.4. Escenario 4: Interruptor Indisponible – Maniobras de Transferencia de Celda al Acoplamiento

3.2.4.1 Resumen

El asistente recibe una llamada de CC-REP informando que se tiene una alarma de bajo nivel de SF6 en una de interruptores de la celda CL-010, por lo que solicita a personal

que revise la señal en su HMI y posteriormente realice una inspección en campo para constatar la información.

El operador se dirige al patio de llaves para la validación de dicha alarma de baja presión de SF6 en el interruptor asociado a la celda CL-010, siendo la fase S la que presenta un nivel bajo de SF6 que bloquea la operación del interruptor.

Como primera acción ante dicha eventualidad se deberán de transferir los disparos al interruptor del acoplamiento. El operador se dirige a la sala de control para evaluar y determinar cuál es la secuencia de maniobras para transferir las cargas de una barra a la otra y posteriormente al acoplamiento.

Con la secuencia definida, el operador se dirige al patio de llaves para que en conjunto con CC-REP se realicen y se den validación a las maniobras, durante el transcurso de maniobras un seccionador no puede ser abierto desde nivel 3, por lo que el asistente deberá de abrirlo desde nivel 0.

Finalmente, con todas las celdas transferidas a la otra barra excepto la del interruptor bloqueado, se procede a transferir la celda y los disparos al acoplamiento.

3.2.4.2 Importancia

El gas SF6 es el compuesto fundamental de muchos interruptores para la extinción de arco en subestaciones de alta tensión, un bajo nivel de gas, baja calidad, presencia de humedad o de agentes contaminantes pueden imposibilitar la extensión del arco.

Cuando la presión del gas empieza a caer esta puede ser originada por una fuga interna que es liberada al medio ambiente, siendo de suma importancia la atención a este tipo de incidentes desde dos enfoques:

- **Enfoque ambiental:** El gas SF6 tiene un Global Warming Potentital (GWP) de 23 500, es decir, que por cada kilogramo SF6 emitido a la atmosfera equivale a 23 500 kilogramos de CO₂. Dependiendo del nivel de tensión la capacidad de en kilos de SF6 varía de interruptor a interruptor. Por lo que no contener una fuga de esta naturaleza impacta negativamente el compromiso con la naturaleza.
- **Enfoque técnico:** En equipos que utilicen gas SF6 como medio de extinción al momento de darse una caída de presión se tienen 2 etapas:
 - **Alarma:** Significa que la presión de SF6 ha empezado a descender pero aún puede operar:
 - **Bloqueo:** La presión de SF6 ha caído hasta un nivel que imposibilita la operación del interruptor para maniobras de apertura o cierre.

El que un interruptor no pueda abrirse significan un serio un problema, ya que si se presentará una falla, las ordenes de apertura enviadas por los relés de protección no lograrían aperturar el interruptor, de esta manera la falla no sería despejada

rápidamente y sería necesario de funciones de protección complementarias para despejar la misma.

En base a lo comentado el mantener los interruptores operativos es de suma importancia. Sin embargo, en las situaciones donde se tenga un interruptor bloqueado por baja presión de SF₆, el personal a cargo de una subestación debe conocer las condiciones para la transferencia de una celda y sus disparos al acoplamiento. Lo primero que se debe de tener en cuenta son las limitantes del transferir una celda al acoplamiento. Solo se podrá transferir una celda a la vez al acoplamiento y solo será posible en subestaciones de configuración doble barra con seccionador de transferencia.

El transferir una celda al acoplamiento requiere de tener el interruptor de acoplamiento cerrado, todas las celdas que no van a ser transferidas en la barra opuesta y tener el seccionador de transferencia cerrado, otros factores que a tomar en cuenta para la transferencia de celda al acoplamiento es la capacidad de corto circuito del interruptor del acople y numero de celdas.

3.2.4.3 Metas

- Capacidad de revisión de alarmas en el HMI.
- Inspección del interruptor, lecturas de presión de gas.
- Aprendizaje de las condiciones para hacer la transferencia al acoplamiento.
- Operación del controlador de celda para las maniobras.
- Criterio para el cambio de protecciones al interruptor de acople.

3.2.4.4 Imágenes

En la figura 44 se observa una captura de la HMI generado y simulado para el escenario 4.

Figura 44

Escenario 4: Interruptor indisponible – maniobras de transferencia de celda al acoplamiento



3.3. Despliegue de los Escenarios

La investigación presentada toma como muestra el plan de capacitación a los colaboradores en ISA REP en los escenarios mostrados previamente durante los años 2021 y 2022, siendo la distribución de los escenarios en ese tiempo de la siguiente manera:

- Año 2021: Escenarios 1 y 2.
- Año 2022: Escenarios 3 y 4.

Las principales características que evidenciaban una clara mejora comparada con métodos tradicionales al momento de la capacitación fueron las siguientes:

