



FACULTAD DE  
CIENCIAS ECONÓMICAS  
Y DE ADMINISTRACIÓN

**POSGRADOS**



UNIVERSIDAD  
DE LA REPÚBLICA  
URUGUAY

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y DE ADMINISTRACIÓN  
TRABAJO FINAL PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
POSGRADO EN ADMINISTRACIÓN

**Título:**

Análisis de alternativas para la protección y control  
de los equipos de la Subestación de Transmisión MVA de UTE

**Equipo:**

Michel Levinsky

Joaquín Plat

Bernardo Riani

Marcelo Vázquez

**TUTOR:** Ana Chaves

Montevideo, Uruguay

Octubre 2022

**Página de Aprobación**

El tribunal docente integrado por los abajo firmantes aprueba el Trabajo Final:

Título

.....  
.....

Autor/es

.....

Tutor

.....

Posgrado

.....

**Tribunal**

Profesor.....(nombre y firma).

Profesor.....(nombre y firma).

Profesor.....(nombre y firma).

FECHA.....

## **Resumen**

Debido al constante aumento del consumo energético, la red de estaciones eléctricas de Transmisión de UTE fue incorporando nuevas estaciones, y a las estaciones existentes se le incorporaron nuevas secciones de potencia, para poder dar soporte a la demanda de energía.

Estas modificaciones a nivel de potencia obligaron a incorporar sistemas encargados de las funciones de Protección y Control, lo que provocó que los espacios físicos libres que se habían previsto en la etapa de diseño hayan sido ocupados antes de lo esperado.

La dificultad para remover los cables viejos que interconectan las playas de equipos con las salas de mando (edificios), generaron que dichos canales estén sobre el límite de su capacidad.

Dada la necesidad de seguir incorporando nuevas secciones de potencia para continuar dando el servicio con los niveles de confiabilidad requeridos, es necesario tomar una decisión sobre cómo proceder a la hora de planificar ampliaciones.

El presente trabajo analiza dos alternativas tomando en cuenta diferentes perspectivas para cada una de ellas, entre las cuales se destacan las perspectivas económicas, tecnológicas y culturales.

Las alternativas son:

- Alternativa tradicional: ampliar el edificio, y crear nuevos canales de cables para las nuevas secciones.
- Alternativa digital: implica digitalizar las señales cercanas a los equipos de potencia, y por medio de una comunicación de alto rendimiento (fibra óptica) trasladar la información hacia los equipos que se encuentran en la sala de mando.

Un dato importante a tener en cuenta es que tres de los cuatro participantes del equipo trabajan en UTE, por lo que muchos de los datos son recabados internamente del sistema o de trabajos realizados por las unidades especializadas.

## **Palabras claves**

Estaciones de Trasmisión, playa de equipos, edificio (sala de mando), centro de control, canales de cable.

## Índice

1	SIGLAS Y ABREVIATURAS	1
2	INTRODUCCIÓN	2
2.1	CONTEXTO GENERAL	2
2.2	RELEVANCIA Y MOTIVACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	4
2.3	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y ALTERNATIVAS A ANALIZAR	4
2.4	ANÁLISIS PRELIMINAR DEL PROBLEMA	5
2.4.1	Introducción	5
2.4.2	Evolución tecnológica	6
3	DESARROLLO DEL ANÁLISIS REALIZADO	13
3.1	OBJETIVO	13
3.2	ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍA UTILIZADA	13
3.2.1	Selección del tipo de sección a considerar en el estudio	13
3.3	ANÁLISIS COMPARATIVO	15
3.3.1	Análisis del comparativo	15
3.3.1.1	Alternativa Tradicional	15
3.3.1.2	Alternativa Digital	17
3.3.1.3	Resumen comparativo de las alternativas	18
3.3.1.4	Inversión prorrateada para la alternativa tradicional	19
3.3.1.5	Inversión prorrateada para la alternativa digital	20
3.3.1.6	Resumen comparativo de las alternativas prorrateadas	23
3.4	EFFECTOS DEL PROCESO DE TRANSICIÓN	25
3.5	ANÁLISIS DE OTRAS INVERSIONES ASOCIADAS	27
3.5.1	Dificultad de espacio físico	27
3.5.2	Robos de cables	27
3.5.3	Confianza en una solución digital	28
3.5.4	Restricciones culturales	28
3.5.5	Inversión y costo en la Ciberseguridad	28
3.5.6	Variación del precio del Cobre en el mercado	29
4	ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES	30
4.1	CÁLCULO DEL VALOR PRESENTE	30
4.2	CONSIDERACIONES Y ANÁLISIS DE ALGUNAS VARIABLES	33
4.2.1	Inversión en estructura edilicia	33
4.2.2	Influencia de la variación del dólar	33
4.2.3	Análisis de sensibilidad del cobre	33

5	CONSIDERACIONES RESPECTO A LA VIDA ÚTIL	37
5.1	Cálculo de la vida útil	37
5.2	Vida útil teórica de las soluciones expuestas	38
6	CONCLUSIONES	39
	BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA:	41
	<b>ANEXO 1:</b>	42
	<b>ANEXO 2:</b>	43
	<b>ANEXO 3</b>	45
	<b>ANEXO 4</b>	47

## 1 SIGLAS Y ABREVIATURAS

UTE – Usina de transmisiones eléctricas

PAC – Protección, automatización y control

CAZ – Centro de control

RTU – *Remnote Termianl Unit* (equipo centralizador)

SCL – Sistema SCADA Local

TCL – Tablero de Control Local

PRT – Panel Remoto Trafo

AF – Armario frontera

SP – Sistemas de protección

CZ – Cofre zonal

CZD – Cofre zonal digital

Cu – Cobre

TIs – Transformadores de corriente

TTs – Transformadores de tensión

FO – Fibra óptica

UC – Equipos de control

PRP – Protocolo de redundancia en paralelo

HMI – Interfaz de supervisión

MUC – *Merging Unit* utilizado para propósitos de control.

MUP – *Merging Unit* utilizados para propósitos de Protección.

*Merging Unit*: dispositivo que permite la digitalización de señales analógicas (voltajes y corrientes) y digitales (alarmas, posición de equipos de potencia, comandos de apertura y cierre de interruptores) en subestaciones eléctricas basado en la norma IEC 61850.

MMS – *Manufacturing Messaging Specification*

GOOSE - *Generic Object Oriented Substation Event*

## 2 INTRODUCCIÓN

### 2.1 CONTEXTO GENERAL

El objetivo principal del área Trasmisión en UTE es brindar la infraestructura de transmisión de energía eléctrica en forma segura, y confiable que permita conectar a los generadores de energía con los consumidores. Se entiende por consumidores a la empresa Distribución de energía de UTE y a las grandes fábricas e industrias instaladas en el país.

Las estaciones de Trasmisión de UTE se encuentran ubicadas a lo largo y ancho del territorio nacional, y las mismas se encuentran agrupadas entre estaciones de 500 kV y estaciones de 150 kV.

A continuación, se muestra la red de estaciones de 150 kV:

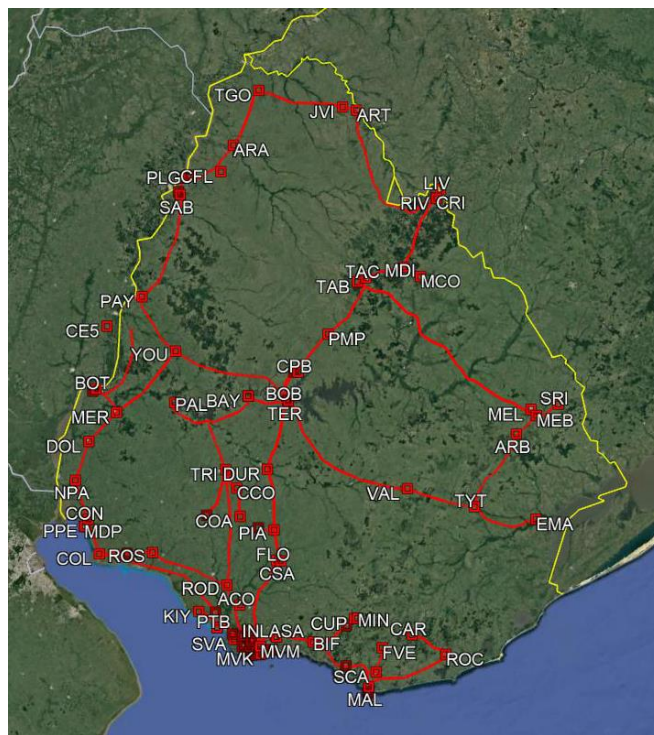


Imagen 1 - Red de estaciones de 150KV

Las distintas estaciones se intercomunican mediante líneas de alta tensión (líneas rojas en la imagen 1) y transforman la energía a niveles adecuados para los consumidores. En general, el nivel de tensión para el consumo de los clientes es de 30 kV (ej. un cliente para el área de Trasmisión es el área de Distribución de UTE).

Las estaciones de transmisión están compuestas por un conjunto de equipos de potencia diseñados para trabajar a altos niveles de tensión (500.000 y 150.000 voltios), y equipos secundarios, que son

sistemas especializados para realizar, entre el conjunto de funciones, las funciones de protección y control.

A continuación, en la imagen 2, se observa una foto aérea, a modo de ejemplo, de la estación Bonete B.



Imagen 2 - Estación de Trasmisión Bonete B

Los equipos de potencia se ubican en general en una zona abierta denominada “playa de maniobra”, también existe un edificio donde se encuentran los equipos de Protección y Control.

Para que los equipos secundarios (que ejecutan las acciones de Protección y Control) puedan realizar sus funciones, necesitan poder adquirir la información de los equipos de potencia instalados en la playa de maniobra. Dicha adquisición se realiza mediante cableado de cobre que comunica los equipos de potencia con los equipos secundarios.

En la imagen 3 se puede observar, mientras se está desarrollando la obra en la estación, algunas canalizaciones por donde se distribuyen los cables de cobre desde los equipos de potencia hacia el edificio de control.



Imagen 3 - Canalizaciones en obra entre los equipos de maniobra y el edificio de control



Dichos cableados, entran al edificio, y terminan conectándose a los bornes de entrada y salida de los distintos paneles que contienen los sistemas y equipos que ejecutan la función de Protección y Control (ver Imagen 4).



Imagen 4 - Paneles de equipos de protección y control

## 2.2 RELEVANCIA Y MOTIVACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Consideramos que el análisis comparativo de la alternativa tradicional con la alternativa digital, es un estudio importante y necesario para que el área de Trasmisión de UTE tome una decisión a futuro sobre la inversión necesaria para la incorporación de una opción altamente disruptiva, como es, la incorporación de la digitalización dentro de una subestación, o sea, que las conexiones entre la playa de maniobras y las salas de mando sean 100% digitales. Actualmente la empresa no cuenta con esa tecnología instalada en ningún punto del país.

Incluso, las potenciales dificultades técnicas, así como los diferentes criterios de confiabilidad hacen que esta solución (digitalización) sea muy poco utilizada en la región y en el mundo. Posibilitar un análisis económico sobre esta solución, así como la posibilidad de promover el uso de esta tecnología, ubicaría a la empresa en un lugar de liderazgo a nivel mundial en la temática.

## 2.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y ALTERNATIVAS A ANALIZAR

Como se mencionó en el resumen inicial, las estaciones de Trasmisión fueron incorporando nuevas secciones de potencia para cubrir el incremento de la demanda que requerían nuevos equipos de

Protección y Control, los cuales fueron ocupando los espacios disponibles que se habían previsto en la etapa del diseño civil de la estación eléctrica.

Los problemas de espacio, no solo se dan en la sala de mando, sino que también aparecen en los canales de cables (de cobre) que son utilizados para ubicar los cables que interconectan los equipos que están en la Playa de Maniobra, con los equipos que se encuentran en la sala de mando. Muchos de estos canales están sobre el límite de su capacidad, y dificulta la incorporación de nuevos cableados, ya sea por la incorporación o renovación de una sección de potencia.

