



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

MODELADO Y COMPARATIVA
TÉCNICO-ECONÓMICA DE
SUBESTACIONES

IGNACIO PÉREZ CARRETERO

MADRID, junio de 2007

Autorizada la entrega del proyecto al alumno:

Ignacio Pérez Carretero

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Sergio Galarza Muñoz

José Manuel Payer Sánchez

Fdo:

Fecha:

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Tomás Gómez San Román

Fdo:

Fecha:

RESUMEN

La electricidad es uno de los principales vectores energéticos y su transporte, reparto y distribución es muy importante. Las subestaciones eléctricas son, por tanto, una de las claves de este sistema. En concreto, estas instalaciones son aquellos dispositivos de control e interconexión de los puntos de confluencia de la red mallada por la que se realiza la transmisión de energía. Además, son las propias subestaciones las encargadas de realizar la transformación de tensión de los niveles más bajos de generación y distribución al nivel elevado de transporte.

Existen una gran cantidad de subestaciones diferentes con particularidades tanto en la tecnología empleada como en la disposición y naturaleza propias de la instalación. La gran diversidad se hace patente a la hora de plantear una oferta de una subestación en una fase previa a proyecto. No sólo por la necesidad de proporcionar un resultado en corto plazo, sino por la gran cantidad de elementos, parámetros y condiciones que se desconocen y que se han de suponer. El departamento ofertas de ABB, donde se ha realizado este proyecto, tiene la función de proporcionar un precio de venta detallado de los proyectos de subestaciones eléctricas analizando para ello, aspectos tanto técnicos como económicos.

En particular, las subestaciones de tipo AIS o aisladas en aire, dado que son las más comunes, que requieren una gran cantidad de componentes y un estudio más detallado de los aspectos de ingeniería y montaje son las que van a ser objeto de análisis en este proyecto.

La motivación ha surgido como necesidad de aportar una solución o método rápido y con la suficiente precisión, a la extrema particularización a la que estaban sujetas las ofertas de las subestaciones. Por otro lado, no se tenían análisis previos de cómo podría afectar en el precio final una variación de los costes parciales de cualquiera de los elementos que la componen. Y por último, si se necesitaba cualquier dato detallado, había que realizar una búsqueda en los departamentos correspondientes, existiendo por tanto una gran dispersión de éstos.

Para solventar los problemas comentados, se ha implementado una herramienta de manejo sencillo y que resulte familiar para el personal del departamento de ofertas de ABB. Ha de ser flexible y permitir la modificación y actualización tanto de los precios como de las mediciones realizadas. Por otro lado, se requiere para dotar de libertad a la herramienta, que se permita agregar manualmente cualquier elemento particular que no sea considerado por el programa.

La aplicación considera todos los elementos que son necesarios a la hora de llevar a cabo la construcción de una subestación, desde la fase inicial de ingeniería hasta la puesta en servicio. Por una parte, se tratan los apartados de suministro como aparamenta, estructuras metálicas, conectores, conductores, sistemas de control, sistemas de protección, comunicaciones, cableados y por último servicios auxiliares. Por otra, los servicios complementarios para el desarrollo del proyecto: ingeniería, dirección de proyecto, jefatura de obra, montaje y puesta en servicio.

El único apartado que no ha sido modelado es el de obras civiles, ya que presentan demasiadas particulares respecto a la orografía de la zona y una gran dependencia de la disposición física de una subestación.

Por tanto, mediante el modelo, simplemente introduciendo varios parámetros de entrada que sí son conocidos, como el nivel de tensión, el número de bahías y las características generales de la instalación, se puede obtener una estimación rápida y detallada, no sólo del coste total, sino de mediciones y costes parciales que puede conllevar la obra de una subestación.

Finalmente, se ha utilizado el modelo para contrastar con casos prácticos y así poder averiguar, no sólo las diferencias que existen entre el modelo y las ofertas reales llevadas a cabo, sino para poder analizar cuánta repercusión han tenido las particularidades de cada uno de los casos frente al modelo general en el coste total de la subestación.

Se han seleccionado para ello, tres ofertas realizadas para tres subestaciones con tres niveles de tensión diferentes (400, 220 y 132 kV) y con distintos esquemas para abarcar una amplia diversidad de casos de estudio.

Los resultados obtenidos con el modelo son bastante satisfactorios ya que no se han encontrado errores significativos en las simulaciones y se ha llegado a diferencias en el precio final de menos del cinco por ciento.

Se puede afirmar que el modelo puede ser empleado con gran aproximación para estimación de precios de venta de instalaciones generales y para consulta de costes y mediciones por partidas.

En algunos casos, puede suceder que una oferta modelada presente una diferencia global respecto a la oferta original bastante pequeña, pero que el análisis de los costes parciales refleje variaciones mayores debidas a particularidades que haya podido tener la subestación ofertada respecto al modelo. Estas diferencias, unas a la alza y otras a la baja, pueden compensarse entre sí y la estimación final resultar bastante próxima al valor ofertado. Por ello, se hace necesaria siempre una revisión de los resultados por partidas.

Además, siempre se puede emplear esta herramienta a modo de consulta para decidir si es rentable estudiar con más detalle la oferta en cuestión o rehusar invertir más recursos en ella.

SUMMARY

Electricity is one of the main power vectors and its transport and distribution should be really taken into account. Therefore, electrical substations are one of the keys of this system. In particular, they are the facilities in charge of the interconnection and control of the points where an electrical network confluences. In addition, they usually make the voltage transformation from the lowest levels of generation and distribution grid to a higher level of the transport grid.

A great amount of different substations can be found with special details about the technology used or about the basic layout. The great diversity of these installations is noticed at the time of planning the bid of a substation in a previous phase to project. Not only a result in short term should be provided, but a great amount of elements, parameters and conditions that are unknown, have to be supposed. The ABB tender department, where this final degree project has been developed, is in charge of carrying out detailed sales bids for electrical substations projects. Analyzing technical and economical terms is required as part of this process.

Specially the AIS (air insulated) substations, are the object of analysis in this project since they are most common facilities, they require a great amount of components and a more detailed study of erection and engineering aspects.

The motivation of the project is to contribute with a fast and precise method to achieve a solution despite the extreme special features that substation bids have. In addition, there was no previous analysis about how final price could be affected by a variation of the partial costs of any of the substation elements. And finally, if any detailed data were needed, it was necessary to make a search in the corresponding departments.

In order to solve those problems, it has been implemented a simple-use tool that has to be familiar to the tender department staff. And it also has to be flexible so as to allow the modification and update of the prices and measurements. On the other hand, it must be a tool which freely permits the manual addition of any particular element that is not considered by the application.

The tool considers all the elements that are necessary at the time of carrying out the construction of a substation, from the initial phase of engineering to the final commissioning. On one hand, the main supply such as switchgear devices, steel structures, connectors, conductors, control systems, protection systems, communications, cables and finally auxiliary services. On the other hand, the services required for the development of the project such as: engineering, project management, site management, erection and commissioning.

The only section that has not been modeled is civil works because these are very specific and much related to the orography of the zone and have a great dependency of the physical layout of a substation.

Therefore, a fast and detailed estimation can be obtained by simply introducing several known inputs, like voltage level, number of positions and general characteristics of the facilities. Not only are the total cost values obtained, but partial measurements and costs of a substation are as well.

Finally, the model has been used to compare its results with practical cases and then be able to find out, not only the differences between the model and the real bids, but to be able to analyze the repercussion of the main deviations in the final price.

Three cases of three substations have been chosen to be simulated with three voltage levels (400, 220 and 132 kV) and also different schemes, reaching a high diversity of the cases of study.

The errors in the simulations between the results and the final price are lower than five percent, so they are quite satisfactory.

It can be said that the model is capable to estimate, with great approach, the sale price of general substations and to look up costs and measurements by groups.