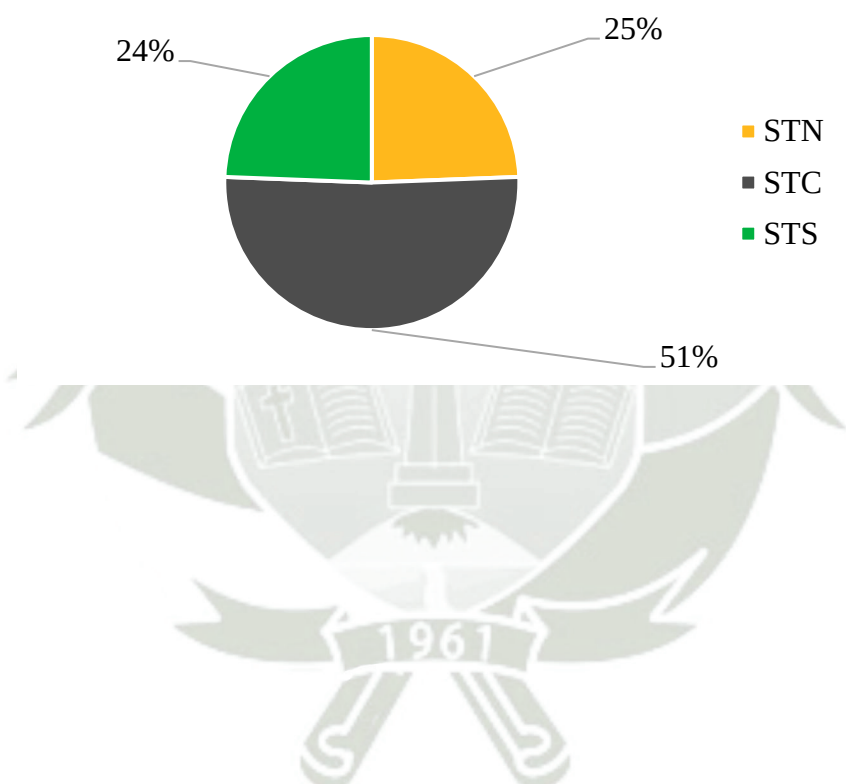
- **Simulación de modos que falla sin riesgo alguno:** El poder capacitar al personal a través de situaciones que emulen un evento crítico sin exponer la vida de los participantes es una de los objetivos que estaban propuestos desde la ideación del proyecto, a través del entramiento por RLL el personal podrá enfrentarse a una situación crítica y de alto riesgo sin exponer su integridad, así como repetir la experiencia las veces que sea necesario para interiorizar la aprendido, experiencia que no podría ser replicada en condiciones normales de operación.
- **Independencia de traslado a sitio o disponibilidad de equipos o capacitadores:** En comparación con metodologías de capacitación tradicionales que requerían del traslado de los capacitores en sitio así como la reserva de un espacio físico para la parte práctica; el uso de RLL como herramienta de capacitación y entrenamiento reduce casi en su totalidad las limitantes ya mencionadas, ya que RLL solo necesita de contar con las gafas, un ordenador de escritorio y los softwares diseñados.
- **Efectividad del aprendizaje al brindar una experiencia vivencial:** Las metodologías tradicionales de enseñanza y capacitación se apoyan sólidamente en documentos y presentaciones, una de las principales limitantes de esta experiencia es la falta de un contacto directamente vivencial con lo que se quiera enseñar, sin embargo al estar sumergido en el ambiente simulado que RLL proporciona al personal, es propiciada la interacción con equipamiento de subestaciones de alta tensión haciendo que la comprensión del aprendizaje sea mayor ya que el personal aprende a través de una experiencia propia.
- **Nueva metodología de aprendizaje, como resultado de la pandemia del COVID-19:** La pandemia propicio un cambio en términos de encontrar nuevas y mejores experiencias sin exponer la integridad de las personas, uno de estos cambios implicó la imposibilidad de poder reunir grandes grupos de personas, RLL aprovecha bastante bien esta situación, ya que una de las características del proyecto presentado es la singularidad de la experiencia. De esta manera se evitaron considerablemente posibles contagios al no reunir grandes cantidades de personas para el entrenamiento del personal.

El plan de capacitación fue distribuido en 3 grupos representados cada uno por las subgerencias de transmisión que forman parte de ISA REP, cada grupo programó las capacitaciones en base a la disponibilidad de sus recursos.

El personal capacitado fue de 82 en total, siendo 20 correspondientes a la Subgerencia de Transmisión de Norte (STN), 42 correspondientes a la Subgerencia de Transmisión Centro (STC) y 20 correspondientes a la Subgerencia de Transmisión Sur (STS). En la figura 45, se observa una distribución porcentual del personal en las distintas subgerencias.

Figura 45

Distribución porcentual del personal entrenado usando Real Life Learning durante el periodo 2021 y 2022.



CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS

El desarrollo del proyecto fue llevado a través de una alianza estratégica entre Red Energía del Perú S.A. y el Grupo Avatar de la Pontífice Universidad Católica del Perú. Siendo el Grupo Avatar el encargado del modelamiento y desarrollo de los escenarios, mientras que ISA REP y su equipo iban se comprometieron en suministrar la información para obtener una representación lo más cercana a la realidad de sus instalaciones. Durante todo este proceso, la retroalimentación continua por parte de los equipos de campo fue clave para la validación de las interacciones planteadas.

Se evaluó la inversión necesaria para el desarrollo de los escenarios y se optó por postular al concurso público para empresas innovadoras del programa Innóvate Perú (impulsado por el Ministerio de Producción del Perú). En el año 2019 el proyecto fue escogido como uno de los ganadores de dicho año. En la tabla 20 se observa el aporte monetario por parte de Innóvate Perú y Red de Energía del Perú S.A.

Tabla 20

Aporte Monetario otorgado al proyecto Real Life Learning

Entidad	Aporte Monetario (S/.)
ENTIDAD EJECUTORA – ISA REP	77,661.54
RNR – INNOVATE PERU	230,467.46
Total	308,129.00

La inversión asignada fue destinada para el desarrollo de los cuatros escenarios, es decir el software, y la compra de tres juegos de equipos (PC y Lentes de Realidad Virtual) con el objetivo de su distribución en cada Subgerencia de Transmisión y fomentar la descentralización del entrenamiento a los colaboradores. En la tabla 21 se aprecia a mayor detalle los costos incurridos durante el proyecto.