Dada la necesidad de cubrir la demanda de consumo, se debe continuar incorporando nuevas secciones de potencia, con los niveles de seguridad y confiabilidad adecuados. Por lo tanto, hay que encontrar la solución económicamente más adecuada para absorber dichos cambios, obviamente sin perder calidad en los servicios que se brindan.

## 2.4 ANÁLISIS PRELIMINAR DEL PROBLEMA

### 2.4.1 Introducción

La alternativa tradicional, donde se prevé ampliar la sala de mando o construir una nueva sala (posiblemente un nuevo edificio) así como la necesidad de construir los nuevos canales de cable, no impone ningún cambio en la perspectiva tecnológica (se seguirán usando los mismos equipos que en la actualidad), ni tampoco cultural ya que, para los trabajadores de la empresa, el trabajo continuaría realizándose de la misma manera.

Dada la perspectiva económica, los principales factores a considerar están enfocadas en las obras civiles necesarias, así como la necesidad de cables de cobre, para trasladar las señales.

Para poder soportar las nuevas secciones de potencia, pueden surgir limitaciones físicas tanto desde el punto de vista del espacio físico de la estación (basado en los padrones actualmente definidos), así como problemas de espacio físico ya sea en el edificio o en las canalizaciones. La primera de ellas tiene una gran dificultad en las zonas pobladas, mientras que la segunda, tiene un alto impacto económico para realizar las obras civiles necesarias (ampliar el edificio y/o construir los canales de cable).

La propuesta alternativa es digitalizar la solución lo más cerca a los equipos de potencia, con el fin de disminuir la superficie requerida tanto en las canalizaciones como en la sala de mando.

Respecto a los canales de cables, se estarían sustituyendo los cientos de cables de cobre por un par de fibras ópticas que llegarán hasta la sala de Mando del edificio, provocando un rediseño y disminución de los paneles del sistema de Protección y Control requeridos, ya que no sería necesario contar con tantas borneras de entrada y salida para recibir la información desde la playa de maniobra.

Desde el punto de vista tecnológico, se estaría migrando a una solución muy innovadora y pionera a nivel mundial, que por la propia innovación puede tener algunos riesgos en su implementación. A nivel cultural, también tiene un impacto en los trabajadores, ya que promueve un total cambio en los procedimientos actuales en el equipo de trabajo de desarrollo y mantenimiento.

La solución digital, levanta algunas de las restricciones físicas más importantes, ya que promueve instalar medios de comunicaciones mucho más reducidos (sin cobre), y un equipamiento en la sala de mando más pequeños.

En el capítulo 3.2 se realizará el análisis económico de las alternativas planteadas.

#### 2.4.2 Evolución tecnológica

La tecnología avanza a un ritmo nunca visto, y este avance tecnológico no pasa desapercibido en el sector eléctrico. Los grandes fabricantes de equipamientos para subestaciones están a la vanguardia de este avance tecnológico creando equipos y soluciones que aumenten la confiabilidad y la disponibilidad del sistema de transmisión.

Para poder entender la evolución tecnológica en una subestación tenemos que entender primero cómo está conformada dicha subestación.

Dentro de una subestación se pueden diferenciar dos grandes grupos de equipos, los equipos primarios de potencia (por ejemplo, el transformador de potencia, los interruptores, los seccionadores, los transformadores de medida) equipos que están ubicados en la playa de maniobra, y los equipos denominados secundarios (equipos de control y protección inteligentes) que están ubicados en el edificio de la subestación.

El funcionamiento entre estos grupos de equipos es en total sinergia, los equipos primarios son controlados y monitoreados por los equipos secundarios, constantemente los dispositivos inteligentes están verificando el estado de las señales recibidas de los equipos ubicados en la playa de maniobra, en caso de que alguna señal estuviera fuera de determinado parámetro, estos dispositivos inteligentes pueden mandar la orden de operación a los equipos de protección, también permiten la operación de los equipos de protección mediante el telecontrol.

Cuando aparecieron las primeras subestaciones al inicio del siglo XX, por ejemplo, los interruptores fabricados eran voluminosos y complicados, y exigían supervisión constante y un mantenimiento frecuente, los interruptores actuales exigen menos mantenimiento que sus antecesores. Algo similar pasaba con los transformadores de medida que eran aparatos enormes, construidos con materiales de aislamiento, cobre y hierro.

Con el desarrollo de nuevas tecnologías se logró aumentar la capacidad, disponibilidad, así como reducir el mantenimiento. También las nuevas soluciones redujeron el tamaño físico de los elementos de potencia. Un ejemplo sería la tecnología desarrollada por la empresa ABB, en la década de 1960 creando la estación aislada en gas (GIS por sus siglas en inglés) en lugar de utilizar equipos de potencia con aislación en aire (AIS).

La digitalización es el siguiente paso en la evolución de las subestaciones eléctricas. Las subestaciones tradicionales siempre han confiado en los cables de cobre que conectan equipos primarios como interruptores, transformadores convencionales de corriente y tensión con los relés de protección. Pero las tecnologías digitales, las comunicaciones y los estándares están impulsando la evolución de algo nuevo, las Subestaciones Digitales.

La Subestación Digital es una herramienta esencial para aumentar la productividad y confiabilidad de la red, así como reducir el costo global de la subestación. Las Subestaciones Digitales eliminan la última conexión eléctrica entre el equipo de alta tensión y los paneles de protección y control, creando un entorno de trabajo más seguro, a la vez que reducen los costos de construcción, espacio físico, ingeniería de detalle, puesta en marcha, operación y mantenimiento del sistema.

Ha habido diferentes impulsos por parte de empresas, de avanzar en soluciones digitales desde finales del siglo XX, pero todas las soluciones eran parciales, propietarias y sin opciones de integración. A pesar de que el concepto ha evolucionado desde entonces, los principios básicos siguen siendo los mismos, sustituir los sensores de corriente y tensión pesados y voluminosos por sensores pequeños e integrados y sustituir los cables de señalización de cobre por buses de comunicación de fibra óptica.

Dependiendo de la denominación o etapa de digitalización de una subestación, en América Latina se han ido implementando soluciones digitales como fue en el año 2015 la nueva subestación digital 138/24 kV “Zulia 8”, o en el año 2018 la primera subestación 100% Digital suministrada por ABB, ubicada en la ciudad norteña de Juazeiro.

Con el avance de la tecnología y la necesidad de unificar criterios para la comunicación entre los equipos que integran una subestación eléctrica nace la norma IEC 61850. Esta norma define la arquitectura y protocolos de comunicación para estandarizar las soluciones de automatización de una Subestación Digital.

En base al nacimiento de la norma IEC 61850 varios países han ido reglamentando la creación de una Subestación Digital, es el caso de Chile que a través de la Comisión Nacional de Energía comenzó un trabajo normativo el año 2018 relacionado con el diseño de las instalaciones de transmisión, titulado Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.

Dentro de los distintos tópicos que se incorporan en este nuevo Anexo Técnico se encuentran, por ejemplo, cómo se debe desarrollar e implementar la compatibilidad tecnológica de las instalaciones.

En este último punto es donde un mayor nivel de comunicación es relevante, por lo que la digitalización representa el siguiente paso en la evolución de las subestaciones eléctricas, de esta manera se aumenta la seguridad, productividad y confiabilidad de los operadores de la red.

En ese sentido, el estándar internacional IEC 61850 y sus apartados son los documentos base para la implementación de las subestaciones digitales. En particular, el Anexo Técnico establece el uso y las exigencias de diseño para las Unidades Concentradoras o Merging Units (MU), equipo utilizado para la conversión análogo–digital de las señales, las cuales deberán estar instaladas ubicadas en la playa de maniobra, de manera tal de minimizar la longitud del cableado a la referida unidad. De la misma forma, cada MU deberá transmitir la información hacia los Dispositivos Electrónicos Inteligentes o Intelligent Electronic Devices (IED's), de acuerdo con el protocolo del estándar IEC 61850-9-2 e IEC 61850-8-1, a través de un bus de procesos. El soporte para dicho bus de proceso deberá estar contenido dentro de una red de comunicaciones Ethernet de alta disponibilidad, basados en la norma IEC 62439.

Respecto de los equipos de potencia convencionales, la recomendación es que cada núcleo secundario de los Transformadores de Corriente deberá conectarse a una MU dedicada. Algo similar para los Transformadores de Potencia. En el caso de utilizar Transformadores de No Convencionales o Non Conventional Instrument Transformers (NCIT), éstos se podrán conectar directamente en los IED's, sin necesidad de conectarse previamente a la MU, siempre y cuando estos cuenten con una salida de datos para un bus de proceso de acuerdo con los estándares IEC 61850-9-2 y/o IEC 61850-8-1.

El diseño de las subestaciones digitales deberá realizarse considerando la posibilidad de utilizar equipamiento de distintos fabricantes, de acuerdo con el estándar IEC 61850 vigente y sus requisitos

de interoperabilidad. Para ello, la subestación digital deberá ser diseñada de manera que el diseño inicial no condicione la elección de un proveedor.

En Uruguay no existe una normativa clara al respecto para la creación de Subestaciones Digitales. Hoy en día Uruguay cuenta con 10 subestaciones de 500 kV y un centenar de estaciones de 150 kV (referimos la tensión al mayor nivel de tensión de la subestación), en ambos casos son AIS o GIS convencionales o híbridas. Cabe destacar que en la mayoría de las subestaciones se ha implementado el estándar hasta el nivel de bus de estación y recientemente se ha realizado el análisis de la solución del bus de proceso.

En la imagen 5, se esquematiza las 3 etapas genéricas y globales que ha tenido la evolución tecnológica dentro de una subestación.

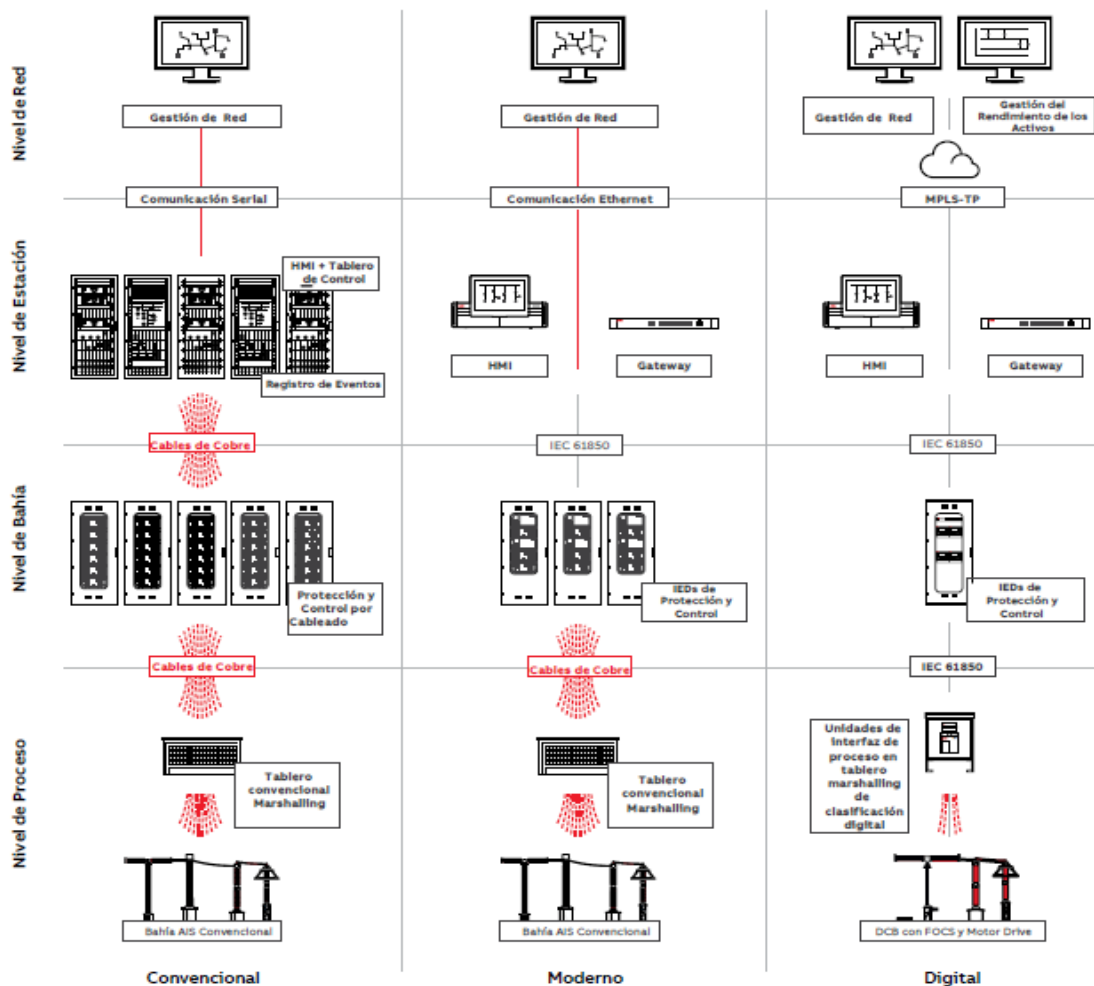


Imagen 5 - Evolución de la Subestación

En el primer sector vertical (llamado Convencional), se aprecia que, desde los equipos de potencia se cablean las señales y medidas a los paneles que se encuentran en la propia playa de maniobra (Nivel

de Proceso), y de dichos paneles se vuelven a cablear todas las señales hacia los paneles de Protección y Control que se encuentran en el edificio de la estación (Nivel de Bahía).