In some cases, a modeled bid can present a small global difference with the original supply, but the analysis of the partial costs reflects greater variations due to special details that could not be modeled. These differences could compensate each other and produce a very similar final estimation to the original price. Thus, a further analysis should be required in every scope of supply.

In addition, this tool can always be used to find out whether the project would be profitable and therefore it is worth the investment of the company resources in preparing and submitting the bid.

ÍNDICE

| | |
|---|----------|
| RESUMEN | III |
| SUMMARY | VI |
| ÍNDICE..... | IX |
| ÍNDICE DE FIGURAS | XIV |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | XVII |
| 1 INTRODUCCIÓN, OBJETIVO Y PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO..... | 2 |
| 1.1 Introducción | 2 |
| 1.2 Objetivo..... | 4 |
| 1.3 Planteamiento | 6 |
| 2 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES, TECNOLOGÍAS, CONFIGURACIONES Y COMPONENTES. | 2 |
| 2.1 Generalidades | 3 |
| 2.1.1 <i>Evolución histórica de Subestaciones</i> | 3 |
| 2.1.2 <i>Normativa y estándares de compañía</i> | 6 |
| 2.1.2.1 Normativas internacionales..... | 6 |
| 2.1.2.2 Normativas españolas | 6 |
| 2.1.2.3 Estándares de compañía..... | 7 |
| 2.1.3 <i>Parámetros básicos de diseño</i> | 8 |
| 2.1.3.1 Tensión más elevada para el material. | 8 |
| 2.1.3.2 Nivel de aislamiento..... | 8 |
| 2.1.3.3 Intensidad de cortocircuito | 8 |
| 2.1.3.4 Intensidad en régimen permanente..... | 9 |
| 2.1.4 <i>Análisis descriptivo</i> | 10 |
| 2.1.4.1 Tipos generales de subestaciones..... | 10 |
| 2.1.4.2 Diferencias físicas generales | 11 |
| 2.1.4.3 Criterios de selección técnicos | 14 |
| 2.1.4.4 Criterios de selección económicos | 15 |
| 2.1.4.5 Cableado..... | 18 |
| 2.1.4.6 SS.AA..... | 19 |
| 2.1.4.7 Obras Civiles..... | 19 |
| 2.1.4.8 Montaje..... | 19 |
| 2.1.4.9 Puesta en servicio..... | 20 |
| 2.1.4.10 Mantenimiento | 20 |
| 2.2 Tecnología de Subestaciones | 21 |

| | | |
|----------|--|----|
| 2.2.1 | <i>Subestaciones AIS</i> | 21 |
| 2.2.2 | <i>Subestaciones GIS</i> | 22 |
| 2.2.3 | <i>Subestaciones prefabricadas</i> | 23 |
| 2.2.4 | <i>Subestaciones Híbridas</i> | 24 |
| 2.2.5 | <i>Soluciones en entornos urbanos</i> | 25 |
| 2.2.5.1 | Nuevas instalaciones: | 26 |
| 2.2.5.2 | Instalaciones existentes: | 26 |
| 2.3 | Configuraciones de SE | 27 |
| 2.3.1 | <i>Topologías de SE</i> | 27 |
| 2.3.1.1 | Simple barra..... | 27 |
| 2.3.1.2 | Barra partida..... | 27 |
| 2.3.1.3 | Simple barra con by-pass | 28 |
| 2.3.1.4 | Simple barra con barra de transferencia | 28 |
| 2.3.1.5 | Doble barra | 29 |
| 2.3.1.6 | Doble barra con by-pass | 30 |
| 2.3.1.7 | Doble barra con barra de transferencia | 30 |
| 2.3.1.8 | Doble barra y doble interruptor | 30 |
| 2.3.1.9 | Interruptor y medio | 31 |
| 2.3.1.10 | Anillo | 32 |
| 2.3.2 | <i>Generalidades</i> | 32 |
| 2.3.3 | <i>Continuidad del servicio.</i> | 34 |
| 2.3.4 | <i>Facilidad de operación</i> | 35 |
| 2.3.5 | <i>Facilidad en el mantenimiento</i> | 36 |
| 2.3.6 | <i>Facilidad en la ampliación</i> | 36 |
| 2.4 | Componentes | 38 |
| 2.4.1 | <i>Aparamenta de tipo AIS</i> | 38 |
| 2.4.1.1 | Interruptores automáticos o interruptores: | 38 |
| 2.4.1.2 | Seccionadores: | 45 |
| 2.4.1.3 | Transformadores de medida | 50 |
| 2.4.1.4 | Descargadores o Pararrayos | 56 |
| 2.4.1.5 | Bobina de bloqueo..... | 63 |
| 2.4.1.6 | Condensadores y Reactancias | 65 |
| 2.4.2 | <i>Aparamenta de tipo GIS</i> | 67 |
| 2.4.2.1 | Hexafluoruro de hidrógeno | 68 |
| 2.4.2.2 | Interruptor | 68 |
| 2.4.2.3 | Seccionador | 69 |
| 2.4.2.4 | Seccionadores de puesta a tierra | 69 |
| 2.4.2.5 | Transformadores de medida de intensidad..... | 69 |
| 2.4.2.6 | Transformadores de medida de tensión | 70 |
| 2.4.2.7 | Descargadores | 70 |

| | | |
|----------|---|-----|
| 2.4.3 | <i>Subestaciones híbridas</i> | 71 |
| 2.4.3.1 | Interruptor | 72 |
| 2.4.3.2 | Seccionador / seccionador de puesta a tierra combinados | 73 |
| 2.4.3.3 | Transformador de corriente..... | 73 |
| 2.4.3.4 | Aisladores pasantes | 73 |
| 2.4.3.5 | Sistema de gas SF6 | 74 |
| 2.4.4 | <i>Transformador de Potencia</i> | 75 |
| 2.4.4.1 | Tipo de transformadores y forma de operación..... | 75 |
| 2.4.4.2 | Cambio de relación de transformación | 77 |
| 2.4.4.3 | Transporte, instalación y pruebas..... | 78 |
| 2.4.5 | <i>Estructuras metálicas, embarrados y material de conexión</i> | 80 |
| 2.4.5.2 | Estructura metálica de aparamenta | 84 |
| 2.4.5.3 | Pórticos de línea | 84 |
| 2.4.5.4 | Pórticos de barra | 85 |
| 2.4.5.5 | Embarrados..... | 86 |
| 2.4.5.6 | Conectores..... | 92 |
| 2.4.5.7 | Sistema de Puesta a Tierra | 95 |
| 2.4.5.8 | Aisladores | 100 |
| 2.4.5.9 | Cajas de centralización | 102 |
| 2.4.6 | <i>Control y Protección</i> | 104 |
| 2.4.6.1 | Sistema de control y protección | 104 |
| 2.4.6.2 | Control..... | 105 |
| 2.4.7 | <i>Comunicación</i> | 119 |
| 2.4.7.1 | Sistema de Onda Portadora | 119 |
| 2.4.7.2 | Sistema de Fibra Óptica..... | 120 |
| 2.4.7.3 | Enlaces vía radio | 120 |
| 2.4.8 | <i>Cables</i> | 121 |
| 2.4.8.1 | Cables alta tensión | 121 |
| 2.4.8.2 | Cables de media tensión..... | 122 |
| 2.4.8.3 | Cables de baja tensión | 124 |
| 2.4.9 | <i>Servicios Auxiliares</i> | 125 |
| 2.4.9.1 | Fuentes de suministro en c.a.:..... | 125 |
| 2.4.9.2 | Fuentes de suministro en c.c.:..... | 126 |
| 2.4.9.3 | Elementos de Sistemas Auxiliares | 127 |
| 2.4.10 | <i>Obra civil</i> | 129 |
| 2.4.10.1 | Explanación:..... | 129 |
| 2.4.10.2 | Saneamiento y drenaje del terreno | 130 |
| 2.4.10.3 | Red de tierras..... | 130 |
| 2.4.10.4 | Viales y Accesos | 130 |
| 2.4.10.5 | Cimentaciones | 131 |
| 2.4.10.6 | Edificios:..... | 132 |
| 2.4.10.7 | Acabados..... | 133 |