Tabla 21

Costos de Desarrollo e Implementación del proyecto Real Life Learning

Ítem	Descripción	Cantidad	Valor Unitario	Valor total
1	Escenario 1: Respuesta a falla de comunicación remota y maniobra de desconexión manual.	1	\$ 25,000.00	\$ 25,000.00
2	Escenario 2: Revisión del grupo electrógeno y revisión de banco de baterías	1	\$ 25,000.00	\$ 25,000.00

Ítem	Descripción	Cantidad	Valor Unitario	Valor total
3	Escenario 3: Falla Transformador de potencia	1	\$ 25,000.00	\$ 25,000.00
4	Escenario 4: Interruptor indisponible – maniobras de transferencia de celda al acoplamiento.	1	\$ 25,000.00	\$ 25,000.00
Computador de las siguientes especificaciones:				
5	- 01 procesador Intel Core I7-9700 de 3.00GHZ.	3	\$ 3,000.00	\$ 9,000.00
	- 01 Mainboard ASRock B365M Phantom Gaming 4 LGA VR Ready			
	- 04 memorias Corsair Vengeance LPX 8GB DDR4.			
	- 01 Disco Duro Seagate Barracuda 1TB 7200 RPM.			
	- 01 Tarjeta de Video Gigabyte Radeon RX 590 Gaming VR Ready.			
Lentes Oculus Rift - S				
Total				\$109,000.00

Con un costo total de \$109,000.00, se procedió a cuantificar el beneficio generado por dicha inversión; por lo que se contabilizó la suma total de los pagos en los eventos críticos bajo los cuales fueron diseñados los escenarios del proyecto. En la tabla 22, se puede observar el pago total de los eventos críticos mencionados.

Tabla 22

Pago total de eventos críticos en Red de Energía del Perú S.A.

Ítems	Descripción	Costo total del evento
1	Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM	\$ 200,000.00
2	Falla a tierra barra A y B de 220 kV de la SE Independencia	\$ 450,000.00
3	Disparo indeseado del transformador T33-261	\$ 80,000.00
Total		\$ 730,000.00

Sin embargo, el único pago que no será considerado para este análisis es el “Disparo indeseado por ingreso de agua a los contactos de los relés de protección de la celda CL-1029 de SE Cerro Verde” debido a que al plan de acción de este evento no contempla en su totalidad al proyecto Real Life Learning; más si el conocimiento sobre la transferencia de celdas al acoplamiento.

De esta manera por cada \$1 invertido en esta solución se ahorran \$6.7 de impactos en penalidades, desconexiones, etc.

El análisis presentado toma como referencia los números de ISA REP. Sin embargo, se debe de recordar que una de las características que cuenta Real Life Learning en comparación con metodologías de enseñanza tradicionales es la independencia de traslado a sitio o disponibilidad de equipos o capacitadores; el contar con un el desarrollo funcional que ya se ha utilizado como programa de capacitación y entrenamiento, este puede ser utilizado en otras filiales del grupo como pueden ser: TRANSELCA, INTERCOLOMBIA, CTEEP; siendo necesario que se realice solo la inversión de los equipos (\$3,000.00). De esta manera, el ratio de ahorro por dólar incrementado sustancialmente.

La Memoria Integrada Anual ISA REP 2023, comenta que durante el 2023 logró una mejora importante en el indicador de severidad de errores con respecto al año 2022. Se obtuvo un valor de 0.22 frente 0.68 obtenido en el 2022. Este valor reafirma su compromiso con la excelencia operacional. Asimismo, la energía no suministrada no programada del año 2023 cerró con 286.61 MWh, un valor por debajo del obtenido del año 2022 que fue 329.08 MWh.

Finalmente, en base a las estadísticas anuales publicadas por el COES se elaboró la tabla 23 para mostrar un histórico de las estadísticas de fallas ocasionadas por errores humanos en celdas de subestación de Red de Energía del Perú S.A.

Tabla 23

Fallas en celdas de subestaciones de Red de Energía del Perú ocasionadas por errores humanos

Área	Año					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Norte	1	0	0	0	1	0
Centro	3	1	0	0	0	1
Sur	0	1	0	1	0	0
Total	4	2	0	1	1	1

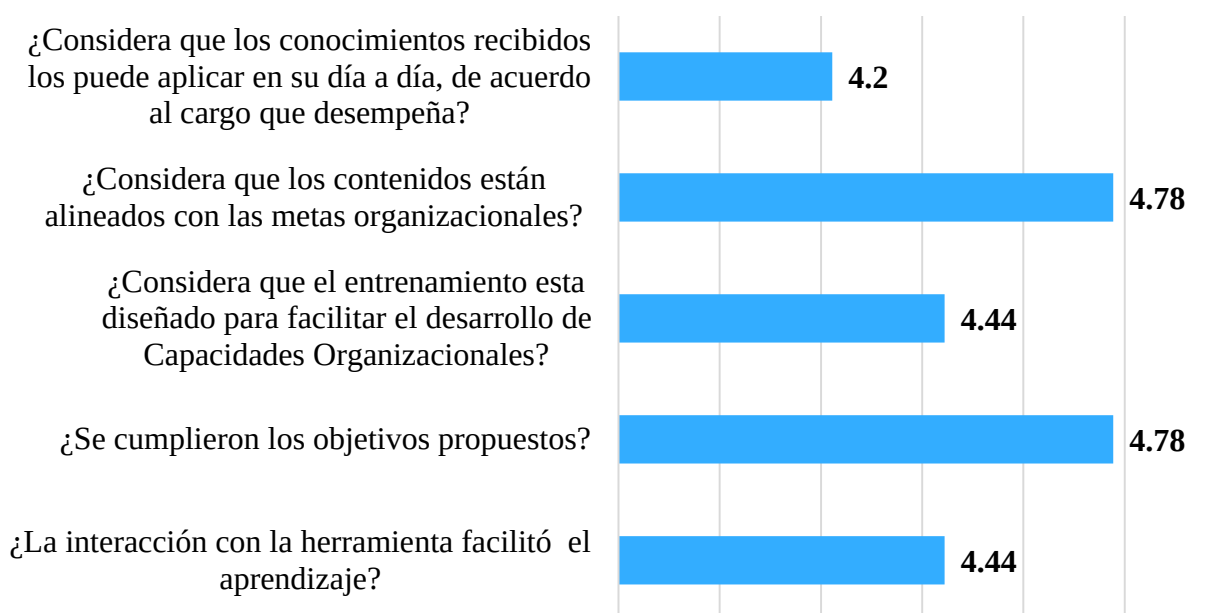
Nota. En la tabla se observa cómo antes del 2021 la cantidad de fallas asociadas al error humano eran mayores en años, esto debido a que no se contaba con una metodología ágil como RLL, y como del 2021 en adelante la tasa de fallas por error humano han disminuido

considerablemente. Adaptado de *Estadísticas de fallas por áreas en celdas del SEIN*, de Comité de Operaciones Económicas del Sistema, 2018 - 2023, Estadísticas de Operación del SEIN.