En la imagen 6 se muestra un esquema muy simplificado de las interconexiones entre los equipos de potencia y los sistemas de protección y control utilizados particularmente en UTE.

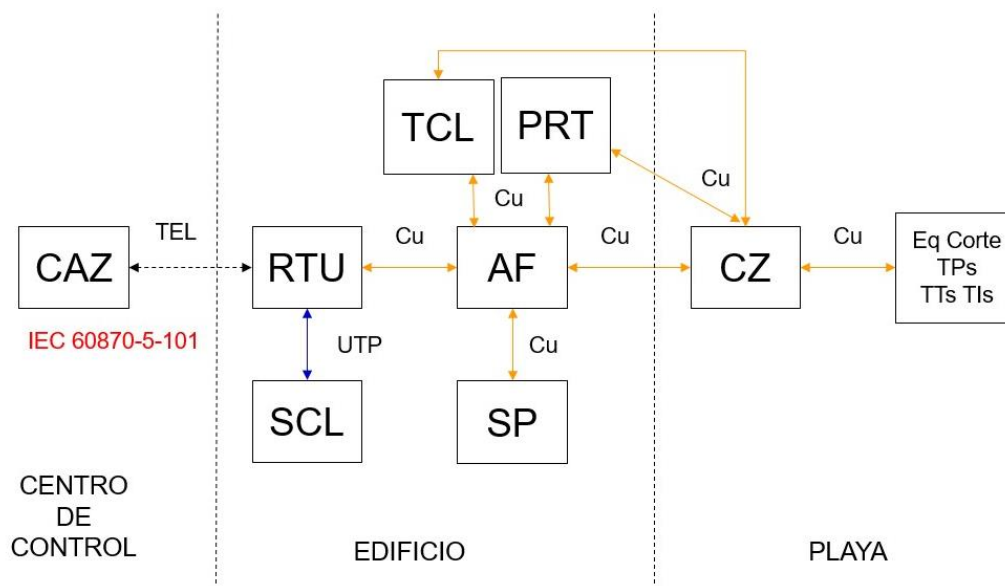


Imagen 6 - Esquema simplificado de las interconexiones (primera etapa)

Viendo la infraestructura utilizada por UTE, se puede apreciar que los equipos de potencia (equipos de corte, transformadores de corriente (TIs), transformadores de tensión (TTs), etc.) de una o varias secciones, se cablean mediante cobre a un Cofre Zonal (CZ) que se encuentra ubicado en la “Playa de maniobra”. Desde dicho CZ se cablean todas las señales a un panel centralizador ubicado en el edificio, denominado Armario Frontera (AF). A partir del panel centralizador en el edificio, se cablean las señales de Protección a los paneles de los Sistemas de Protección (SP), y las señales de control a un equipo centralizador llamado RTU (*Remote Terminal Unit*). La RTU es quien digitaliza la información y la envía al Centro de Control (CAZ) vía un protocolo de comunicaciones abierto.

Es importante destacar que, en esta configuración inicial, las subestaciones contaban con personal de operación fijo y permanente, quienes actuaban sobre las perillas y/o equipos para responder ante las situaciones que aparecían.

En la segunda etapa evolutiva (denominada Moderna), imagen 7, se eliminan los paneles locales para el control de la subestación incorporando sistemas de mando - SCADA (representado como HMI y *Gateway*) con el propósito de centralizar la información de la subestación y enviarla a un centro de control remoto donde se ejecutaban las tareas de operación. Este cambio tuvo un fuerte impacto en el

personal que se encontraba en las subestaciones ya que, dicho cambio tecnológico eliminó las tareas de operación local. Actualmente en Transmisión de UTE no hay ninguna subestación a nivel de 150 kV que cuente con personal fijo y permanente.

En esta etapa, se implementa la comunicación horizontal de los sistemas, específicamente mediante el protocolo GOOSE de la norma 61850. Mediante esta comunicación, se simula el envío de señales cableadas de un equipo al otro. Esta comunicación recibe el nombre de Bus de Estación, y utiliza una red de fibra óptica de alta velocidad e inmune a ruidos electromagnéticos con una alta tolerancia a fallas.

En la imagen 7 se muestran esquemas muy simplificados de las interconexiones entre los equipos de potencia y los sistemas de Protección y Control utilizados particularmente en UTE.

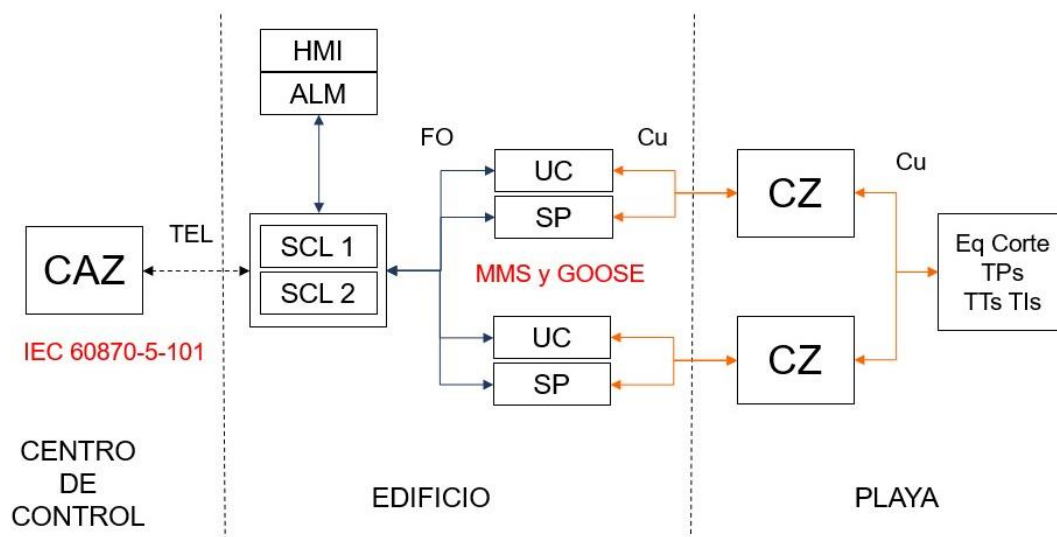


Imagen 7 - Esquema simplificado de las interconexiones (segunda etapa)

Viendo la infraestructura utilizada por UTE, se visualiza el cableado mediante cobre desde la “Playa” al “Edificio” es prácticamente el mismo, salvo que en vez de cablear hacia un único Armario Frontera (AF), se cablean desde él o los Cofre de Zona (CZ) hacia los diferentes paneles de Control y/o Protección. A partir de que la información llega a los equipos de Control y Protección, los datos se digitalizan y, además de enviarlos hacia el Centro de Control (CAZ), también permite que los mismos se puedan compartir con el resto de las unidades de Control y Protección (como ser de otras secciones) sin necesidad de tener el cableado mediante el uso de cobre.

La tercera etapa evolutiva (denominada Digital), se procura digitalizar el cableado desde el equipo de potencia hasta los sistemas de Protección y Control. La variante se puede dar en que, si los equipos son realmente compatibles con la norma IEC 61850, entonces, directamente se conectan a la red



(llamada red de proceso), por el contrario, si son equipos convencionales, se cablea por cobre hasta unos equipos (cerca) que digitalizan los datos.

En la imagen 8 se muestran esquemas muy simplificados de las interconexiones entre los equipos de potencia y los sistemas de Protección y Control utilizados particularmente en UTE.

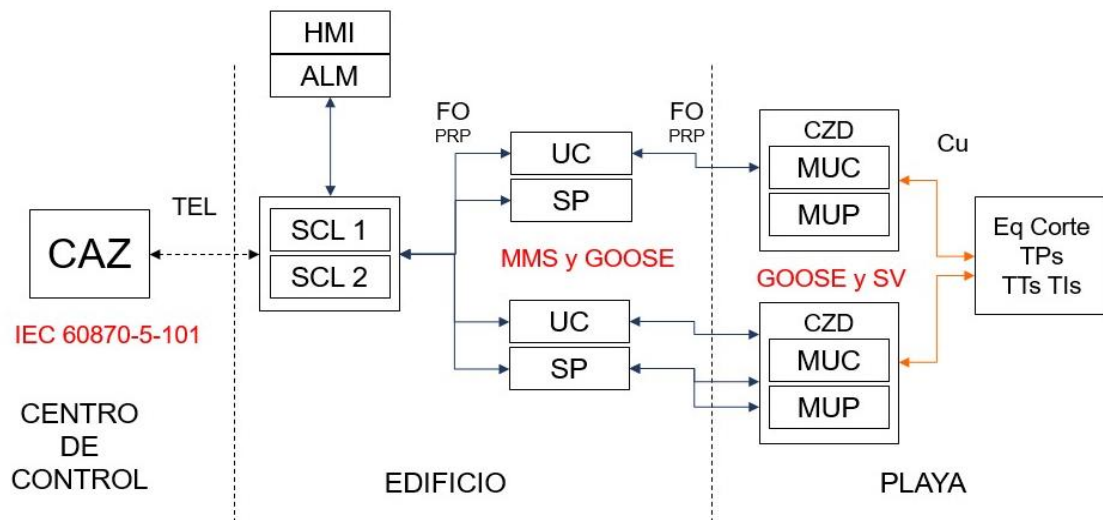


Imagen 8 - Esquema simplificado de las interconexiones (tercera etapa)

Analizando la infraestructura propuesta como alternativa por UTE, se constata que la idea es contar con un Cofre Zona Digital (CZD) que alberga equipos inteligentes de Control y Protección que digitalizan la información y la envían hacia los equipos específicos de Control y Protección en la sala de mando. Desde los CZD se cablea una red de fibra óptica hacia los equipos de Control (UC) y hacia los equipos de Protección (SP).

La red de fibra óptica para implementar el bus de proceso tiene muchos requerimientos técnicos, que terminan haciendo que la red sea una red con alta tolerancia a fallas (manejo del protocolo *PRP - Parallel Redundancy Protocol*)

Para que los sistemas de Protección puedan funcionar correctamente, las muestras de los valores de las corrientes y tensiones (*SampledValue*) deben estar perfectamente sincronizadas para poder reconstruir adecuadamente las señales en el equipo que las recibe (de corriente y tensión). Las MUP o MUC (*Merging Unit*) son las encargadas de enviar las señales con la calidad necesaria para que el Sistema de Protección pueda actuar sin errores.

**El estudio que se está analizando aplica a la etapa 3 del último esquema planteado (imagen 8).**

### 3 DESARROLLO DEL ANÁLISIS REALIZADO

#### 3.1 OBJETIVO

El objetivo del estudio es realizar un primer análisis, y comparar dos posibles alternativas de inversión de los sistemas de Protección y Control, que pueden ser utilizadas al incorporar una nueva sección de potencia dentro de una subestación, considerando las perspectivas tecnológicas, culturales y principalmente económicas.