| | | |
|----------|--|----------|
| 2.4.11 | <i>Montaje</i> | 134 |
| 2.4.12 | <i>Supervisión de montaje</i> | 136 |
| 2.4.13 | <i>Puesta en servicio</i> | 140 |
| 2.4.14 | <i>Gestión de proyecto</i> | 142 |
| 2.4.15 | <i>Ingeniería</i> | 144 |
| 2.4.15.1 | Trabajos preliminares e ingeniería básica | 144 |
| 2.4.15.2 | Ingeniería Civil y estructural | 144 |
| 2.4.15.3 | Ingeniería Electromecánica | 145 |
| 2.4.15.4 | Ingeniería de Control y Protección | 146 |
| 3 | DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO | 2 |
| 3.1 | Datos iniciales | 3 |
| 3.2 | Estructura de la herramienta | 4 |
| 3.2.1 | <i>Módulo "Selección"</i> | 6 |
| 3.2.1.2 | Submódulo "SSEE" | 8 |
| 3.2.2 | <i>Módulo "Aparamenta"</i> | 9 |
| 3.2.3 | <i>Módulo de "Física"</i> | 11 |
| 3.2.4 | <i>Módulo "Pesos"</i> | 14 |
| 3.2.4.2 | Submódulo de "Datos" de Aparamenta | 18 |
| 3.2.4.3 | Submódulo de "Datos" de Pórticos de línea | 19 |
| 3.2.4.4 | Submódulo de "Datos" de Pórticos de barras | 19 |
| 3.2.5 | <i>Módulo "Metal"</i> | 21 |
| 3.2.6 | <i>Módulo "C & P"</i> | 27 |
| 3.2.6.2 | Medida Fiscal | 28 |
| 3.2.6.3 | Submódulo "C & P (REE)" | 29 |
| 3.2.6.4 | Submódulo de "C & P (NORM)" | 31 |
| 3.2.6.5 | Submódulo Datos de REE | 34 |
| 3.2.6.6 | Submódulo Datos de hoja normal | 35 |
| 3.2.7 | <i>Módulo "Cables"</i> | 36 |
| 3.2.7.2 | Submódulo de "Distancias" | 40 |
| 3.2.7.3 | Submódulo de "Datos" | 41 |
| 3.2.8 | <i>Módulo "SSAA"</i> | 42 |
| 3.2.9 | <i>Módulo "Montaje"</i> | 44 |
| 3.2.9.2 | Submódulo de horas hombre | 47 |
| 3.2.10 | <i>Módulo "P. Management"</i> | 48 |
| 3.2.11 | <i>Módulo "Ingeniería"</i> | 50 |
| 3.2.12 | <i>Módulo "Otros"</i> | 52 |
| 3.2.13 | <i>Hojas de precarios</i> | 54 |
| 3.2.13.1 | Módulo de "1-Swg-Main" | 54 |
| 3.2.13.2 | Módulo de "2-Steel-Conn" | 55 |

| | | |
|----------|---|----------|
| 3.2.13.3 | Módulo de "3-Ctrl-Prot" | 56 |
| 3.2.13.4 | Módulo de "4-Cables-Acc" | 57 |
| 3.2.13.5 | Módulo de "5-Aux-System" | 57 |
| 3.2.13.6 | Módulo de 6-Special-Syst..... | 58 |
| 3.2.13.7 | Módulo de 7-Civil-Work..... | 58 |
| 3.2.13.8 | Módulo de 8-Erection-Comm..... | 58 |
| 3.2.13.9 | Módulo de 9-P-Manag..... | 59 |
| 3.2.14 | <i>Hoja de Precios</i> | 60 |
| 3.2.15 | <i>Hoja "Ventas"</i> | 61 |
| 4 | CASOS ANALIZADOS..... | 2 |
| 4.1 | Escatrón (400 kV)..... | 3 |
| 4.1.1 | <i>Descripción</i> | 3 |
| 4.1.2 | <i>Implantación en la herramienta</i> | 3 |
| 4.2 | Beni Saf (220 kV)..... | 6 |
| 4.2.1 | <i>Descripción</i> | 6 |
| 4.2.2 | <i>Implantación en la herramienta</i> | 6 |
| 4.3 | Cartagena (132 kV)..... | 10 |
| 4.3.1 | <i>Descripción</i> | 10 |
| 4.3.2 | <i>Implantación en la herramienta</i> | 10 |
| 5 | INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS..... | 2 |
| 5.1 | Análisis inicial..... | 2 |
| 5.2 | Interpretación de resultados..... | 3 |
| 5.2.1 | <i>Escatrón (400 kV)</i> | 4 |
| 5.2.2 | <i>Beni Saf (220 kV)</i> | 7 |
| 5.2.3 | <i>Cartagena (132 kV)</i> | 9 |
| 5.3 | Interpretación global..... | 11 |
| 5.4 | Recomendaciones futuras | 13 |
| 5.5 | Conclusiones finales..... | 15 |
| 6 | BIBLIOGRAFÍA..... | 2 |
| A | SUBESTACIÓN DE ESCATRÓN | 2 |
| A.1 | Planos | 2 |
| B | SUBESTACIÓN DE BENI SAF..... | 2 |
| B.1 | Planos | 2 |
| C | SUBESTACIÓN DE CARTAGENA..... | 2 |
| C.1 | Planos | 2 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|-----|
| Figura 2-1 Subestación AIS | 21 |
| Figura 2-2 Subestación GIS | 22 |
| Figura 2-3 Subestación Prefabricada Modular | 23 |
| Figura 2-4 Subestación Híbrida | 24 |
| Figura 2-5 Interruptor AIS | 38 |
| Figura 2-6 Interruptor AIS de autosoplado | 44 |
| Figura 2-7 Seccionador Dos Columnas..... | 48 |
| Figura 2-8 Seccionador Pantógrafo | 49 |
| Figura 2-9 Transformadores de Medida..... | 50 |
| Figura 2-10 Transformador de Intensidad | 52 |
| Figura 2-11 Transformador de Tensión Inductivo..... | 54 |
| Figura 2-12 Transformador de Tensión Capacitivo | 55 |
| Figura 2-13 Transformador Óptico de corriente | 56 |
| Figura 2-14 Pararrayos de óxidos..... | 58 |
| Figura 2-15 Pastillas ZnO | 60 |
| Figura 2-16 Bobina de Bloqueo..... | 63 |
| Figura 2-17 Banco de Condensadores | 66 |
| Figura 2-18 Aparamenta GIS | 67 |
| Figura 2-19 Aparamenta PASS | 72 |
| Figura 2-20 Transformador de Potencia..... | 76 |
| Figura 2-21 Cambiador de Tomas en Carga | 78 |
| Figura 2-22 Estructura Celosía..... | 81 |
| Figura 2-23 Estructura Empresillada | 82 |
| Figura 2-24 Estructura de Alma Llena..... | 83 |
| Figura 2-25 Estructura Tubular | 84 |
| Figura 2-26 Pórtico de Línea | 85 |
| Figura 2-27 Pórticos de Barras | 85 |
| Figura 2-28 Embarrado en Cable..... | 87 |
| Figura 2-29 Embarrado en Tubo..... | 88 |
| Figura 2-30 Detalle de Puesta a Tierra..... | 99 |
| Figura 2-31 Aislador Cerámico..... | 100 |
| Figura 2-32 Mando de Interruptor. Control Local | 107 |
| Figura 2-33 Unidad Control de Posición..... | 109 |
| Figura 2-34 Unidad Central de Control..... | 111 |
| Figura 2-35 Relés de Protección..... | 115 |