La interacción con los participantes respecto a la capacitación y el entrenamiento fue uno de los puntos sobre los cuales se trabajó durante el proyecto. En la Subgerencia de Transmisión Sur, se realizó una encuesta de satisfacción a un grupo de 9 colaboradores, en el periodo 2021, se utilizó una escala numérica para la medición, siendo (1) nada satisfecho y (5) muy satisfecho. Los resultados fueron los siguientes:

Figura 46

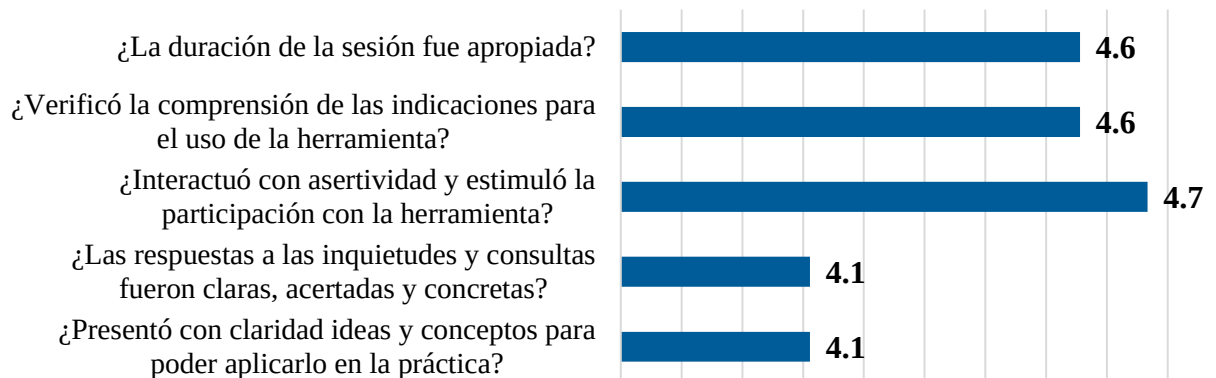
Alineación con los objetivos organizacionales



Nota. En el gráfico se observa una media superior a 4 en todas las categorías relacionadas a la alineación con los objetivos organizacionales, observándose así que el personal capacitado se encuentra satisfecho con la interrelación de lo aprendido y los objetivos organizacionales.

Figura 47

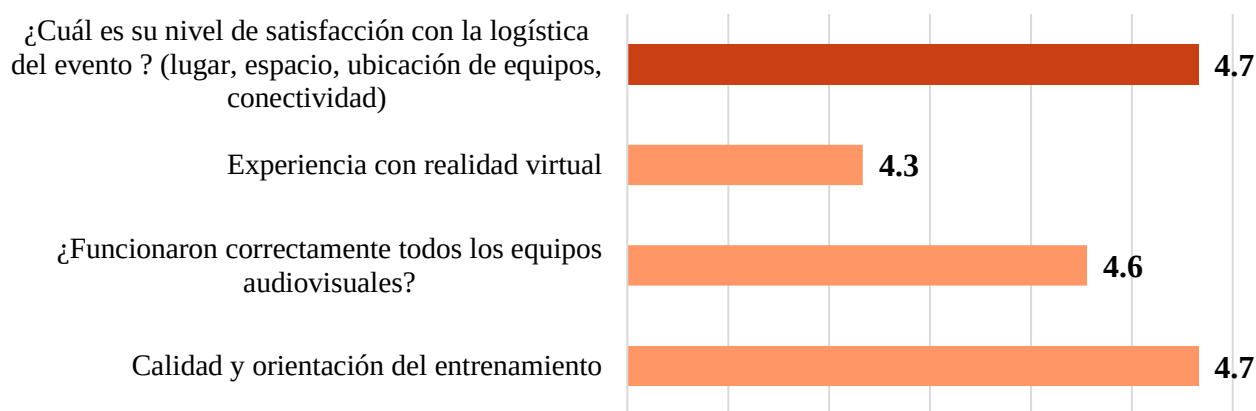
Calificación del Facilitador



Nota. Del gráfico se puede observar que el acercamiento de facilitador en términos de manejo y enseñanza de la herramienta están por encima de los 4 puntos en todas las categorías presentadas en esta sección.

Figura 48

Nivel de Logística del Evento



Nota. Del gráfico se observa que el nivel de logística del evento se encuentra por encima de la media de los 4 puntos en las categorías presentadas en esta sección.

CONCLUSIONES

- Se valoró como la aplicación del proyecto Real Life Learning en el periodo 2021 y 2022 a 82 colaboradores de áreas operativas de las tres Subgerencias de Transmisión de Red de Energía Del Perú S.A.: Subgerencia de Transmisión de Norte (STN), Subgerencia de Transmisión Centro (STC) Subgerencia de Transmisión Sur (STS); cumple con el enfoque principal bajo el cual fue ideado, la mitigación de fallas esporádicas en subestaciones eléctricas de alta tensión; esto se puede observar en el indicador de severidad de errores del año 2023 con respecto al año 2022, donde se obtuvo un valor de 0.22 frente 0.68 obtenido en el 2022, siendo la tendencia de este valor a seguir bajando con el pasar de los años y el entrenamiento sucesivo de operadores en Real Life Learning.

Un factor clave del desarrollo y posterior aplicación del proyecto fue la mirada transversal presente en los miembros del equipo desarrollador, el haber contar con la participación de personal de distintas áreas como seguridad, aprendizaje, innovación, operación, mantenimiento y fianzas fue de mucha utilidad. Real Life Learning ya forma parte del plan de capacitación y entrenamiento regular el cual es brindado a todos los colaboradores de las áreas operativas de las tres Subgerencias.