De acuerdo a lo ya explicitado en el punto 2.2, este estudio es fundamental para UTE ya que se encuentra en el proceso de definir los criterios a utilizar al instalar la nueva tecnología.

#### 3.2 ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍA UTILIZADA

El estudio comparativo se iniciará bajo suposición de que las instalaciones no presentan problemas de espacio físico en la sala de mando para incorporar los paneles de protección y control. Tampoco tendría problemas para incorporar los nuevos cables de cobre en los canales existentes (entre la playa y la sala de mando).

Las alternativas a analizar son las siguientes:

- a. **Situación tradicional:** analizar las inversiones asociadas para la ampliación de una sección de línea, basado en la tecnología utilizada actualmente.
- b. **Incorporación de la tecnología digital:** se analizarán las inversiones asociadas que tiene la incorporación de equipos digitales y los beneficios asociados que tiene la digitalización.

Para realizar el análisis comparativo de las inversiones y los costos de mantenimiento asociados, vamos a focalizarnos en la incorporación de un tipo específico de sección de potencia. El tipo seleccionado para el estudio es la incorporación de una sección de línea.

##### 3.2.1 Selección del tipo de sección a considerar en el estudio

Para realizar el estudio de la incorporación de una nueva sección es necesario conocer cuáles son las posibles secciones que pueden ser incorporadas en una estación existente.

En la imagen 9, se muestra un diagrama esquemático de una estación eléctrica de 150 kV. En dicho diagrama se pueden visualizar diferentes secciones eléctricas que están identificadas con letras (de la A a la E):

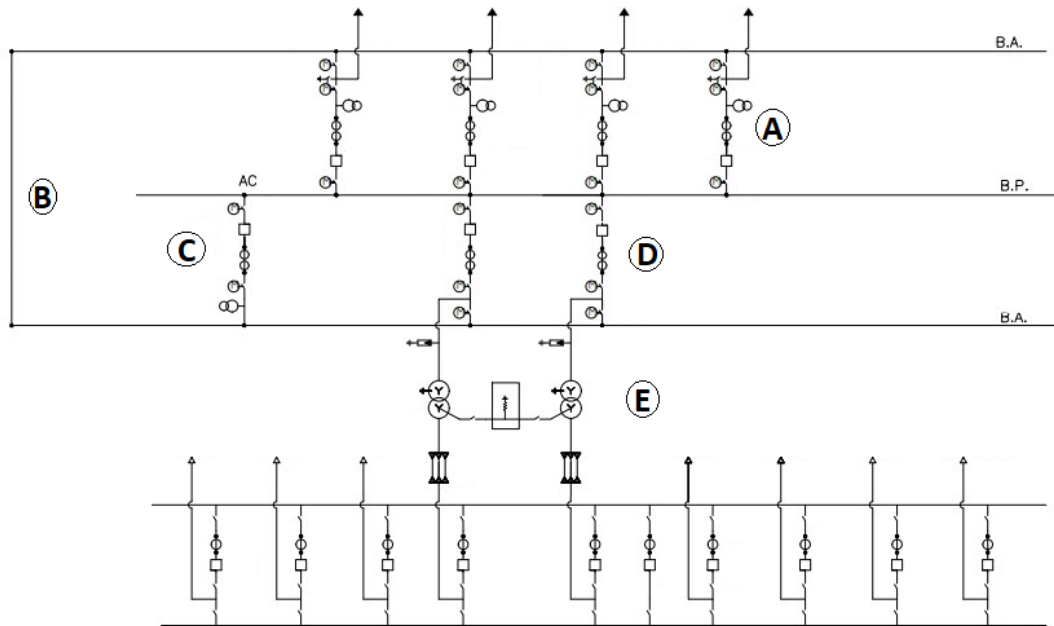


Imagen 9 - Diagrama esquemático de una estación eléctrica de 150 kV

Las distintas secciones que se pueden enumerar como:

- Secciones de Línea en 150 Kv (A)
- Secciones de Barra en 150 kV (B)
- Secciones de Acoplador en 150 kV (C)
- Secciones de Transformador en 150 kV (D)
- Transformador (E)
- Secciones de Transformador en 30 kV
- Resistencia de neutros en 30 kV
- Secciones de Barras en 30 kV
- Salidas y acoplador en 30 kV

Las secciones relacionadas con una tensión de 30 kV no se consideran para este análisis ya que se montan e instalan dentro del propio edificio de la estación.

Para el estudio comparativo se elige la **sección de línea**, por ser la sección más comúnmente incorporada o renovada dentro de una estación de Trasmisión.

### 3.3 ANÁLISIS COMPARATIVO

#### 3.3.1 Análisis del comparativo

Como fue considerado en el apartado anterior, de las posibles secciones que se incorporan a una estación de Trasmisión, se escogió la sección de Línea, y para dicha sección es que se presenta el análisis comparativo.

Se van a analizar las inversiones atribuibles a cada una de las dos alternativas de solución (Tradicional y Digital).

##### 3.3.1.1 Alternativa Tradicional

Para el análisis de esta solución debemos considerar las inversiones, los aumentos en las ventas y los costos asociados al mantenimiento.

Cabe recordar que, para implementar la alternativa Tradicional de los sistemas de Protección y Control, es necesario establecer una comunicación entre estos equipos ubicados en la sala de mando y los equipos de potencia que se encuentran en la playa de maniobra.

**En la solución tradicional**, los equipos de potencia que se encuentran en la playa de maniobra se cablean mediante cables de cobre a un cofre centralizador (CZ) montado muy cerca de dicha sección de línea.



Imagen 10 - Secciones de la playa de maniobra



Imagen 11 - Cofre de zona

Desde el Cofre de zona (CZ) se cablean todas las señales a los paneles que se encuentran en la sala de mando. A continuación, se detalla la distribución de la inversión de los diferentes componentes incluidos en la solución tradicional para una sección de línea:

<b>Objeto</b>	<b>Inversión (U\$\$/sección de línea)</b>
Cofre de Zona	2.300
Cables de cobre	19.643
Panel de Protección	9.500
Equipos de Protección (2 equipos)	10.600
Panel de Control (*)	10.700
Equipo de Control	7.500
Red de datos	1.000
<b>TOTAL</b>	<b>61.243</b>

Tabla 1 - Inversión de componentes en la solución tradicional

Dado que el material cables de cobre tiene un rol importante, se detalle las cantidad y tipos de cables requerido para realizar el cableado de cobre desde el cofre de zona a los paneles en sala de mando. Cabe aclarar que la tabla 2 corresponde a la explicación del valor del Objeto “Cables de cobre” de la Tabla 1:

<b>Cotización 2022 (\$U/U\$S): 41</b>				
<b>Tipo de Cable</b>	<b>Cantidad requerida (m)</b>	<b>Unitario (\$U)</b>	<b>Unitario (U\$S)</b>	<b>Total (U\$S)</b>
12x1,5 mm <sup>2</sup>	600	246	6	3.600,00
2x2,5 mm <sup>2</sup>	250	54,53	1,33	332,50
2x4 mm <sup>2</sup>	60	92,25	2,25	135,00
4x10 mm <sup>2</sup>	210	403,44	9,84	2.066,40
4x4 mm <sup>2</sup>	1470	188,19	4,59	6.747,30
4x6 mm <sup>2</sup>	840	233,7	5,7	4.788,00
6x6 mm <sup>2</sup>	90	367,77	8,97	807,30
7x1,5 mm <sup>2</sup>	360	132,84	3,24	1.166,40
				<b>19.642,90</b>

Tabla 2 - Cableado desde CZ a paneles

Con la incorporación de una nueva sección de Línea, se determinó con los especialistas de UTE, que tanto el incremento de venta de energía (facturación) o el costo de mantenimiento asociado, es independiente a la solución implementada en los sistemas de Protección y Control.

### 3.3.1.2 Alternativa Digital

Al evaluar la alternativa digital, realizamos un análisis de las inversiones necesarias para implementar una nueva sección de Línea, así como los incrementos de las ventas de energía y la incorporación de gastos de mantenimiento.

**La solución digital** completa para implementar una nueva sección de línea, instalando un cofre de zona digital en lugar del cofre zona, y llevando las señales mediante una red de fibra óptica hacia la sala de mando, prevé la siguiente asignación:

<b>Objeto</b>	<b>Inversión(U\$S)</b>
Cofre de Zona línea	4.100
Equipo digitalizador para Control (MUC)	4.000
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	6.000
Cofre de Zona Barra 150 kV	4.100
Equipo digitalizador para Control (MUC)	4.000
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	6.000
Panel de Protección (* 2)	7.000
Equipos de Protección (2 equipos)	10.600
Panel de Control (** 4)	5.500
Equipo de Control	5.000
<b>Red de datos</b>	
ODF Exterior (** 16)	8.000
Jumper entre ODF (** 8CZD)	2.000
Jumper al CZD y módulos accesorios	2.300
Switch PRP Red A (** 4)	3.000
Switch PRP Red B (** 4)	3.000
Reloj sincronización horaria (***)	10.000
<b>Total</b>	<b>84.600</b>

Tabla 3 - Inversión de componente en la solución digital

### 3.3.1.3 Resumen comparativo de las alternativas

A continuación, se presenta el total de las inversiones a realizar por incorporar una nueva sección de línea para cada una de las alternativas:

- Solución Tradicional: **U\$S 61.243**
- Solución Digital: **U\$S 84.600**

Luego de analizar el incremento de venta de energía por incrementar una sección de Línea, se determina que el mismo, es independiente a la alternativa elegida para implantar la solución del sistema de Protección y Control, y por tal motivo no es un elemento para la toma de decisión sobre el sistema de Protección y Control.

En relación a los costos de mantenimiento que se ven introducidos por la incorporación de la nueva sección de Línea, los mismos están vinculados a mantener los equipos de potencia y no al sistema de Protección y Control.

Tomando en cuenta solo las inversiones necesarias para incorporar una sección de Línea, y de acuerdo a los resultados obtenidos, la erogación por la solución tradicional sería menor.

#### 3.3.1.4 Inversión prorrateada para la alternativa tradicional

Dado que, algunos paneles pueden ser utilizados para varias secciones, se prorratea la inversión de dichos paneles entre la cantidad de posibles secciones que pueden contener, a efectos de conocer la inversión individual de cada sección.

A efectos del análisis, continuamos considerando la incorporación de nuevas secciones de Línea en la estación de UTE.

Tomando como base la inversión en la solución tradicional, analizamos los diferentes activos para determinar cuáles de ellos son compartidos entre varias secciones de Línea.

El panel de Control está diseñado para montar hasta 3 equipos de control. En el caso de las secciones de línea, se utiliza un equipo de control por línea, por lo que un Panel de Control, soporta hasta 3 secciones de líneas. La tabla 4 detalla la inversión ponderada que tendría el panel de control por cada sección de línea. Al soportar hasta 3 líneas se divide entre 3 su desembolso inicial.

<b>Objeto</b>	<b>Inversión(U\$S)</b>
Panel de Control tradicional (3 secciones)	10.700
Costo ponderado para 1 sección	3.567

Tabla 4 - Inversión prorrateada Panel Control tradicional

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, en la tabla 5 se detalla a inversión total prorrateada para la alternativa tradicional:



Objeto	Inversión (U\$S)
Cofre de Zona	2.300
Cables de cobre	19.643
Panel de Protección	9.500
Equipos de Protección (2 equipos)	10.600
Panel de Control (*)	3.567
Equipo de Control	7.500
Red de datos	1.000
<b>TOTAL</b>	<b>54.110</b>

Tabla 5 - Inversión prorrateado solución tradicional

### 3.3.1.5 Inversión prorrateada para la alternativa digital

Para analizar la solución digital, se analizan aquellos activos que van a ser utilizados para varias secciones, y por lo que la inversión individual se ve afectada:

- Cofre de Zona Barra digital 150 kV: Este panel sirve para todas las secciones de línea que se instalen en la estación, así como también para el caso que se requiera instalar un acoplador de barra. Tomando como base una estación promedio, se considera que la cantidad de secciones que pueden usar este equipamiento serían de 6 secciones. Para el cálculo se divide entre 6 su desembolso inicial.