| | |
|---|-----|
| Figura 2-36 Unidad con Protección de Distancia | 116 |
| Figura 2-37 Unidades Central y Local de Protección de Barras..... | 117 |
| Figura 2-38 Comunicación por Onda Portadora..... | 119 |
| Figura 2-39 Composición de Cable Alta Tensión..... | 121 |
| Figura 2-40 Bobinas de Cable Media Tensión | 122 |
| Figura 2-41 Foso de un Transformador | 132 |
| Figura 2-42 Montaje de un Interruptor..... | 134 |
| Figura 2-43 Supervisión de Obra..... | 136 |
| Figura 2-44 Puesta en Servicio | 140 |
| Figura 3-1 Selección Superior | 6 |
| Figura 3-2 Selección Inferior | 6 |
| Figura 3-3 Selección Central..... | 7 |
| Figura 3-4 SSEE..... | 8 |
| Figura 3-5 Aparamenta Superior..... | 9 |
| Figura 3-6 Aparamenta Inferior | 10 |
| Figura 3-7 Física Superior..... | 11 |
| Figura 3-8 Física Inferior | 12 |
| Figura 3-9 Pesos Cabecera..... | 14 |
| Figura 3-10 Pesos Aparamenta..... | 15 |
| Figura 3-11 Pesos Pórticos Línea..... | 16 |
| Figura 3-12 Pésos Pórticos de Barras | 17 |
| Figura 3-13 Datos Aparamenta..... | 18 |
| Figura 3-14 Datos Pórtico Línea | 19 |
| Figura 3-15 Datos Pórticos Barras | 19 |
| Figura 3-16 Metal Conductores Principales..... | 21 |
| Figura 3-17 Metal Conductores Secundarios y Conectores | 22 |
| Figura 3-18 Metal Cajas de Centralización | 23 |
| Figura 3-19 Metal Cadenas de Aisladores | 23 |
| Figura 3-20 Metal Tierras | 24 |
| Figura 3-21 Metal Conectores y Descargas atmosféricas | 25 |
| Figura 3-22 C & P Cabecera | 27 |
| Figura 3-23 C & P Comunicación..... | 28 |
| Figura 3-24 C & P Medida Fiscal..... | 28 |
| Figura 3-25 C & P (REE) Control..... | 29 |
| Figura 3-26 C & P (REE) Protección..... | 30 |
| Figura 3-27 C & P (NORM) Control y Protección..... | 31 |
| Figura 3-28 C & P (NORM) MicroSCADA | 32 |
| Figura 3-29 C & P (NORM) Armarios Separados..... | 33 |

| | |
|---|----|
| Figura 3-30 C & P (NORM) Armarios no Separados..... | 33 |
| Figura 3-31 Datos REE | 34 |
| Figura 3-32 Datos Normal..... | 35 |
| Figura 3-33 Cables Superior..... | 37 |
| Figura 3-34 Cables Intermedia..... | 38 |
| Figura 3-35 Cables Inferior..... | 39 |
| Figura 3-36 Distancias..... | 40 |
| Figura 3-37 Cables Datos..... | 41 |
| Figura 3-38 SSAA | 42 |
| Figura 3-39 Montaje | 44 |
| Figura 3-40 Puesta en Servicio..... | 45 |
| Figura 3-41 Horas Hombre | 47 |
| Figura 3-42 Management..... | 48 |
| Figura 3-43 Ingeniería..... | 50 |
| Figura 3-44 Otros (Cálculos Financieros)..... | 52 |
| Figura 3-45 Preciarios | 54 |
| Figura 3-46 Preciario | 60 |
| Figura 3-47 Ventas Resumen | 61 |
| Figura 3-48 Ventas Reparto..... | 62 |
| Figura 4-1 Enel..... | 3 |
| Figura 4-2 Geida | 6 |
| Figura 4-3 Repsol..... | 10 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|-------------------------------------|----|
| Tabla 2-1 Propiedades Físicas..... | 90 |
| Tabla 2-2 Conectores..... | 94 |
| Tabla 5-1 Resultados Generales..... | 2 |
| Tabla 5-2 Escatrón..... | 4 |
| Tabla 5-3 Beni Saf..... | 7 |
| Tabla 5-4 Cartagena..... | 9 |
| Tabla 5-5 Comparativa..... | 11 |

1

INTRODUCCIÓN, OBJETIVO Y PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO.

1 INTRODUCCIÓN, OBJETIVO Y PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO

1.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia son indispensables en el mundo actual. La electricidad es el principal vector energético y por tanto su transporte, reparto y distribución son temas clave a tener en cuenta.

En concreto, las subestaciones son aquellos dispositivos de control e interconexión en los puntos de la red mallada por la que se realiza la transmisión de energía. Además, las propias subestaciones son las encargadas de realizar la transformación de tensión de los niveles más bajos de generación y distribución al nivel elevado de transporte.

Existen una gran cantidad de subestaciones diferentes con particularidades tanto en la tecnología empleada como en la disposición y naturaleza propias de la instalación. El tipo de aislamiento tanto de la aparatamenta como de los embarrados, el diseño de la configuración que afecta básicamente a temas de seguridad y análisis de faltas y la naturaleza de la propia instalación (si tiene transformación o no), provocan que no se pueda establecer fácilmente unos patrones generales de subestaciones.

La gran diversidad se hace patente a la hora de plantear una oferta de una subestación en una fase previa a proyecto. No sólo porque sea necesario proporcionar un resultado en corto plazo, sino además por la gran cantidad de elementos que pueden variar, parámetros y condiciones que se desconocen y que se han de suponer. Este grado de desconocimiento se debe a que no es posible realizar en corto plazo un estudio completo de ingeniería.

El departamento ofertas de ABB, donde se ha realizado este proyecto, tiene la función de proporcionar un precio de venta detallado de los proyectos de subestaciones eléctricas. Para ello, es necesario analizar aspectos tanto técnicos como económicos.

En particular, este proyecto se va a centrar en las subestaciones de tipo AIS o aisladas en aire, dado que son las más comunes, y que requieren una gran cantidad de componentes y un estudio más detallado de los aspectos de ingeniería y montaje.

1.2 Objetivo

El objetivo general de este proyecto es el análisis técnico-económico de los principales tipos de subestaciones eléctricas y su implementación en una herramienta de manejo sencillo. Para ello, es necesario determinar los factores de mayor influencia sobre el coste de la construcción de este tipo de instalaciones.

Esto permite, de forma rápida y automatizada, estimar el coste de construcción de los tipos de subestaciones eléctricas más comúnmente empleadas por las empresas de este sector.

Se estudiarán los componentes necesarios para la conformación de la subestación desde la fase de ingeniería hasta la puesta en servicio y se cuantificará cada componente de obra y su coste asociado. Con esta información se implementará una herramienta informática que permita, de forma automática, obtener tanto el conjunto de componentes de la subestación, como los costes individuales y de conjunto con la mínima información de entrada.

La información de partida para las mediciones estará disponible en forma de valores numéricos, planos y diagramas.

Se estudiarán de forma general varias configuraciones y tipos de subestaciones, haciendo énfasis en aquellas más comúnmente empleadas por las empresas del sector eléctrico español. En particular se analizarán las subestaciones de alta tensión (≥ 132 kV) con configuración de simple barra, doble barra e interruptor y medio, y del tipo convencional exterior.

Los componentes que se analizarán incluyen tanto el suministro de equipos y materiales, como la prestación de los servicios necesarios para la construcción y puesta en servicio de la subestación. Se prestará especial atención en identificar aquellos componentes cuyo coste suponga el mayor peso relativo en la determinación del coste total.

Con objeto de que la herramienta no pierda vigencia en el tiempo, el programa que se conformará será lo suficientemente flexible como para permitir la actualización de los costes de cada componente.