- Se enunciaron cuatro eventos críticos suscitados en los últimos seis años en Red de Energía del Perú, siendo estos: *Desconexión de la Línea L-5011 en SE Chilca CTM, Falla a tierra barra A y B de 220 kV de la SE Independencia, Disparo indeseado por ingreso de agua a los contactos de los relés de protección de la celda CL-1029 de SE Cerro Verde., Disparo indeseado del transformador T33-261.* Así como el respectivo desarrollo bajo la metodología de Eliminación Causa de Riesgo de cada uno de estos.
- Se presentó el proceso de desarrollo de los cuatro escenarios del proyecto Real Life Learning: *Respuesta a Falla de Comunicación Remota y Maniobra de Desconexión Manual, Revisión del Grupo Electrógeno y de Banco de Baterías, Falla Transformador de Potencia, Interruptor Indisponible – Maniobras de Transferencia de Celda al Acoplamiento.* Haciendo especial énfasis en porque es importante no solo el reforzar conocimientos como el protocolo de maniobras sino también dar paso a la adquisición de nuevos conocimientos como inspecciones o maniobras de baja frecuencia y gran importancia. La adopción de estos conocimientos se ven reflejados en las cifras de fallas en celdas de subestaciones de Red de Energía del Perú S.A. del 2018 al 2023, donde se observa cómo antes del 2021 la cantidad de fallas asociadas al error humano eran mayores, alcanzado su pico máximo en el 2018 con 4 fallas, y como del 2021 en adelante la tasa de fallas por error humano han disminuido considerablemente teniendo un valor de 1 falla por error humano al año.
- Se cuantifico cual es el beneficio obtenido tras la implementación del proyecto Real Life Learning, que toma como valores los costos de inversión del proyecto y los pagos de

compensaciones producto de Fallas Esporádicas en ISA REP. De esta manera por cada \$1 invertido en esta solución se ahorran \$6.7 de impactos en penalidades, desconexiones, etc.

- Se contrastó como las características presentadas al momento del despliegue de los escenarios favorecen esta metodología en comparación a una metodología más tradicional, es decir presentaciones teóricas, diapositivas, documentos. Reforzando este punto mediante los resultados de la encuesta realizada a los colaboradores de la Subgerencia de Transmisión Sur, mostrándose resultados por encima 4, en una escala del 1 al 5, en términos de alineación con objetivos, facilitador y logística.



RECOMENDACIONES

- Los escenarios mostrados tienen como objetivo la capacitación para eventos críticos, esto significa eventos de poca frecuencia y alto impacto. Sin embargo, plantear la posibilidad de la creación de un próximo escenario que involucre el cumplimiento al pie de la letra de las reglas de oro para la desenergización y energización de equipos del sistema de transmisión de electricidad tendría un impacto positivo en nuevos colaboradores o pocas maniobras en su haber.
- El contar con mayor cantidad de equipos para brindar la capacitación (computadores y lentes) incrementaría la velocidad de difusión de planes de entrenamiento y el reforzamiento en casos de que el colaborador solicite nuevamente la capacitación.
- Si bien la encuesta realizada por la Subgerencia de Transmisión Sur da un acercamiento de como los colaboradores perciben esta nueva metodología de capacitación, el poder transmitir esta encuesta a las demás subgerencias daría un mayor panorama de la situación no solo en términos de satisfacción.

Por lo realizar una especie de examen de entrada y salida que permite evidenciar firmemente la adopción de conocimientos y de esta manera contrastar esta nueva metodología versus otras metodologías de carácter más tradicional.

- Los conocimientos obtenidos durante la capacitación están más enfocados a la parte práctica, el contar con sesiones teóricas de introducción previas a la utilización de Real Life Learning, traería consigo mayores beneficios al personal ya que se estaría complementando la parte práctica con la teoría detrás del escenario.
- Se propone la utilización del producto final como parte de un programa de capacitación y entrenamiento en otras filiales del grupo como pueden ser: TRANSELCA, INTERCOLOMBIA, CTEEP; siendo necesario que se realice solo la inversión de los equipos (\$3,000.00).

REFERENCIAS

1. Alfaro Antor, M. (2014). *El Analisis Causa Raiz como Herramienta en la Evaluación de Eventos no Deseados en Instalaciones de una Refinería*. [Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autonoma de Mexico]. Obtenido de <https://repositorio.unam.mx/contenidos/197754>
2. Amendola, L. (2016). *Asset Management Model Good Practice Implementation ISO 55000* [Archivo PDF].
3. Aponte, G. (2005). *Diseño de Subestaciones*. Cali: Universidad del Valle.
4. Atencio, K., & Palacio, I. (2008). *Elementos de Diseño de Subestaciones de Alta y Extra Alta Tension*. Cartagena : Universidad Tecnológica de Bolivar.
5. Barrantes, L. (2011). *Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas*. Leganés: Universidad Carlos III de Madrid.
6. Dammer Lira, A., & Molinelli Aristondo, F. C. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: OSINERGMIN.
7. DU, Z. (2016). Development of Virtual Reality Simulation Training System for Substation. *6th International Conference on Mechatronics, Materials, Biotechnology and Environment*, 207-212.
8. Institución de Normas Británicas. (2008). *Gestión de Activos - Parte 1: Especificaciones Para la Gestión Optimizada de Activos Fijos (PAS 55-1)*.
9. Instituto de Normas Británicas. (2008). *Gestión de Activos - Parte 2: Directices Para la Aplicación de PAS 55-1 (PAS 55-2)*.
10. ISA REP. (2017). *Informe Final de Perturbaciones OP/AP - 000013282017*.
11. ISA REP. (2017). *Informe Final de Perturbaciones OP/AP - 000014292017*.
12. ISA REP. (2022). *Manual Unificado de Operacion y Mantenimiento Seguro (MANOMAS)*.
13. ISA REP. (04 de Abril de 2024). *Memoria Integrada Anual ISA REP 2023*. Lima, Perú.