Objeto	Inversión(U\$S)
Cofre de Zona Barra 150 kV	4.100
Equipo digitalizador para Control (MUC)	4.000
Equipo digitalizador para Protección (MUP)	6.000
Total para 6 secciones promedio	14.100
<b>Total ponderado por sección</b>	<b>2.350</b>

Tabla 6 - Inversión prorrateado CZBD

- Panel de Protección: Al eliminar un conjunto de equipos auxiliares relacionados al cableado físico de las señales, un nuevo panel diseñado para solución digital permitirá contener hasta 4 equipos de protección, y como para cada sección de línea se utilizan 2 equipos, el panel de protección potencialmente permite instalar un máximo de 2 secciones de línea. Para el cálculo se divide entre 2 su desembolso inicial.

Objeto	Inversión(U\$S)
Panel de Protección	7.000
Total para 2 secciones línea	7.000
<b>Total ponderado por sección</b>	<b>3.500</b>

Tabla 7 - Inversión prorrateado Panel Protección Digital

- Panel de Control: Al eliminar un conjunto de equipos auxiliares relacionados al cableado físico de las señales, un nuevo panel diseñado para solución digital permitirá contener hasta 4 equipos de control, y como para cada sección de línea se utilizan 1 solo equipo, el panel de control potencialmente permite instalar un máximo de 4 secciones de línea. Para el cálculo se divide entre 4 su desembolso inicial.

Objeto	Inversión(U\$S)
Panel de Control	5.500
Total para 4 secciones línea	5.500
<b>Total ponderado por sección</b>	<b>1.375</b>

Tabla 8 - Inversión prorrateado Panel Control Digital

- ODF Exterior: Este panel permite concentrar un flujo grande de fibras ópticas con el fin de dar confiabilidad a la solución de fibras ópticas fusionadas. Este nuevo panel diseñado permitirá contener hasta 12 secciones potenciales. Para el cálculo se divide entre 12 su desembolso inicial.

Objeto	Inversión(U\$S)
ODF Exterior	8.000
Total para 12 secciones línea	8.000
<b>Total ponderado por sección</b>	<b>666</b>

Tabla 9 - Inversión prorrateado ODF Exterior

Cómo se utilizan fibras con redundancia,

Objeto	Inversión(U\$\$)
Jumper entre ODF	2.000
Total para 6 secciones línea	2.000
<b>Total ponderado por sección</b>	<b>333</b>

Tabla 10 - Inversión prorrateado Jumper entre ODF

- Switches PRP: Los equipos de comunicaciones dan soporte a la red de datos PRP que soportan por la cantidad de conexiones de fibra óptica hasta un máximo de 4 secciones. Para el cálculo se divide entre 4 su desembolso inicial.

Objeto	Inversión(U\$\$)
Switches PRP (Red A y Red B)	6.000
Total para 4 secciones línea	6.000
<b>Total ponderado por sección</b>	<b>1.500</b>

Tabla 11 - Inversión prorrateado Switches PRP

- Reloj sincronización horaria: Este equipo es necesario para brindar a toda la red (MUC, MUP, equipo de control y equipo de protección) una calidad de hora que permita que la solución digital sea viable. A pesar que este equipo es único en la estación, y para lograr un costo ponderado, se asume una cantidad de secciones promedio de 8 secciones. Para el cálculo se divide entre 8 su desembolso inicial.

Objeto	Inversión(U\$\$)
Reloj sincronización horaria	10.000
Total para 8 secciones línea	10.000
<b>Total ponderado por sección</b>	<b>1.250</b>

Tabla 12 - Inversión prorrateado Reloj sincronización

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, en la tabla 13 se detalla la inversión total prorrateada para una sección de línea al implementar la alternativa digital:

<b>Objeto</b>	<b>Inversión ponderada (U\$S)</b>
Cofre de Zona línea	4.100
Equipo digitalizador para Control (MUC)	4.000
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	6.000
Cofre de Zona Barra 150 kV con MUC y MUPs	2.350
Panel de Protección	3.500
Equipos de Protección (2 equipos)	10.600
Panel de Control	1.375
Equipo de Control	5.000
<b>Red de datos</b>	
ODF Exterior	3.567
Jumper entre ODF	333
Jumper al CZD y módulos accesorios	2.300
Switch PRP Red A y Red B	1.500
Reloj sincronización horaria (***)	1.250
<b>Total</b>	<b>45.875</b>

Tabla 13 - Inversión prorrateada para una sección de línea digital

### 3.3.1.6 Resumen comparativo de las alternativas prorrateadas

En base al análisis presentado, la inversión ponderada para las distintas alternativas del sistema de Protección y Control, tenemos que:

- Solución Tradicional: **U\$S 54.110**
- Solución Digital: **U\$S 45.875**

El siguiente gráfico (imagen 12) compara las inversiones parciales de ambas soluciones dependiendo la cantidad de secciones nuevas.

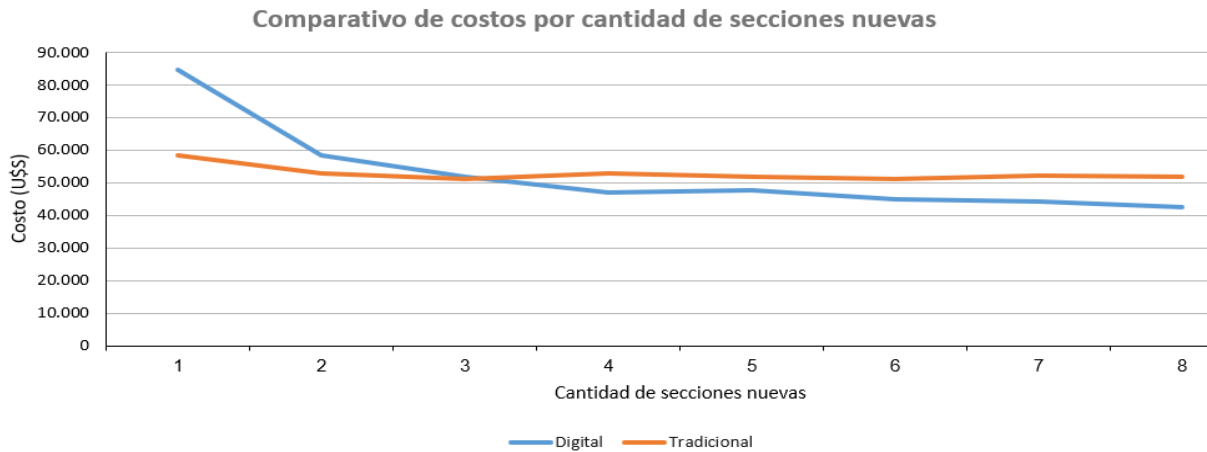


Imagen 12 - Comparativa de las inversiones por cantidad de secciones nuevas

El gráfico a continuación representa la inversión acumulada tomando en cuenta la inversión prorrateada.

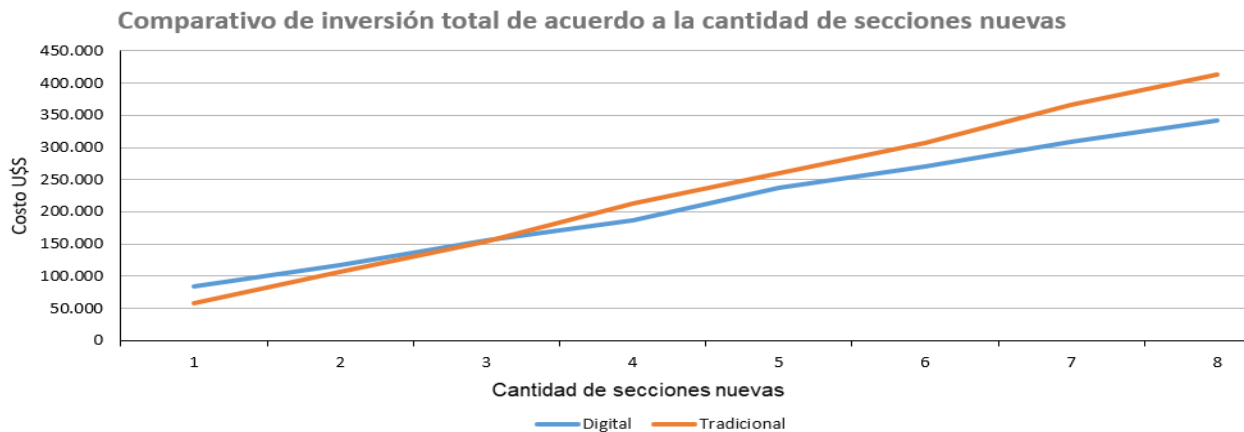


Imagen 13 - inversión total de acuerdo con la cantidad de secciones nuevas

Los datos utilizados para ambas representaciones se encuentran en el Anexo 2.

Comentarios de acuerdo con la comparación de alternativas en primera instancia:

Si bien la inversión inicial para una sección de línea, en la solución digital, es notoriamente mayor a la solución tradicional, se puede observar que, a mayor necesidad de secciones, bajo este formato, la digital se vuelve la alternativa más barata dado la cantidad de secciones que pueden soportar los objetos que la componen, teniendo por punto de inflexión en la cantidad de 4 secciones.

Esto nos lleva a considerar esta alternativa como la más rentable a largo plazo, contemplando que surja la necesidad de nuevas secciones dentro de la misma estación.

Otro factor importante es el aumento del costo del cobre a largo plazo, de acuerdo con empresas del sector consultadas, la variación entre el 2020 y el 2021 tuvo un aumento de un 40% aproximadamente. Esto nos da una clara señal de lo mucho que puede aumentar una solución frente a la otra considerando el peso relativo de este material en la alternativa tradicional.

### 3.4 EFECTOS DEL PROCESO DE TRANSICIÓN

Dentro de la estación eléctrica, todas las diferentes secciones se comunican para poder brindar una solución sistémica. Esto significa que, a pesar de poner una nueva sección con un formato digital, es necesario que esa sección se comunique con otras secciones tradicionales mediante cableado de cobre.

Esta restricción de la realidad, mientras no sea toda la estación digital, obliga a disponer en los paneles y equipos de control y protección, un conjunto de componentes físicos (bornes, relés auxiliares, etc.) de igual forma que se tenían en la solución tradicional.

Los equipos que no pueden aprovecharse al máximo en este transitorio son:

- Panel de Control: Soportaría hasta 3 secciones
- Equipo de Control: Se mantiene el costo del equipo tradicional
- Panel de Protección: Soportaría solo 1 sección
- Equipo de Protección: Se mantiene el costo del equipo tradicional

Dando una inversión ponderada para una sección de línea:

<b>Objeto</b>	<b>Inversión ponderada (U\$S)</b>
Cofre de Zona línea	4.100
Equipo digitalizador para Control (MUC)	4.000
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	6.000
Cofre de Zona Barra 150 kV con MUC y MUPs	2.350
Panel de Protección	9.500
Equipos de Protección (2 equipos)	10.600
Panel de Control	3.567
Equipo de Control	7.500
<b>Red de datos</b>	
ODF Exterior	3.567
Jumper entre ODF	333
Jumper al CZD y módulos accesorios	2.300
Switch PRP Red A y Red B	1.500
Reloj sincronización horaria (***)	1.250
<b>Total</b>	<b>56.567</b>

Tabla 14 - Solución Digital ponderada con los efectos de la transición

A continuación, se indican las inversiones ponderadas de la solución tradicional vs la inversión ponderada de la solución digital considerando el efecto de la transición:

- Solución Tradicional: **U\$S 54.110**
- Solución Digital: **U\$S 56.567**

### 3.5 ANÁLISIS DE OTRAS INVERSIONES ASOCIADAS

Al realizar el análisis del problema, encontramos un conjunto de aspectos que pueden impactar en la decisión sobre cuál alternativa es más conveniente. Estos aspectos surgen de la interacción con especialistas y gerentes de la empresa.