Todo ello lleva a que en este proyecto se puedan plantear varios objetivos concretos:

El primer objetivo es la elaboración de la herramienta de soporte para la valoración y la toma de decisiones sobre una subestación con un número mínimo de datos conocidos. Es decir, no sólo poder estimar el precio, para conocerlo, sino además para decidir si es rentable continuar con el estudio de la oferta.

El segundo es poder aprovechar en el desarrollo de la herramienta una recopilación de datos históricos de otros proyectos ya realizados.

El tercer objetivo es establecer los modelos parametrizables que proporcionen numéricamente los valores promedio necesarios. Servirán para la evaluación crítica de la repercusión en el precio, de los distintos aspectos en la ejecución del proyecto, en función de características intrínsecas, ya sea basándose en la naturaleza o a la función de la instalación.

El cuarto objetivo es poder juzgar mediante esta herramienta la importancia de la influencia en los costes del suministro (tanto en el ámbito de la aparamenta utilizada como en del suministro de material) y de los de los servicios (como montaje, puesta en servicio e ingeniería) para diferentes instalaciones.

El quinto y último objetivo consiste en cuantificar las diferencias en la distribución de costes de construcción en función de la tecnología empleada.

Sin embargo para este proyecto se ha decidido no considerar inversiones en terreno ni gastos de mantenimiento y explotación exteriores ya que son aspectos ajenos a la propia obra y desarrollo del proyecto de la instalación. Además, por extremada casuística y particularidad en cada caso, se ha decidido realizar el análisis de las subestaciones sin tener en cuenta las obras civiles.

1.3 Planteamiento

La forma de abordar este proyecto se ha iniciado con una primera etapa de concepción del proyecto en sí, junto con una identificación de las necesidades para poder resolverlo.

En primer lugar, se requería gran parte de formación y documentación en el tema de las subestaciones y de las instalaciones de alta tensión llevada a cabo en la propia empresa ABB. No sólo en la propia esencia de qué es una subestación y cuál es su función, sino la problemática a la hora de realizar una oferta o una estimación de precios en la que varios aspectos han de ser tenidos en cuenta.

Posteriormente se ha profundizado en el estudio de los tipos de disposiciones físicas, soluciones y tecnologías existentes y por otra parte en los elementos y dispositivos que la forman, así como su función y su funcionamiento.

Después se ha intentado plasmar los objetivos y el alcance del proyecto, y como consecuencia de ello, la concepción de la herramienta. Se ha decidido desarrollar una hoja de Excel para que sea de fácil manejo ya que es el programa más utilizado a la hora de realizar las ofertas. A su vez, intentar concentrar todo el proyecto en único archivo transportable para así no requerir elementos externos a la hora de ejecutarlo.

Como directrices generales de la herramienta, se ha optado por una interfaz de fácil comprensión y que sea fácilmente modificable, ya que como hablamos de ofertas de instalaciones bastante particulares, es necesario tener una flexibilidad que permita adaptarla a cada uno de los casos.

Ha sido necesaria además, una búsqueda de datos concretos durante el desarrollo de la herramienta, no sólo de mediciones, sino de procesos de cálculo y sobre todo, precios en los proyectos ya realizados por ABB. Se ha intentado discriminar los cálculos particulares de cada caso de los procesos rutinarios que debería realizar la herramienta.

Posteriormente, a modo de ajuste, se ha ejecutado la herramienta frente a casos reales de ofertas para así poder trazar las variables que no sigan el desarrollo normal o aquellos valores que no sean correctos y así ser reprogramarlos para así completar un ciclo de realimentación o feed-back que permita la mejora de la herramienta y su adaptación con el paso del tiempo.

Por último, una vez que se obtienen valores razonables, ya puede ser utilizada la herramienta para poder estimar a priori la sensibilidad en el precio como consecuencia de variar determinados parámetros y así analizar con conocimiento de pocos datos y en base a los procesos recogidos en la herramienta, que precio se obtiene bajo determinadas circunstancias.

Finalmente es conveniente indicar que la flexibilidad que se ha buscado, no sólo en los procesos, se hace patente también en la sencillez a la hora de modificar los precios u otros datos que puedan ser variables en el tiempo y así evitar que la herramienta se pueda quedar obsoleta.

2

DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES, TECNOLOGÍAS, CONFIGURACIONES Y COMPONENTES.

2 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES, TECNOLOGÍAS, CONFIGURACIONES Y COMPONENTES.

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos eléctricos destinados a dirigir la energía eléctrica, en un punto de la red, en el que confluyen generalmente generadores, líneas y transformadores. Básicamente las funciones que cumple una subestación son las siguientes:

SEGURIDAD: Separar del sistema aquellas partes en las que se haya producido una falta eléctrica.

EXPLOTACIÓN: Configurar el sistema eléctrico con el fin de dirigir los flujos de energía en forma óptima, tanto desde el punto de vista de la seguridad en el servicio, como en la minimización de las pérdidas, permitiendo también las funciones de mantenimiento sobre los equipos.

INTERCONEXIÓN: Interconectar dos sistemas eléctricos de diferente tensión, conectar generadores al sistema de transporte o bien interconectar varias líneas de un mismo nivel de tensión.

Si se analizara el cometido de una subestación en la red se podría observar las siguientes funciones:

GENERACIÓN: Incorporan a la red las centrales generadoras a través de los correspondientes transformadores elevadores.

TRANSPORTE: Actúan como nudo de interconexión de un número variable de líneas de transporte.

DISTRIBUCIÓN: Cumplen la misión de interconectar el sistema de transporte con sistemas de niveles de tensión inferiores (transporte local, subtransporte y distribución).

Cabe destacar que un gran número de subestaciones cumplen a la vez varias de estas funciones.

2.1 Generalidades

2.1.1 Evolución histórica de Subestaciones

La tecnología eléctrica y sus avances han permitido que la naturaleza de las subestaciones haya evolucionado a lo largo de los años.

Las causas han sido varias pero se podría decir que todas se remiten al aumento del consumo energético individual en los países desarrollados, al aumento de la población y a la mayor dependencia de la electricidad como vector energético.

Las tres han implicado directamente que sea necesario una mayor energía en las viviendas y en la industria. Para ello, era necesario una mayor generación de electricidad.

Principalmente, se empezó a primar la producción a gran escala debido al precio económico del carbón como fuente de energía. Posteriormente del petróleo y de la energía nuclear. Todas ellas requieren plantas de generación de gran escala para ser viables y obtener unos rendimientos de funcionamiento aceptables. Además, la generación hidráulica a escala importante sólo podría estar situada en enclaves determinados con saltos y caudales que lo permitan. Esto implica inevitablemente una producción localizada de electricidad a gran escala.

Además durante el siglo XX en toda Europa se va produciendo un inevitable proceso de desruralización y la población comienza a desplazarse y a agruparse en grandes ciudades, además del crecimiento demográfico y de desarrollo al que se ven sometidos los países.

Por estos motivos, al tener grandes puntos de generación localizados y densidades de consumo en las ciudades, se requiere unos flujos de energía elevados de los unos a los otros. El envío de energía a través de líneas eléctricas, debido a la resistencia de los conductores genera muchas pérdidas y por ello se busca, para reducirlas, bajar las intensidades elevando las tensiones.

El elevamiento de las tensiones ha requerido de investigación para establecer nuevos sistemas de aislamiento, mejora de la protección, de la implantación y del diseño de dispositivos.

Las subestaciones como elementos de operación del sistema de transporte han tenido que acompañar a este proceso de incremento de tensiones y potencias. Por ello, el avance en este campo implicaba directamente mejoras en las subestaciones. Principalmente este avance ha sido más acusado en la aparamenta y subestaciones dentro de un núcleo urbano que es donde más problemas de espacio y seguridad se han requerido, además de ser el último punto en el que la potencia llega a su fin.