14. ISA Transmantaro. (2019). *Informe Final de Perturbaciones Trans - 000005302019*.
15. Nadad Campo, R. E., & Quiroz Blanco, A. J. (2004). *Manual para el Mantenimiento de Equipos de Patio de Subestaciones de Alta Tensión Aislada por Aire*. [Tesis de Licenciatura, Universidad Tecnológica de Bolívar]. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12585/2765>
16. Nuñez Robinson, J. M. (03 de Noviembre de 2016). La Gestión de Activos, su historia y definiciones, aspectos claves para entender su alcance. Obtenido de <https://www.linkedin.com/pulse/la-gestion-de-activos-su-historia-y-definiciones-para-medina-cmrp/?originalSubdomain=es>
17. Organización Internacional de Normalización. (2014). *Gestión de activos — Aspectos generales, principios y terminología (ISO 55000)*. Obtenido de <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:55000:ed-1:v2:es>
18. Organización Internacional de Normalización. (2014). *Gestión de activos – Sistemas de gestión - Requisitos*. Obtenido de <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:55001:ed-1:v1:es>
19. Otegui, J. (2017). La Realidad Virtual y la Realidad Aumentada en el Proceso de Marketing. *Revista de Dirección y Administración de Empresas*, 155-229.
20. Parra, C., & Crespo, A. (2012). *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada a la Gestión de Activos*. Sevilla: INGEMAN.
21. Perez, M., Zabre, E., & Islas, E. (2004). Realidad Virtual: un panorama general. *Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas*, 39-44.
22. Red de Energía del Perú S.A. (6 de Julio de 2018). Protocolo de Comunicaciones Operativas. Lima, Perú.
23. Riveros Hernández, D. A., Nausan García, D. H., García Miranda, D. S., & Palacios Osma, J. I. (Mayo de 2017). Desarrollo de un Entorno Virtual para la Simulación de Maniobras Eléctricas en Subestaciones: Un Caso Práctico. *Ingeniería Solidaria*, 13(22), 55-84. doi:<http://dx.doi.org/10.16925/in.v13i22.1752>

24. Rodrigo, B. (2010). *Modernización de Interruptores de Potencia de 400 kV en la Subestación Eléctrica Texcoco*. Mexico D.F.: Instituto Politecnico Nacional.
25. Suárez, S. (2022). *Diseño de Servicios Auxiliares en Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión*. Medellín: Universidad de Antioquia.
26. Tanaka, E., Paludo, J., Cordeiro, C., Domingues, L., Gadbem, E., & Euflausino, A. (2015). Using Immersive Virtual Reality for Electrical Substation Training. *International Conference e-Learning*, 136-140.
27. The Woodhouse Partnership Ltd. (2016). *Eliminación de Causas de Riesgo - ECR®, Identificando y eliminando las causas desconocidas*.
28. Valdivia Paredes, M. I. (2021). *Implementación de la Estrategia de Mantenimiento Analisis Causa Raiz al Tren de Rodamientos del Tractor de Orugas D8T CAT para la Empresa Constructoras Generales DYL E.I.R.L. [Tesis de Licenciatura, Universidad Católica de Santa María]*. Obtenido de <http://tesis.ucsm.edu.pe/repositorio/handle/UCSM/10701>
29. Valdivia, G. (2017). *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) [Archivo PDF]*.
30. Villaroel, H. (2015). Estudio de análisis de fallas en la Unidad Curricular Optimización del Mantenimiento del PIMM de UNERMB. *Revista Investigaciones Científicas UNERMB*, 65-89.
31. Zacipa Pinilla, F. (2018). *Implementación del Método de Analisis de Falla a Rodamiento de Doble Rodillo a Rotura. [Tesis de Licenciatura - Fundación Universitaria Los Libertadores]*. Obtenido de <http://hdl.handle.net/11371/1855>



APÉNDICES

APÉNDICE A: EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DEL PROYECTO REAL LIFE LEARNING





APÉNDICE B: GUÍA DE USUARIO OCULUS RIFT-S

Oculus Rift S- Guide



Hardware



In the box

- 1x Headset Oculus Rift S
- 1x Headset cable (5 meter)
- 2x Touch controllers
- 2x AA Battery
- DisplayPort to DisplayPort adapter

Before you start

- Do not allow the lenses to come in contact with periods of **direct sunlight**. This will permanently damage the screen and does not fall under warranty.
- If the original cable does not fit, take out the DisplayPort to DisplayPort adapter and connect it to the Displayport in the PC.