A continuación, se describen brevemente los principales aspectos encontrados.

#### 3.5.1 Dificultad de espacio físico

El anterior análisis considera que no hay restricciones físicas en las estaciones, las comparaciones de las inversiones no evaluaban la necesidad de inversión asociados a cambios edilicios o civiles.

La realidad en la cual se encuentra Trasmisión de UTE, al igual que en la mayoría de las empresas Trasmisoras, es que el espacio dentro del edificio, así como de los canales de cables están saturados, y fuerza a una toma de decisión a futuro.

A continuación, se presentan información y valores actuales para:

- Área Edificio estándar 150 kV Con celdas en 30 kV 430 m<sup>2</sup>
- Área Edificio estándar AIS 150 kV Sin celdas en 30 kV 287 m<sup>2</sup>
- Inversión en m<sup>2</sup> del edificio **U\$S 1.700**
- El área de playa de Maniobra (una isla BP/BA) ocupa unos 2060m<sup>2</sup>.
- Promedio del precio por m<sup>2</sup> de canal (\$U 14.573) **U\$S 365**

Estos precios no fueron considerados para el análisis anteriormente expuesto, y pueden quedar para un análisis individualizado para cada una de las estaciones de Trasmisión.

Estos incrementos en las inversiones impactan negativamente en la alternativa tradicional ya que en alternativa requiere mayor espacio físico para montar todo el cableado de cobre requerido para las nuevas secciones.

#### 3.5.2 Robos de cables

Una de las inversiones importantes en la solución tradicional es la necesidad de cables de cobre para transmitir las señales entre los equipos de potencia y los sistemas de Protección y Control.

Lamentablemente, los cables de cobre en las estaciones de Trasmisión son objeto de robos para su posterior venta ilegal. Este tipo de robo no solo afecta económicamente por la necesidad de reponer los correspondientes cables robados, sino que también tiene un efecto negativo en tener indisponible



la sección de potencia afectando directamente a la venta de energía y la imagen de la empresa al haber corte de servicio a los clientes.

Con la alternativa digital, y al usar solo fibra óptica, este tipo de hechos delictivos deberían tender a la baja.

El efecto del robo de cables no es considerado en el presente estudio comparativo.

### 3.5.3 Confianza en una solución digital

La confianza o desconfianza en la solución digital no es fácil de cuantificar. La ventaja de la alternativa digital es contar con la posibilidad de una gestión más detallada de la solución lo que puede beneficiar en encontrar los potenciales problemas antes que ocurran.

También puede permitir encontrar en el momento de un corte de energía, la causa del problema, con la consecuente restauración del sistema eléctrico, y el reinicio de la venta de energía, sin embargo, si la alternativa digital no funciona apropiadamente bien, puede surgir cortes de energía innecesarios, provocando una disminución en la venta, así como rotura de algún equipo de potencia.

Estas consideraciones no pueden ser valoradas ya que la empresa (y el mercado en general) aún no cuenta con la experiencia suficiente como para medir la eficiencia de estos sistemas basado en digitalización de las señales y medidas utilizando la norma IEC 61850.

### 3.5.4 Restricciones culturales

La mayoría del personal de mantenimiento de las estaciones de Transmisión, son personas que fueron formadas con procedimientos para interpretar planos eléctricos, revisar cableados y equipos.

Al migrar a la alternativa digital, los procedimientos y herramientas que se usan para el mantenimiento van a cambiar. Para muchas personas de mantenimiento el cambio puede ser fácil y motivador, pero para otro grupo de personas (generalmente con edad más avanzada), el cambio no solo puede ser muy difícil de absorber, sino que también pueden impedir realizar los cambios.

El incremento en los costos de capacitación y de readecuación de los procedimientos de trabajo del personal de mantenimiento no fueron parte del alcance del presente trabajo.

### 3.5.5 Inversión y costo en la Ciberseguridad

Ante la posibilidad de implementar la alternativa digital surge la inquietud de si el sistema fuera potencialmente vulnerable a ataques cibernéticos.

El tener la posibilidad de una gestión remota y centralizada de la alternativa digital, pone en riesgo que se produzcan accesos remotos no autorizados.

Las inversiones necesarias para disponer de una infraestructura de ciber seguridad necesaria para proteger a la empresa de ataques cibernéticos, así como el incremento en el costo de mantenimiento, no forman parte del alcance de este trabajo.

### 3.5.6 Variación del precio del Cobre en el mercado

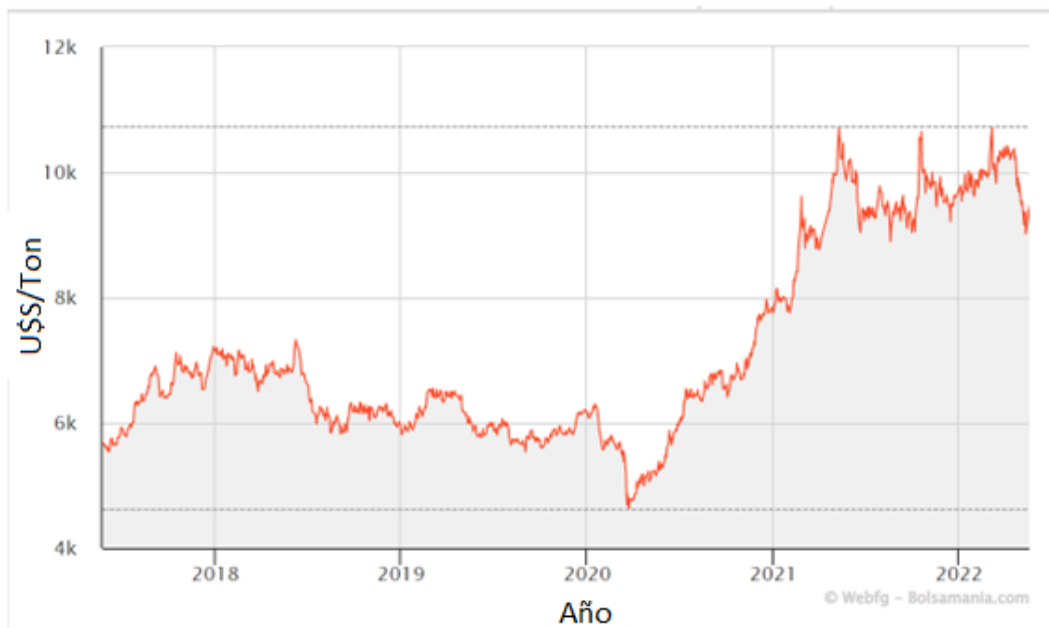


Imagen 14 - Evolución del cobre en el mercado

## 4 ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES

### 4.1 CÁLCULO DEL VALOR PRESENTE

Para el análisis de las inversiones proyectadas se tomó como referencia la subestación MVA, la cual va a estar actualizando los equipos de las secciones existentes.

Se realizó un análisis comparativo de las inversiones necesarias a realizar en el período de los próximos 4 años hasta renovar todos los equipos de la subestación, ya que, finalizadas estas erogaciones, no se vuelven a cambiar las secciones en un período de 10 a 15 años.

En un estudio de costos de primera instancia, llegamos a la conclusión de que es favorable implementar equipos digitales cuando se supera determinada cantidad de secciones. De todas maneras, entendemos que es importante visualizarlo en un caso actual, dónde se van a iniciar reformas.

Es importante destacar que, en este caso, UTE va a cambiar equipos que llegaron al final de su vida útil por equipos nuevos, sin sumar secciones sobre las existentes. Otro factor importante a destacar es que el valor residual de los equipos que se retirarán no incide en el planteo ya que va a ser el mismo en ambos casos.

Para esto comparamos las inversiones a realizar, proyectando el aumento de costos de algunas variables que consideramos importantes, tomando como referencia el año 2022 como el momento 0.

En las tablas 15 y 16 está definida la vida útil de los principales activos de una subestación tradicional y digital, información importante en este análisis para definir si hay una reinversión en el periodo de análisis del proyecto. En este caso, la vida útil de los equipos a incorporar es superior al período en el cual se harán las inversiones por lo que sólo incidirá en la amortización de los mismos y no habrá reinversión.

Activo de una Subestación de Trasmisión Tradicional	Vida Útil Promedio (Años)
Conductores	40
Equipos de control y telecomando	10
Protecciones digitales	10
Protecciones electromecánica o electrónica	10
Comunicaciones	9
Conexionado de control	10
SCADA	10
Bienes Inmuebles (edificio)	47
Equipo computacional	3
Software	2

Tabla 15 - Vida útil activos subestación tradicional

Activo de una Subestación de Trasmisión Digital	Vida Útil Promedio (Años)
Fibra Óptica	20
Equipos digitales para control y protección	
Merging Unit XMU860	10
Merging Unit MU850	10
RTU194	10
switch Hyperion500	10
IED de protección	10
Bienes Inmuebles (edificio)	47
Equipo computacional	3
Software	2

Tabla 16 - Vida útil activos subestación digital

Se proyectan instalar 11 secciones de líneas en la subestación, según el siguiente cronograma:

Año instalación	Cantidad Secciones línea
2022	2
2023	3
2024	3
2025	3
<b>Total Secciones</b>	<b>11</b>

Tabla 17 - Cantidad de secciones de línea a instalar por año

Las tablas 18 y 19 muestran los resultados obtenidos de los flujos de efectivos netos de las secciones de línea con la tecnología tradicional y digital respectivamente. Actualizamos los flujos a un costo

promedio de capital del 7,3% de acuerdo al modelo CAPM, con los datos obtenidos por la URSEA, de balances de UTE, de República AFAP y de Bloomberg.

En primera instancia, cuando iniciamos la investigación del proyecto, se analizó determinar el Valor Presente Neto, considerando las inversiones a realizar dependiendo de cada tecnología, el incremento de ventas que podría traer el cambio a tecnología digital y el ahorro de costos asociados.

A medida que avanzamos en la investigación (basada en entrevistas con personal gerencial de UTE), se determinó que, por migrar de tecnología tradicional a digital, no incrementaría las ventas proyectadas de energía ya que, los equipos de potencia que son quienes limitan la cantidad de energía, son independientes al tipo de tecnología que se implemente para la operación de Control y Protección.

Asimismo, los costos operativos tampoco se van a ver afectados en esta primera instancia. El costo asociado a la operación de la estación se realiza de forma remota y centralizada para todas las estaciones y es independiente a la tecnología implementada en la estación para enviar la información al centro de remoto.

Otro aspecto que merece ser comentado es el costo cultural de los colaboradores que trabajan en el mantenimiento de estos equipos. Se supone que, para colaboradores más jóvenes, la solución digital es más adecuada, mientras que los colaboradores más experimentados y que tienen muchos años de trabajo con los equipos tradicionales, prefieren que esa tecnología se mantenga. De todas maneras, como estos colaboradores están principalmente enfocados en los equipos de potencia (los cuales no varían), el costo cultural, en primera instancia, no se verá afectado.

De acuerdo a los criterios antes mencionados, en el presente trabajo nos enfocamos en el análisis de la inversión y de la vida útil de los equipos y quedará para una posterior investigación lo relativo a posibles ahorros de costos y aumento de ventas que pueda provocar el cambio de tecnología.