La disponibilidad de cables de potencia para alta tensión (aceite fluido) a partir del año 1920 hizo posible la construcción de subestaciones de tipo interior integradas en el casco urbano de las ciudades. Sin embargo la aparamenta utilizable en estas subestaciones, así como la incapacidad de reducir las distancias eléctricas, al no disponer de otro medio aislante que el aire, supuso que el tamaño de estas subestaciones no se redujera fundamentalmente con respecto a las instalaciones convencionales.

Mucho más tarde (1950) se desarrollaron tecnologías para la construcción de barras aisladas que permitieron una cierta reducción del tamaño de las instalaciones, muy condiciones aún a la utilización de aparamenta de interior, que si bien estaba especialmente diseñada para este tipo de subestaciones, no hacía posible una reducción significativa de las dimensiones.

La aparición de las instalaciones aisladas con gas (SF₆) en el año 1960, supuso un paso importantísimo en el diseño de las subestaciones, consiguiéndose los resultados espectaculares en la reducción de la superficie y volumen total necesario.

Además el desarrollo de elementos de corte de suministro utilizando el SF₆ ha permitido el flujo de potencia de manera más segura ya que los dispositivos que cumplían los requisitos funcionaban con aceite y provocaban incendios y explosiones además de necesitar un mantenimiento habitual.

El grado de desarrollo tecnológico conseguido por estos equipos, y los niveles de coste actuales, hacen que la adopción de este tipo de soluciones sea una alternativa indiscutible en el diseño y construcción de subestaciones.

Cabe destacar que en aplicaciones sin requisitos de espacio y baja influencia en impacto ambiental se siguen utilizando los dispositivos aislados en aire ya que se ha seguido trabajando en el desarrollo de nuevos equipos e instalaciones que partiendo de soluciones convencionales y aislamientos convencionales (AIS) permiten llegar a soluciones más acordes con el entorno cumpliendo las condiciones establecidas.. Este tipo de instalaciones es perfectamente adaptable en ciertos entornos suburbanos o exteriores con un coste muy razonable.

Paralelamente se ha trabajado en el desarrollo de transformadores de potencia para estas instalaciones, si bien desde el punto de vista de sus dimensiones no se han conseguido logros importantes, otros conceptos tales como la reducción de los niveles de ruido, soluciones para conexionado en alta y media tensión (barras SF6 y para cables) y los sistemas de refrigeración, han permitido llegar a diseños que satisfacen plenamente los requerimientos de este tipo de instalaciones.

2.1.2 Normativa y estándares de compañía

2.1.2.1 Normativas internacionales

La documentación de estándares más considerada es la elaborada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Esta comisión prepara y publica estándares para todo lo relacionado con electricidad, electrónica y otras tecnologías relacionadas.

Se busca además de una estandarización en las ofertas y en los planos utilizados a nivel internacional se busca la propia estandarización en países de las medidas propuestas por dicha comisión. Es por ello, que generalmente todas las normativas incluida la española están basadas en estos estándares.

Entre las normativas que requieren especial importancia, no sólo por el uso hecho en el país origen sino por su conocimiento y filtración en los estándares de otros países y compañías, cabe destacar la normativa americana ANSI.

2.1.2.2 Normativas españolas

En España el diseño y construcción de subestaciones eléctricas está regulado por el “Reglamento sobre condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación” (Real Decreto 3275/1982) e “Instrucciones Técnicas Complementarias” (Orden Ministerial de 18/10/1984).

El Reglamento fija las condiciones y garantías técnicas que deben cumplir las instalaciones eléctricas de más de 1kV y frecuencia inferior a 100Hz.

Clasifica las instalaciones en tres categorías en función de las tensiones eléctricas presentes en la instalación:

Primera categoría: Superior a 66kV

Segunda categoría: Igual o inferior a 66kV y superior a 30kV

Primera categoría: Igual o inferior a 30kV y superior a 1kV

Asimismo el Reglamento establece las normas generales aplicables a la explotación y mantenimiento de las instalaciones.

El conjunto de normas que constituyen las “Instrucciones Técnicas complementarias MIE-RAT” abarcan prácticamente la totalidad de los aspectos relativos a una subestación

2.1.2.3 Estándares de compañía

Además de las normativas nacionales e internacionales existen según el cliente y la compañía unos estándares internos que pueden ser utilizados no sólo por ellos sino adquirir relativa importancia en el sector. Es el caso de la normativa de estandarización DYES de Red Eléctrica de España (REE) que no sólo es de obligatoria implantación en todas las instalaciones de esta compañía sino que muchas veces se utiliza como material de consulta.

2.1.3 Parámetros básicos de diseño

Los parámetros básicos para el diseño de una subestación eléctrica son los que se definen para cada uno de los sistemas eléctricos presentes en la subestación:

2.1.3.1 Tensión más elevada para el material.

Es el valor eficaz de la tensión (entre fases) para la cual se eligen todos los componentes de la subestación, este valor es siempre superior al valor de tensión máxima (en régimen permanente), que puede aparecer en los diferentes circuitos que la componen.

2.1.3.2 Nivel de aislamiento.

Define los niveles de tensión soportada por los componentes de la subestación. Se definen los siguientes niveles:

- Tensión soportada de frecuencia industrial.
- Tensión soportada para sobretensiones de tipo rayo.
- Tensión soportada para sobretensiones de maniobra.

Hay que tener en cuenta también los factores ambientales que pueden influir sobre el aislamiento (longitud de la línea de fuga de los aisladores).

2.1.3.3 Intensidad de cortocircuito.

Define la capacidad de la subestación y de sus componentes en cuanto a los efectos de los cortocircuitos:

- Efectos Térmicos: $I_{cc} / 1\text{seg}, 2\text{seg},$
- Efectos Dinámicos normalmente: $I_{cc} \times 2,5 = I_{din}$

La intensidad de cortocircuito fase-tierra es importante para el diseño del sistema de puesta a tierra.

2.1.3.4 Intensidad en régimen permanente.

Define la capacidad para soportar en régimen permanente las corrientes presentes en los diferentes circuitos que componen la subestación. Los valores de corriente sirven para el dimensionamiento tanto del aparellaje como de los conductores y material de conexión que forman parte de los diferentes circuitos y de juegos de barras. Normalmente se definen dos tipos de valores:

- Intensidad de régimen permanente para los circuitos.
- Intensidad de régimen permanente para los juegos de barras.

2.1.4 Análisis descriptivo

2.1.4.1 Tipos generales de subestaciones

2.1.4.1.1 *Subestaciones de interconexión*

Son un punto en la red en el que confluyen varias líneas sin que exista transformación a un nivel inferior de tensión. Son subestaciones típicas de los sistemas de transporte.

2.1.4.1.2 *Subestaciones de interconexión con transformador*

Cumplen idénticas funciones a las anteriores pero además disponen de transformación a un nivel o niveles de tensión inferior. Son subestaciones típicas de interconexión entre la red de transporte y los sistemas regionales de subtransporte local.

2.1.4.1.3 *Subestaciones de transformación pura*

Constituidas generalmente por dos o varias líneas de alta tensión y transformación a uno o varios niveles de media tensión. Son subestaciones típicas de alimentación a los sistemas de distribución, aunque también se pueden incluir dentro de este tipo, las subestaciones de alimentación a grandes plantas industriales.

2.1.4.1.4 *Subestaciones de central*

Tienen como función incorporar a la red de transporte o subtransporte la energía generada por uno o varios grupos.

Atendiendo a unos criterios más constructivos se clasifican las subestaciones en:

2.1.4.1.5 *Subestaciones de intemperie*

La aparamenta eléctrica, transformadores y juegos de barras se disponen a la intemperie, en combinación con elementos estructurales metálicos.

2.1.4.1.6 *Subestaciones de interior*

La aparamenta eléctrica, transformadores y juegos de barras se disponen en el interior de una o varias edificaciones, utilizándose sistemas de construcción convencionales, o bien prefabricados. La adopción de estos sistemas constructivos puede obedecer a criterios relativos al emplazamiento (subestaciones urbanas) o bien a condiciones ambientales adversas (áreas industriales de elevada polución, proximidad al mar, etc...)