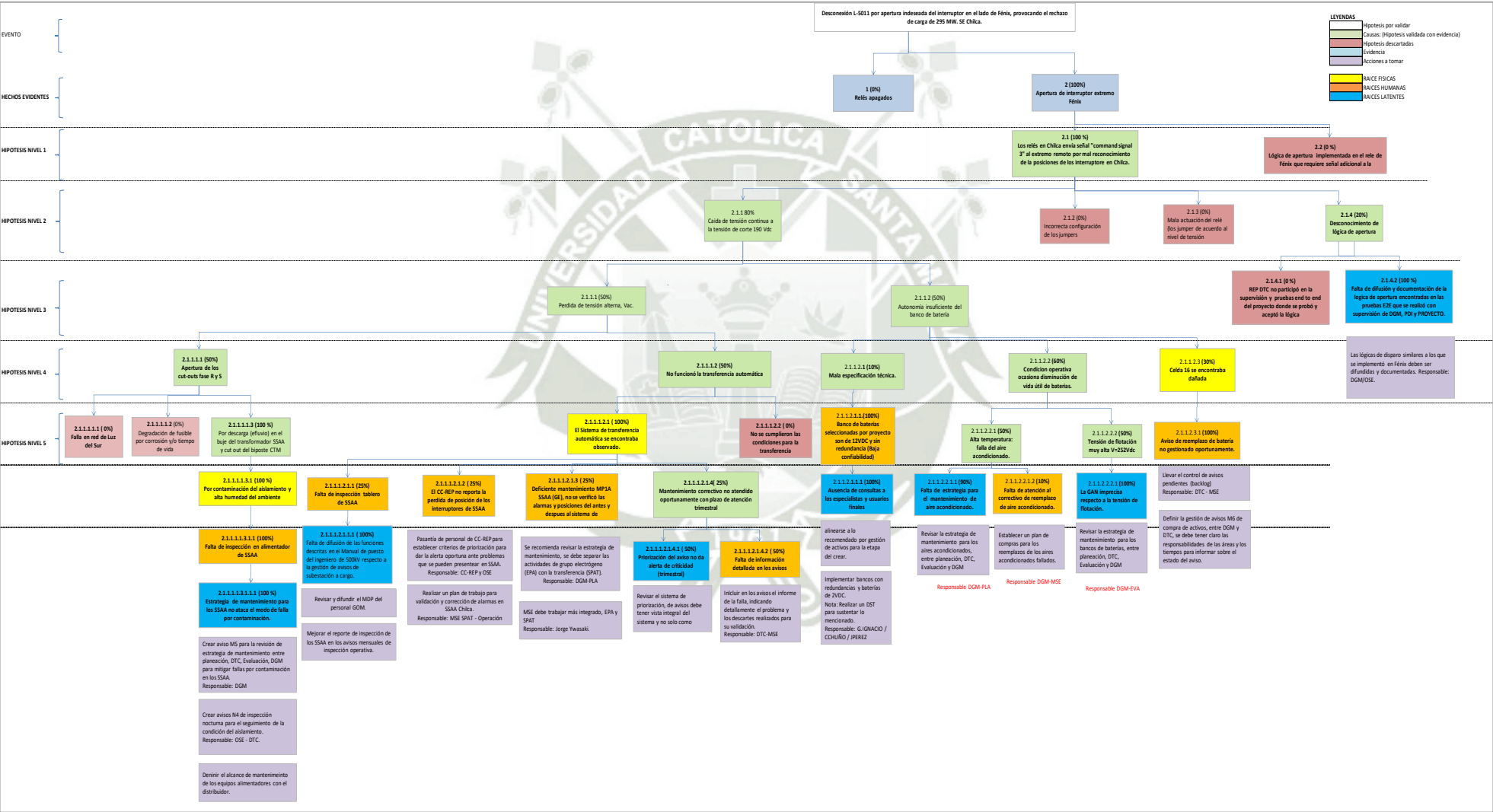
Oculus Rift S- Guide



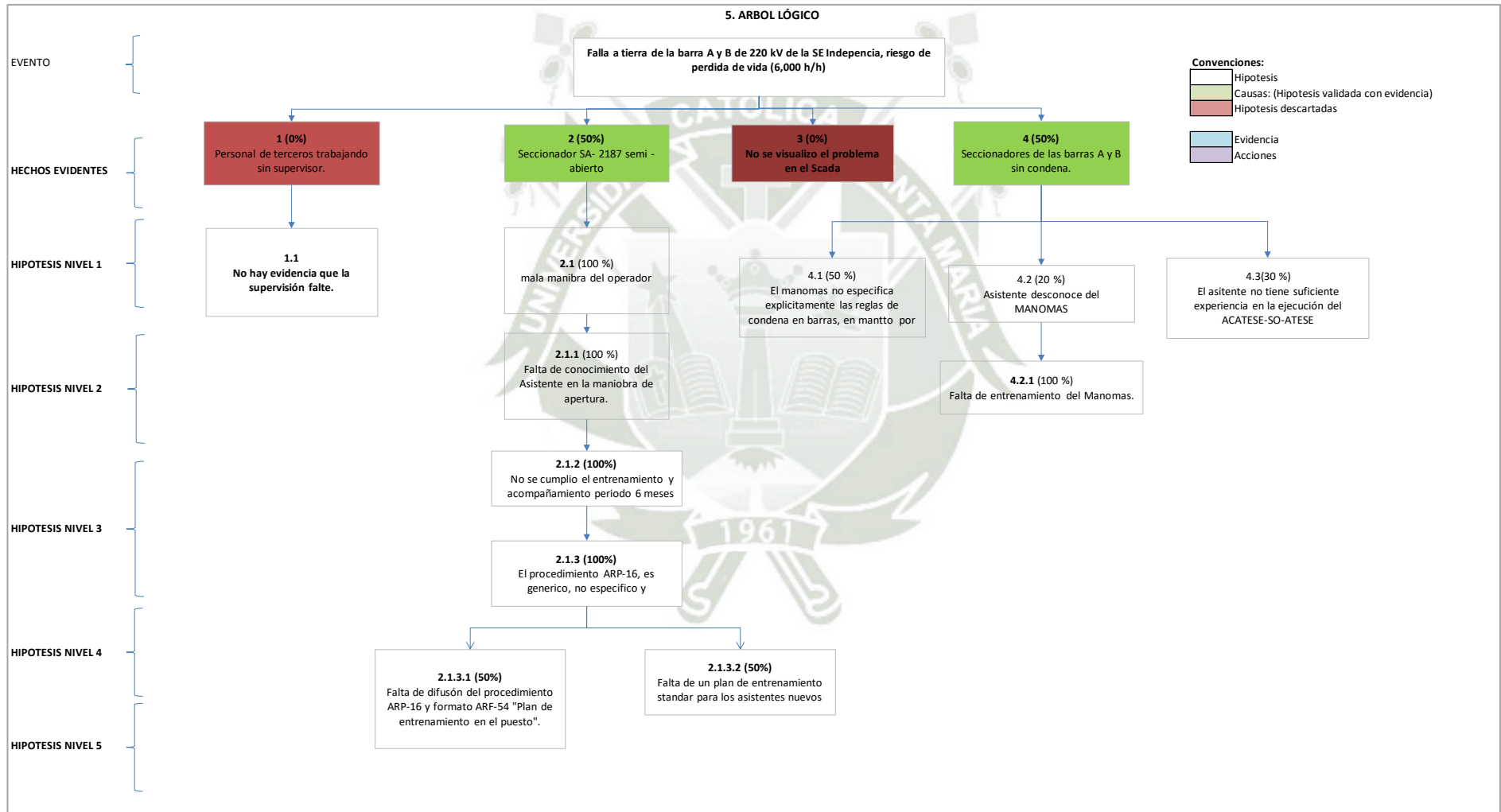
How to start

1. Go to www.oculus.com/setup and download the Software for Rift S.
 - a. After the download is finished, start the .exe..
 - b. First you have to create an Oculus account which you can do here: <https://secure.oculus.com/sign-up/>.
 - c. Log in to your Oculus account.
 - d. Follow the steps.
 - e. Choose Oculus rift S as your device.
 - f. Connect your device with the USB Cable. Plug in the USB Cable to an USB 3.0 port. Plug in the DisplayPort cable to a DisplayPort output on your video card. (If you only have a mini-DisplayPort, you may use a mini-display adaptor)
 - i. There should be two green check marks appearing if both are connected.
 - g. Put the batteries into the controllers.
 - h. Hold the "Y" and menu button to pair the left controller and hold the "B" and Oculus buttons for the right controller.
 - i. Put on your Oculus Rift headset and take the Controllers into your hands.
 - i. You may adjust the fit on the headset with the wheel on the back and the velcro strap on top.