Renovación de equipos sistema tradicional	2022	2023	2024	2025
<b>Inversión en equipos</b>				
Cofre de Zona	4.600	6.900	6.900	6.900
Cables de cobre	39.286	58.929	58.929	58.929
Panel de Protección	19.000	28.500	28.500	28.500
Equipos de Protección (2 equipos)	21.200	31.800	31.800	31.800
Panel de Control (*)	10.700	10.700	10.700	10.700
Equipo de Control	15.000	22.500	22.500	22.500
Red de datos	2.000	3.000	3.000	3.000
<b>TOTAL</b>	<b>111.786</b>	<b>162.329</b>	<b>162.329</b>	<b>162.329</b>
<b>Secciones</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Valor Actual</b>	<b>535.449</b>			

Tabla 18 – Valor Presente para la inversión con tecnología tradicional

Renovación de equipos sistema digital Inversión en equipos	2022	2023	2024	2025
Cofre de Zona línea	8.200	12.300	12.300	12.300
Equipo digitalizador para Control (MUC)	8.000	12.000	12.000	12.000
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	12.000	18.000	18.000	18.000
Cofre de Zona Barra 150 kV	4.100	-	4.100	-
Equipo digitalizador para Control (MUC)	4.000	-	4.000	-
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	6.000	-	6.000	-
Panel de Protección (* 2)	7.000	14.000	7.000	14.000
Equipos de Protección (2 equipos)	21.200	31.800	31.800	31.800
Panel de Control (** 4)	5.500	5.500	-	5.500
Equipo de Control	10.000	15.000	15.000	15.000
ODF Exterior (** 12)	8.000	-	-	-
Jumper entre ODF (** 6CZD)	2.000	-	2.000	-
Jumper al CZD y módulos accesorios	4.600	6.900	6.900	6.900
Switch PRP Red A (** 4)	3.000	3.000	-	3.000
Switch PRP Red B (** 4)	3.000	3.000	-	3.000
Reloj sincronización horaria (***)	10.000	-	-	10.000
<b>TOTAL</b>	<b>116.600</b>	<b>121.500</b>	<b>119.100</b>	<b>131.500</b>
<i>Secciones</i>	2	3	3	3
<b>Valor Actual</b>	<b>439.714</b>			

Tabla 19 – Valor Presente para la inversión con tecnología digital

## 4.2 CONSIDERACIONES Y ANÁLISIS DE ALGUNAS VARIABLES

### 4.2.1 Inversión en estructura edilicia

Al obtener en un primer análisis un costo inferior en el sistema digital, decidimos no incluir en el análisis los costos relacionados a la estructura edilicia de las instalaciones para abarcar el sistema tradicional, ya que el espacio requerido de este último es mayor y sólo aumentaría el valor de la inversión de este sistema.

### 4.2.2 Influencia de la variación del dólar

En cuanto a las variaciones proyectadas a futuro, de los precios de los elementos necesarios para la implementación de la tecnología digital, consideramos que existe una variación real proyectada del aumento del dólar por inflación, pero a su vez el avance tecnológico año a año va reduciendo los costos de producción de estos. Por esta razón es que no proyectamos variaciones.

### 4.2.3 Análisis de sensibilidad del cobre

Debido al gran impacto que tiene el cobre en la definición de los proyectos analizados, se realizó un análisis de sensibilidad. El precio del cobre ha tenido grandes cambios en los últimos años (ver imagen 15), principalmente en los últimos 2 debido a la pandemia y la reciente guerra entre Ucrania y Rusia.

De todas maneras, existe una gran incertidumbre de lo que pueda pasar a futuro. Realizamos una entrevista al Director de la empresa Diors, fabricante de conductores eléctricos y nos manifestaba que ellos tampoco manejan una previsión de los precios del cobre en un futuro ya que es muy volátil mes a mes y son muchos los factores que inciden en este precio, lo que les es imposible conocer de antemano lo que va a pasar con el valor de su principal materia prima, principalmente en estos tiempos tan cambiantes y con eventos inesperados que están ocurriendo. Lo que realiza la empresa es mantener siempre un stock mínimo de cobre, sin importar el valor que esté en el momento.

De acuerdo a datos de la Bolsa de Metales de Londres pudimos observar que en períodos cortos de tiempo el valor del cobre oscila bastante siguiendo las circunstancias internacionales que generan los movimientos abruptos de la demanda y la oferta:



Imagen 15 - Evolución del precio del cobre

Pero si consideramos el largo plazo, tomando períodos anuales, observamos que el valor se mantiene constante:



Imagen 16 - Evolución del precio del cobre en 10 años

Tomando un período de 10 años, pudimos ver que el valor tiende a mantenerse en determinado nivel (ver imagen 16).

Por esto es que es difícil tomar las variaciones surgidas desde el año 2019 a la fecha y considerarlas para proyecciones futuras, porque nos generaría un aumento constante del valor del cobre cuando en el período de los últimos diez años se mantuvo en cierto valor, esto se puede ver en la gran caída del valor en estos últimos dos meses a pesar de mantenerse la guerra.

Entendemos que el valor del cobre va a incidir mucho en el momento que se den las compras, pero analizando un proyecto a largo plazo creemos que es necesario proyectar una variación sostenida del valor del cobre.

Es importante aclarar que el valor del cobre afectará la inversión que se debe hacer para implementar las distintas alternativas, pero no tiene incidencia en la variación de las ventas de energía.

Si en el período proyectado para las inversiones, el valor del cobre cae un 50% del valor que tenemos de la última compra (2022) de acuerdo al Valor Presente la alternativa digital deja de ser conveniente en términos económicos, siempre y cuando no se tengan que realizar ampliaciones edilicias. El Valor Presente se actualizó a la misma tasa especificada en el punto 4.1.

En la tabla 20 se detalla el análisis de sensibilidad realizado, considerando la variación del precio del cobre, disminuyendo su precio un 50% entre el 2022 y 2023, valor límite para que la solución tradicional comience a ser conveniente frente a la digital.



Renovación de equipos sistema tradicional Inversión en equipos	2022	2023	2024	2025
Cofre de Zona	4.600	6.900	6.900	6.900
Cables de cobre	19.643	29.464	29.464	29.464
Panel de Protección	19.000	28.500	28.500	28.500
Equipos de Protección (2 equipos)	21.200	31.800	31.800	31.800
Panel de Control (*)	10.700	10.700	10.700	10.700
Equipo de Control	15.000	22.500	22.500	22.500
Red de datos	2.000	3.000	3.000	3.000
<b>TOTAL</b>	<b>92.143</b>	<b>132.864</b>	<b>132.864</b>	<b>132.864</b>
<i>Secciones</i>	2	3	3	3
<b>Valor Actual</b>	<b>438.907</b>			
<b>Valor Actual Sistema digital</b>	<b>439.714</b>			

Tabla 20 - Análisis de sensibilidad variando el valor del precio del cobre

## 5 CONSIDERACIONES RESPECTO A LA VIDA ÚTIL

En este capítulo se pretende abordar el concepto de vida útil de algunos componentes y/o equipos de una subestación de transmisión. No se mencionan todos los equipos que conforman el total de activos de una subestación de transmisión ya que no es el fin de este trabajo de posgrado.

Se hará referencia a la vida útil de los componentes y/o equipos de una subestación tradicional, así como también componentes y/o equipos de una subestación digital.

Cuando se hace referencia a vida útil se refiere al concepto dominante que es el de “Vida Útil Técnica”, que corresponde al período de tiempo que se estima un bien durará hasta su renovación o rehabilitación, considerando un mantenimiento preventivo adecuado.

### 5.1 Cálculo de la vida útil

El cálculo de la vida útil es un proceso complejo, donde interesa determinar valores referenciales para distintos tipos o familias de instalaciones.

Las vidas útiles dependen, entre otros, de los siguientes aspectos:

- Obsolescencia tecnológica.
- Aspectos medioambientales: temperatura ambiente, exposición a la luz, salinidad, contaminantes atmosféricos, etc.
- Prácticas de operación.
- Prácticas de mantenimiento.
- Calidad de los materiales utilizados por el fabricante.
- Márgenes de diseño del fabricante.
- Coordinación de los sistemas de protección.
- Calidad de equipos de protección asociados.
- Métodos utilizados para la mitigación de fenómenos transitorios.
- Métodos de puesta a tierra.
- Química de los sistemas de aislamiento.
- Nivel de exposición a perturbaciones y fallas.
- Calidad del servicio postventa de proveedores.

Basado en los aspectos anteriores, en Uruguay las instalaciones de transmisión tienen definida su vida útil en el Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica, que en el artículo 98 establece que “Se reconocerá una vida útil técnica de las instalaciones de 30 años”, sin hacer distinción en el tipo de componentes de estas.

En las últimas décadas con la instalación de equipamientos con electrónica digital, la vida útil de los dispositivos ha ido disminuyendo, llegando a valores cercanos a los 10 años.

## 5.2 Vida útil teórica de las soluciones expuestas

Teniendo como referencia información proporcionada por la gerencia de Trasmisión de UTE, podemos saber, en base al historial de los equipos de protección y control, que dichos equipos vienen con una vida útil promedio de 20 años. En lo que va del siglo 21 los equipos han mejorado en cuanto a funcionalidades y prestaciones, como fruto de la incorporación de software, lo que produce en muchos casos, de actualizaciones de software/hardware, por lo que la vida útil real que considera UTE para los equipos de protección y control se reduce a 10 años.

A continuación, se muestra valores de referencia para la vida útil los activos del sistema de Protección y Control.

Activo de una Subestación de Trasmisión Digital	Vida Útil Promedio (Años)
Fibra Óptica	20
Equipos digitales para control y protección	
Merging Unit XMU860	10
Merging Unit MU850	10
RTU194	10
switch Hyperion500	10
IED de protección	10
Bienes Inmuebles (edificio)	47
Equipo computacional	3
Software	2

Tabla 21 - Vida útil los activos del sistema de Protección y Control Subestación Digital

Activo de una Subestación de Trasmisión Tradicional	Vida Útil Promedio (Años)
Conductores	40
Equipos de control y telecomando	10
Protecciones digitales	10
Protecciones electromecánica o electrónica	10
Comunicaciones	9
Conexionado de control	10
SCADA	10
Bienes Inmuebles (edificio)	47
Equipo computacional	3
Software	2

Tabla 22 - Vida útil los activos del sistema de Protección y Control Subestación Tradicional

## 6 CONCLUSIONES

El presente trabajo se focalizó en el estudio, en términos económicos, de la viabilidad de reemplazar los Sistemas de Protección y Control que actualmente utilizan la tecnología tradicional, basada en enlaces mediante cables de cobre, por la tecnología digital que utiliza fibra óptica para la comunicación.

Motivó este estudio el costo del cobre, principal insumo para la solución tradicional, así como la evolución tecnológica. El mismo ha tenido variaciones abruptas, generando un impacto importante en los costos en los últimos años. Asimismo, debido al aumento de la demanda de energía año a año y consecuentemente la necesidad de incorporar nuevas secciones con más líneas de cables, puede provocar insuficiencia de espacio físico en los canales y en las salas de mando, aumentando costos por ampliaciones edilicias.

La realización de obras civiles para aumentar la infraestructura no fue contemplada debido al alcance del presente estudio. Dichas obras son dependientes del diseño de cada estación. De todas maneras, cabe destacar que, cuando se realizó el análisis de costos para la incorporación de nuevas secciones, la solución digital resultó favorable respecto a la tradicional, sin tener en cuenta los costos asociados a posibles reformas edilicias que tendría la solución tradicional para soportar nuevas líneas de cables.

De acuerdo con lo mencionado en el punto 4.1 el costo asociado al cambio cultural, debido al cambio de tecnología de tradicional a digital tampoco fue considerado relevante para este estudio. Los colaboradores están enfocados principalmente al mantenimiento de los equipos de potencia, que son independientes al tipo de tecnología que se utilice para el control y protección.

Al evaluar las dos alternativas, no se consideró un aumento de ventas incrementales. Respecto a la venta de energía, se consideró que el cambio de tecnología es independiente al aumento de venta de energía. El aumento en las ventas está asociado principalmente a la capacidad que tengan los equipos de potencia. De todas maneras, se deja planteado para un posterior análisis, que con la solución digital los tiempos de respuesta para solucionar un corte de energía pueden ser menores, debido a la solución remota que puede proporcionar la tecnología digital, pudiendo aumentar potencialmente la facturación por la disminución de los tiempos de corte. Esto último, con la tecnología tradicional no es posible debido a los enlaces con cable de cobre.

Otro punto a considerar es que el costo de la tecnología tiende a la baja, mientras que el cobre es un commodity y su precio varía dependiendo del contexto actual como se mencionó en el cuerpo del trabajo.

La fibra óptica que es el principal componente para implementar las comunicaciones en una subestación digital tiene una vida útil teórica de 20 años, mientras que el cobre principal componente en las comunicaciones de una subestación tradicional tiene una vida útil teórica de 40 años.