Otra clasificación puede realizarse según el tipo de aparamenta utilizada:

2.1.4.1.7 *Subestaciones convencionales*

Utiliza en montaje intemperie o interior componentes discretos convencionales conectados entre sí mediante conexiones realizadas "in situ"

2.1.4.1.8 *Subestaciones blindada*

Utiliza componentes integrados y montados en fábrica, protegidos mediante pantallas metálicas estancas y aisladas por medio de gas a presión (SF₆). Pueden utilizarse tanto para montaje interior como intemperie.

2.1.4.2 Diferencias físicas generales

En condiciones atmosféricas normales, las distancias de aislamiento determinan las principales dimensiones de las instalaciones de distribución clásicas. Durante mucho tiempo el desarrollo en la construcción de instalaciones ha consistido simplemente en combinar aparatos ya existentes para obtener la disposición más adecuada para la explotación y seguridad del servicio.

La creciente necesidad de transportar la energía eléctrica, con tensiones cada vez más elevadas, a las regiones de gran densidad de población y a los centros industriales, plantea grandes dificultades a causa de las dimensiones de la instalación implicadas. Incluso si se consigue encontrar el terreno necesario, las prescripciones oficiales y las exigencias urbanísticas hacen difícil la construcción.

Los sistemas de alimentación y distribución de energía eléctrica en grandes ciudades están caracterizados fundamentalmente por las condiciones impuestas por el entorno y las particularidades relativas al tipo de carga alimentada.

Las restricciones impuestas por el entorno son básicamente las siguientes:

- Bajo o nulo impacto visual.

- Cumplimiento de condiciones excepcionales de seguridad, para evitar riesgos como: transferencia de potenciales peligrosos. Incendios y explosiones, posibilidad de inundaciones por rotura de conducciones, etc...

- Cumplimiento de normativas muy estrictas en cuanto a perturbaciones en el entorno de la instalación: niveles de ruido, vibraciones, evacuación de grandes volúmenes de aire de los sistemas de ventilación y refrigeración, perturbaciones radioeléctricas, etc...

En cuanto a la carga eléctrica alimentada se pueden enumerar las siguientes particularidades y exigencias:

- Carga muy distribuida

- Alto nivel de carga (kW/km²)

- Alto nivel de exigencia en cuanto a fiabilidad y seguridad en el servicio.

- Existencia de puntas de consumo significativas.

Además, en relación con el problema de contaminación de aisladores, en estas condiciones conducen cada vez más a la construcción de instalaciones interiores. Pero el aumento de los costes de construcción refuerza la tendencia a reducir, tanto como sea posible, las dimensiones de la instalación. Por lo tanto, para resolver este problema hay que disponer de instalaciones más pequeñas que las conocidas hasta ahora, insensibles a las influencias atmosféricas, que puedan instalarse al exterior, en un edificio o en el subsuelo y que exijan poco mantenimiento; además, deben ser silenciosas, no provocar perturbaciones radioeléctricas y no significar ningún peligro para las zonas habitadas próximas, como ya se ha visto.

Para aportar una solución a este problema, se utilizan instalaciones blindadas, con aislamiento en SF₆ lo cual establece la mayor de las diferencias físicas entre dos subestaciones. La naturaleza del aislamiento hace que se pueda distinguir por una parte las subestaciones aisladas en aire de tipo AIS y por otra las aisladas en gas de tipo GIS.

Una subestación es en definitiva un punto de conexión entre diferentes bahías de circuitos eléctricos.

Cada una de estas bahías suele estar constituida por interruptor, seccionadores, transformadores de medida y elementos de potencia aunque depende mucho de la disposición en cada caso.

El interruptor es un dispositivo capaz de mantener y abrir las corrientes presentes en el circuito, tanto en régimen normal como en falta. En condiciones de falta el interruptor está ligado al equipo de protección utilizado que lo opera con la velocidad y política adecuada.

Los transformadores de medida son los que le dan al sistema las magnitudes necesarias para realizar la medida, monitorización, el control y la protección de todos los elementos necesarios en el sistema.

Los seccionadores simplemente se utilizan para realizar aislamiento físico de diferentes equipos para poder efectuar trabajos en condiciones de seguridad. Opcionalmente pueden utilizarse como elementos selectores de barras. Estos dispositivos solamente pueden maniobrar sin carga.

Además existe otro tipo de dispositivos con diferentes funciones dentro de una subestación como es el sistema de control, sistema de comunicaciones o sistema de protección.

2.1.4.3 Criterios de selección técnicos

Los elementos constitutivos que se han analizado hasta ahora pueden tener una relativa importancia en las características funcionales de una determinada instalación. Es un hecho que la disposición de los elementos y su orden en el circuito eléctrico puede dar lugar a diferencias en la perspectiva de la protección, fiabilidad o manejo de la subestación.

La elección acertada del esquema unifilar de una subestación debe tener en cuenta unos parámetros básicos que influyen en la explotación de la instalación.

- El nivel de tensión
- Función y situación de la subestación en la red-
- Tipo de subestación (interconexión, interconexión-transformación, transformación o generación).
- Fiabilidad exigible y seguridad en el servicio.
- Evolución futura y ampliabilidad.
- Aspectos relativos a la explotación y al mantenimiento.
- Inversión.

Los factores relativos al nivel de tensión, situación en la red y fiabilidad exigible están íntimamente ligados y normalmente son sometidos a un análisis conjunto, en el cual hay que considerar además las tasas de fallos de los equipos y el análisis de las contingencias que los fallos puedan originar.

El tipo de subestación es también una cuestión importante que normalmente está muy ligada a las condiciones de explotación y mantenimiento. Por ejemplo, en el análisis de subestaciones de central hay que considerar los periodos de mantenimiento de los grupos generadores y de los elementos asociados. Esto permite un uso de esquemas más sencillos.

La evolución futura de la red es otra de las consideraciones a tener en cuenta a la hora de elegir la configuración eléctrica de una instalación. La compatibilización de este concepto con una inversión adecuada en la etapa inicial de funcionamiento, solamente es posible con la adopción de esquemas que permitan ser inicialmente simples y evolucionar en el futuro a configuraciones más complejas. Un caso es el paso de simple a doble barra.

Finalmente el coste de primera inversión así como los costes de explotación y mantenimiento deben ser analizados cuidadosamente. Un criterio normal de análisis puede justificar o no el incremento de coste originado por el paso de una configuración simple a otra más compleja.

Otro de los factores más importantes para elegir la configuración de las subestaciones es la continuidad en el servicio en el caso de falta o por labores de mantenimiento. Generalmente el dispositivo que requiere mayor mantenimiento es el interruptor. Antiguamente se utilizaban los seccionadores “by-pass” cuando los interruptores eran de cámara de aceite y requerían un mantenimiento prácticamente anual. El gran problema es que ese seccionador “by-pass” tenía que ser situado en la propia configuración de manera aérea o complicada que provocaba nuevas zonas de riesgo y tensión así que cuando se evolucionó a interruptores de vacío o de SF₆ y el mantenimiento se redujo considerablemente se dejó de implantar este anexo.

2.1.4.4 Criterios de selección económicos

Principalmente el factor que se tiene en contra y que más pesa a la hora de diseñar cualquier instalación industrial y en concreto una subestación es el económico. Ante esto, se pueden considerar las diferentes configuraciones, topologías y tecnologías y se obtendrán diferentes precios según la fiabilidad, la seguridad y la capacidad de transporte.

Las principales ventajas de utilizar un sistema GIS aislado en gas son su espacio reducido, su elevada compactación y su bajo impacto ambiental y visual ya que su establecimiento es compatible con el medio urbano sin romper el estilo arquitectónico o natural. Sin embargo un AIS tiene la aparamenta separada individualmente que permite sustituciones sencillas y además es más barata en coste.