 - ii. You may adjust the depth with the depth adjustment button on the bottom right of the headset.
 - j. Determine which direction you will be facing in the headset.
 - k. Define a play area by creating a Guardian boundary.
 - i. Option 1. stationary: Set floor level by putting your controllers on the ground and pressing the trigger buttons.
 - ii. Option 2 Walk around: . Create a play area by walking around in a circle holding in the triggers of the controllers.
 - l. The Oculus Rift S Tutorial will start automatically.
2. You are now at the start menu of the Oculus Rift S - Enjoy the ride!

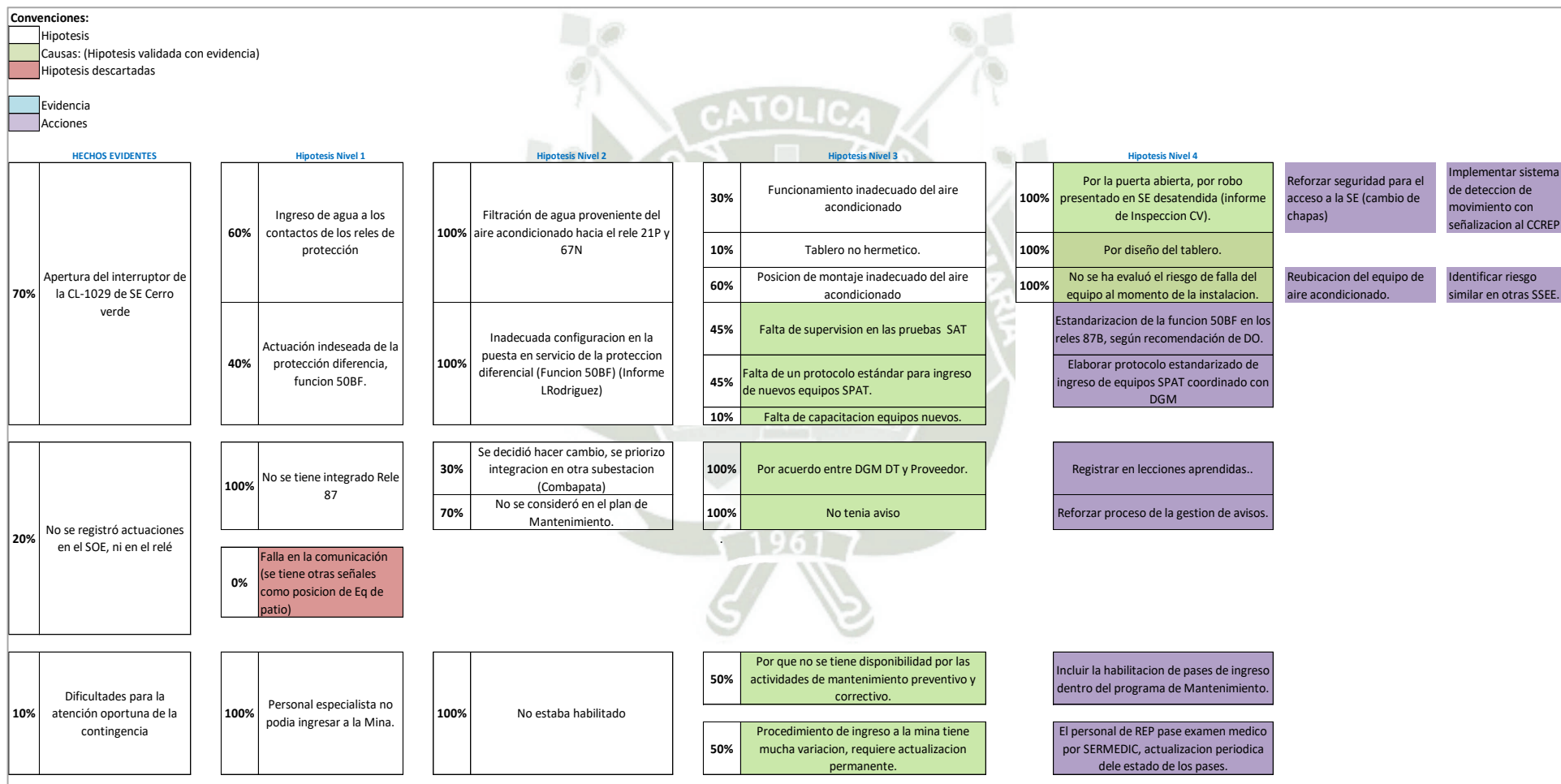
APÉNDICE C: DIAGRAMA DE ÁRBOL LÓGICO (DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-5011 EN SUBESTACIÓN CHILCA CTM)



APÉNDICE D: DIAGRAMA DE ÁRBOL LÓGICO (FALLA A TIERRA BARRA A Y B DE 220 KV DE LA SUBESTACIÓN INDEPENDENCIA)



APÉNDICE E: DIAGRAMA DE ÁRBOL LÓGICO (DISPARO INDESEADO POR INGRESO DE AGUA A LOS CONTACTOS DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DE LA CELDA CL-1029 DE SE CERRO VERDE)



APÉNDICE F: DIAGRAMA DE ÁRBOL LÓGICO (DISPARO INDESEADO DEL TRANSFORMADOR T-33-261)