Si consideramos solamente la vida útil teórica, la solución tradicional es más conveniente debido a que la reposición de los conductores de cobre es cada 40 años en comparación con la solución digital donde hay que reponer los conductores de fibra óptica cada 20 años, pero esto en la práctica no es así debido a las razones que se exponen a continuación.

Hay dos razones por la cual se reponen los cables de cobre antes de los 40 años, la primera es debido a los robos, que en los últimos años se han ido incrementando y la segunda es debido a los roedores, los cuales se comen los cables generando cortocircuitos y debiendo reponer todo el tramo de los cables afectados. Por estas razones, y en base al historial de los equipos de protección y control, es que UTE considera una vida útil promedio de los conductores de cobre de 20 años.

Teniendo la vida útil práctica de la solución tradicional y la solución digital equiparadas, podemos decir que la solución digital es la más conveniente.

Considerando las inversiones necesarias en cada alternativa, suponiendo que no hay una variación importante en el valor del cobre y que los costos de los equipos tecnológicos tienden a la baja, el presente estudio concluye que para la instalación de tres secciones o más, la solución digital es conveniente frente a la solución tradicional.

## BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA:

- UTE, Gerencia de Sector Protecciones, Automatización y Control, Área Trasmisión., "Información técnica del proceso, datos de compras de materiales, etc."
- UTE, "Licitación Abreviada Y544860001 OBJETO: Conductores electricos" 2022.
- UTE, "Licitación Pública P539320001 OBJETO: *Merging Unit* de Sistemas de Protecciones", 2022.
- UTE, "Licitación Abreviada Y100350001 OBJETO: *Merging Unit* de Control (MUC)", 2022.
- UTE, "Licitación Abreviada Y100338101 OBJETO: Tableros de Control y Unidades de Campo" 2022.
- UTE, "Compra Directa ABA C945040001 OBJETO: Cofres de Zona Digitales" 2021.
- UTE, "Licitación Abreviada Y522941001 OBJETO: *Merging Unit* de Sistemas de Protecciones Estación Placido Rosas - Ampliación", 2020.
- UTE, "Licitación Abreviada Y519230001 OBJETO: *Merging Unit Protection*", 2019.
- UTE, "Compra Directa W910410001 OBJETO: *Merging Units*", 2018.
- C. S. Montes, O. Martínez and I. S. Castro, "INFORME FINAL DEFINITIVO VIDA ÚTIL DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN," [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/04/informe-vida-util-ATS.pdf>.
- Sr. Andrés Moreira, Director de Diors Conductores Eléctricos: "Actualidad y futuro del valor del cobre en el mercado mundial".
- Bolsa de los Metales (24 de Julio de 2022): <https://www.lme.com/en/Metals/Non-ferrous/LME-Copper#Trading+day+summary>
- Fuente Damodaran para el cálculo del Premio de riesgo histórico del mercado: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/ERP2022Formatted.pdf>
- Pascale, R. (2009). Decisiones financieras. (6ª ed.) Buenos Aires. Prentice Hall – *Pearson Education*.
- Ross, S., Westerfield, R., Jaffe, J. Finanzas Corporativas. (9a ed.) Monterrey. Mc Graw Hill.

## ANEXO 1:

Variación del costo de los cables de cobre en los últimos años:

Cotización 2020 (\$/U\$S)	41			
Tipo de Cable	Cantidad requerida (m)	Unitario (\$U)	Unitario (U\$S)	Total (U\$S)
12x1,5 mm <sup>2</sup>	600	141,62	3,45	2.072,49
2x2,5 mm <sup>2</sup>	250	41,33	1,01	252,01
2x4 mm <sup>2</sup>	60	53,37	1,3	78,1
4x10 mm <sup>2</sup>	210	194,69	4,75	997,19
4x4 mm <sup>2</sup>	1470	122,87	3	4.405,34
4x6 mm <sup>2</sup>	840	158,61	3,87	3.249,57
6x6 mm <sup>2</sup>	90	122,11	2,98	268,05
7x1,5 mm <sup>2</sup>	360	76,24	1,86	669,42
				11.992,18

Cotización 2021 (\$/U\$S)	41			
Tipo de Cable	Cantidad requerida (m)	Unitario (\$U)	Unitario (U\$S)	Total (U\$S)
12x1,5 mm <sup>2</sup>	600	209,93	5,12	3.072,15
2x2,5 mm <sup>2</sup>	250	48,53	1,18	295,91
2x4 mm <sup>2</sup>	60	63,24	1,54	92,55
4x10 mm <sup>2</sup>	210	194,69	4,75	997,19
4x4 mm <sup>2</sup>	1470	191,35	4,67	6.860,60
4x6 mm <sup>2</sup>	840	217,18	5,3	4.449,54
6x6 mm <sup>2</sup>	90	122,11	2,98	268,05
7x1,5 mm <sup>2</sup>	360	87,54	2,14	768,64
				16.804,63

Cotización 2022 (\$/U\$S)	41			
Tipo de Cable	Cantidad requerida (m)	Unitario (\$U)	Unitario (U\$S)	Total (U\$S)
12x1,5 mm <sup>2</sup>	600	246	6	3.600,00
2x2,5 mm <sup>2</sup>	250	54,53	1,33	332,50
2x4 mm <sup>2</sup>	60	92,25	2,25	135,00
4x10 mm <sup>2</sup>	210	403,44	9,84	2.066,40
4x4 mm <sup>2</sup>	1470	188,19	4,59	6.747,30
4x6 mm <sup>2</sup>	840	233,7	5,7	4.788,00
6x6 mm <sup>2</sup>	90	367,77	8,97	807,30
7x1,5 mm <sup>2</sup>	360	132,84	3,24	1.166,40
				19.642,90

Variación 20-21 40,13%

Variación 21-22 16,89%

## ANEXO 2:

Inversión necesaria para instalar la solución digital, dependiendo de la cantidad de secciones de Líneas nuevas

TECNOLOGÍA DIGITAL											
Cantidad de líneas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cofre de Zona línea	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100
Equipo digitalizador para Control (MUC)	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Cofre de Zona Barra 150 kV	4.100	-	-	-	-	-	4.100	-	-	-	-
Equipo digitalizador para Control (MUC)	4.000	-	-	-	-	-	4.000	-	-	-	-
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	6.000	-	-	-	-	-	6.000	-	-	-	-
Panel de Protección (* 2)	7.000	-	7.000	-	7.000	-	7.000	-	7.000	-	7.000
Equipos de Protección (2 equipos)	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600
Panel de Control (** 4)	5.500	-	-	-	5.500	-	-	-	5.500	-	-
Equipo de Control	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
ODF Exterior (** 16)	8.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumper entre ODF (** 8CZD)	2.000	-	-	-	-	-	2.000	-	-	-	-
Jumper al CZD y módulos accesorios	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Switch PRP Red A (** 4)	3.000	-	-	-	3.000	-	-	-	3.000	-	-
Switch PRP Red B (** 4)	3.000	-	-	-	3.000	-	-	-	3.000	-	-
Reloj sincronización horaria (***)	10.000	-	-	-	-	-	-	-	10.000	-	-
<b>Total</b>	<b>84.600</b>	<b>32.000</b>	<b>39.000</b>	<b>32.000</b>	<b>50.500</b>	<b>32.000</b>	<b>55.100</b>	<b>32.000</b>	<b>60.500</b>	<b>32.000</b>	<b>39.000</b>
<b>Acumulado</b>	<b>84.600</b>	<b>116.600</b>	<b>155.600</b>	<b>187.600</b>	<b>238.100</b>	<b>270.100</b>	<b>325.200</b>	<b>357.200</b>	<b>417.700</b>	<b>449.700</b>	<b>488.700</b>
<b>Ponderado</b>	<b>84.600</b>	<b>58.300</b>	<b>51.867</b>	<b>46.900</b>	<b>47.620</b>	<b>45.017</b>	<b>46.457</b>	<b>44.650</b>	<b>46.411</b>	<b>44.970</b>	<b>44.427</b>



Inversión necesaria para instalar la solución tradicional, dependiendo de la cantidad de secciones de Líneas nuevas

TECNOLOGÍA TRADICIONAL											
Cantidad de líneas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cofre de Zona	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Cables de cobre	19.643	19.643	19.643	19.643	19.643	19.643	19.643	19.643	19.643	19.643	19.643
Panel de Protección	9.500	9.500	9.500	9.500	9.500	9.500	9.500	9.500	9.500	9.500	9.500
Equipos de Protección (2 equipos)	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600	10.600
Panel de Control (*)	10700	0	0	10700	0	0	10700	0	0	10700	0
Equipo de Control	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Red de datos	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Total	61.243	50.543	50.543	61.243	50.543	50.543	61.243	50.543	50.543	61.243	50.543
Acumulado	61.243	111.786	162.329	223.572	274.115	324.657	385.900	436.443	486.986	548.229	598.772
Ponderado	61.243	55.893	54.110	55.893	54.823	54.110	55.129	54.555	54.110	54.823	54.434

### ANEXO 3

Cálculo del Valor Neto con renovación de equipos con la tecnología tradicional:

Renovación de equipos sistema tradicional Inversión en equipos	2022	2023	2024	2025
Cofre de Zona	4.600	6.900	6.900	6.900
Cables de cobre	39.286	58.929	58.929	58.929
Panel de Protección	19.000	28.500	28.500	28.500
Equipos de Protección (2 equipos)	21.200	31.800	31.800	31.800
Panel de Control (*)	10.700	10.700	10.700	10.700
Equipo de Control	15.000	22.500	22.500	22.500
Red de datos	2.000	3.000	3.000	3.000
<i>TOTAL</i>	111.786	162.329	162.329	162.329
<i>Secciones</i>	2	3	3	3
<b>Valor Actual</b>	<b>535.449</b>			

Cálculo del Valor Presente con renovación de equipos con la tecnología digital:

Renovación de equipos sistema digital Inversión en equipos	2022	2023	2024	2025
Cofre de Zona línea	8.200	12.300	12.300	12.300
Equipo digitalizador para Control (MUC)	8.000	12.000	12.000	12.000
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	12.000	18.000	18.000	18.000
Cofre de Zona Barra 150 kV	4.100	-	4.100	-
Equipo digitalizador para Control (MUC)	4.000	-	4.000	-
Equipo digitalizador para Protección (2 * MUP)	6.000	-	6.000	-
Panel de Protección (* 2)	7.000	14.000	7.000	14.000
Equipos de Protección (2 equipos)	21.200	31.800	31.800	31.800
Panel de Control (** 4)	5.500	5.500	-	5.500
Equipo de Control	10.000	15.000	15.000	15.000
ODF Exterior (** 12)	8.000	-	-	-
Jumper entre ODF (***) 6CZD)	2.000	-	2.000	-
Jumper al CZD y módulos accesorios	4.600	6.900	6.900	6.900
Switch PRP Red A (** 4)	3.000	3.000	-	3.000
Switch PRP Red B (** 4)	3.000	3.000	-	3.000
Reloj sincronización horaria (***)	10.000	-	-	10.000
<b>TOTAL</b>	<b>116.600</b>	<b>121.500</b>	<b>119.100</b>	<b>131.500</b>
<i>Secciones</i>	2	3	3	3
<b>Valor Actual</b>	<b>439.714</b>			

## ANEXO 4

Análisis de sensibilidad, considerando la variación del precio del cable de cobre:

<b>Renovación de equipos sistema tradicional</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b>Inversión en equipos</b>				
Cofre de Zona	4.600	6.900	6.900	6.900
Cables de cobre	19.643	29.464	29.464	29.464
Panel de Protección	19.000	28.500	28.500	28.500
Equipos de Protección (2 equipos)	21.200	31.800	31.800	31.800
Panel de Control (*)	10.700	10.700	10.700	10.700
Equipo de Control	15.000	22.500	22.500	22.500
Red de datos	2.000	3.000	3.000	3.000
<i>TOTAL</i>	92.143	132.864	132.864	132.864
<i>Secciones</i>	2	3	3	3
<b>Valor Actual</b>	<b>438.907</b>			
<b>Valor Actual Sistema digital</b>	<b>439.714</b>			