La disposición híbrida es una excelente solución cuando se requiere ampliar una posición de una subestación que ya tiene unos embarrados aislados en aire. Su alto grado de compactación en el SF6 provoca que no sea necesario disponer de mucho espacio.

2.1.4.4.1 *Inversión*

En este estudio no se van a tener en cuenta las inversiones de terreno que entrarían dentro de un estudio de viabilidad económica y no dentro del objeto de este análisis. Sin embargo, es crítico este análisis a la hora de plantear un proyecto ya que el tamaño del parque varía de manera sustancial según la tecnología empleada. Se parte de que la inversión en apartamentada va a ser sustancialmente mayor en una subestación de tipo GIS que en una de tipo AIS. El aislamiento en SF6, la reducción del tamaño, la modularidad y la tecnología provocan este valor añadido. Por estos motivos, las soluciones híbridas también tienen un mayor coste

En el caso de la GIS, al ir todo encapsulado en gas, ya se ha visto que el tamaño se reduce de manera considerable. Cuanto menor resulta el tamaño de la apartamentada y del parque menores son los gastos en el terreno pero por ser tecnologías más avanzadas mayores serán los precios de ésta.

En el caso de las tecnologías híbridas también se alcanza un espacio reducido pero no tanto como en el caso de la GIS. Al ser una subestación modular tiene unas cámaras aisladas en SF6 lo cual resulta en una reducción en la altura y anchura total del parque.

Además de la reducción física del parque, estas dos tecnologías provocan también una disminución de las distancias de seguridad requeridas entre las barras, así como la longitud de los cables o barras tubulares necesarios para las conexiones. Esto implica una disminución de los esfuerzos debidos a los cortocircuitos. En el caso de la GIS es evidente ya que todo el embarrado se encuentra encapsulado.

El menor tamaño y encapsulado provoca un ahorro debido a una reducción considerable de las estructuras soporte así como de las cimentaciones necesarias. Además, en el aspecto económico, hay una mejora por la menor presencia de aisladores, tanto de soporte como en los equipos y en cadenas lo que reduce la posibilidad de defectos por contaminación. En el caso de la tecnología GIS, al no haber elementos no encapsulados, los aisladores son el propio gas. Los amarres y pasatapas internos que no sufren problemas de contaminación.

La reducción del área provoca una menor extensión del sistema de puesta a tierra y es por ello que, a pesar de tener un equipo más caro y no tener en cuenta la inversión en terreno, hay un ahorro en material externo.

Sin embargo, en muchos casos el coste del terreno es despreciable frente al coste total de la instalación y por ello se prefiere recurrir al uso de aparataje tradicional AIS frente a GIS, suponiendo esta última unos costes elevados innecesarios.

2.1.4.4.2 *Suministro*

La tecnología AIS requiere una amplia variedad de suministradores ya que los dispositivos se adquieren como elementos separados y por tanto pueden venir de fabricantes diferentes. Esto supone unos mayores costes de gestión y administración de pedidos además de una complejidad superior frente a las otras tecnologías.

Si bien su coste es sustancialmente más elevado, el suministro de las tecnologías modulares es sencillo ya que precisamente por este motivo no se requiere prestar especial atención a una gran cantidad de pedidos sino que ya se hace la entrega de conjunto en una misma planta.

Otra consecuencia de este aspecto es que existe una mayor diversidad de fabricantes y suministradores que trabajan con tecnología AIS y por tanto se pueden obtener ventajas resultado del uso de la competencia que bajo otras tecnologías no se tienen.

2.1.4.4.3 *Transporte*

El tema del transporte es bastante similar al del suministro. La tecnología AIS proviene de diversos suministradores en diferentes localizaciones y países. Por tanto se requiere un estudio de optimización en los transportes que no es trivial, además de suponer unos gastos mayores en flete y logística en general.

Las soluciones modulares implican directamente unas unidades de embarque limitadas y un transporte en comparación bastante sencillo ya que todo proviene del mismo suministrador.

2.1.4.4.4 *Diseño e ingeniería*

Los costes de diseño e ingeniería directos son bastante desiguales. En el caso modular al ya venir todo ensamblado no se requiere más que una ingeniería sencilla.

La solución aislada en aire requiere una ingeniería y un diseño más detallado al tener que plantearse cada elemento por separado bastante superiores. No sólo por la coordinación de aislamiento o tensiones y corrientes de falta admitidas sino por la propia disposición física de cada elemento que proporciona gran flexibilidad a concretar en cada proyecto.

Por otro lado, las soluciones modulares aunque se ha dicho que no suponen un coste de diseño e ingeniería directo elevado, si repercute el coste indirecto de esa ingeniería y diseño que ha sido realizada a la hora de plantear y calcular los propios módulos y sus características intrínsecas.

2.1.4.5 Cableado

Los dispositivos de ambas tecnologías han de ser cableados, no sólo por la alimentación que requieran sino por las señales de los sensores y relés de los que están dotados.

En el caso de la tecnología modular, por el tema de las distancias, como consecuencia del área ocupada, se requiere una menor longitud de cableado. Por el contrario, existe un mayor número de señales y de elementos a cablear así que no es tan evidente que suponga un coste menor que la tecnología AIS.

2.1.4.6 SS.AA.

Se requieren diferentes sistemas de servicios auxiliares debido a una diferente disposición y caracterización de la instalación. En el caso AIS, al haber un parque mayor se necesita una mayor inversión en la iluminación exterior y en la potencia de los servicios de alimentación debido a las caídas de tensión de los cableados. Por otro lado, las tecnologías modulares requieren de un edificio iluminado interiormente y climatizado. Además de una implantación de sistema de detección antiintrusismo y contra incendios. Por tanto no es un factor que varíe mucho el precio en función de la tecnología.

2.1.4.7 Obras Civiles

El edificio en el caso de las subestaciones GIS requiere una mayor inversión ya que tiene que estar dotado de un forjado más fuerte con un sótano para cables y capaz de soportar los esfuerzos debido al peso de la aparamenta. Para el manejo de ésta se hace necesario un puente grúa y por supuesto, la realización de una obra limpia y sin polvo.

La obra civil de una instalación bajo tecnología AIS es más sencilla a la hora de cimentar pero a la vez se requiere un mayor número de éstas, de movimientos de tierra con posibles muros pantalla debido a la pendiente consecuencia de una extensión de terreno mayor.

Es por ello que no se pueden establecer, como casi todo lo que concierne a las obras civiles, un patrón, una comparativa o unas conclusiones a priori sin analizar un caso concreto.

2.1.4.8 Montaje

De nuevo, en virtud a la modularidad del sistema aislado en gas, el montaje es bastante simple a la hora de plantearlo frente al AIS que son múltiples dispositivos que requieren ser instalados y conectados entre sí.

Sin embargo, ese montaje en esencia sencillo de las soluciones modulares requiere una gran precisión en los detalles y unos procedimientos a seguir por personal sumamente cualificado y que por tanto supone un coste mayor en personal que la sencilla mano de obra que implica el AIS.

Además existe una mayor experiencia y diversidad en los montadores de sistemas aislados en aire que en los modulares y por tanto se pueden obtener ventajas por competencia.

2.1.4.9 Puesta en servicio

Las pruebas realizadas en la aparamenta ya ensamblada en el caso de la tecnología modular se realiza en fábrica y en la totalidad del conjunto mientras que en la tecnología AIS se tiene que realizar en sitio sobre la instalación ya montada.

Por el contrario, al igual que en el montaje, las pruebas realizadas en el caso de la aparamenta aislada en aire requieren personal menos cualificado y preparado y menos especializado. Además de contar con un mayor número de empresas capaces de llevarlo a cabo y con mayor experiencia.

2.1.4.10 Mantenimiento

Por lógica, la tecnología AIS al estar a intemperie tiene un mayor desgaste debido a factores atmosféricos. Es por tanto más vulnerable a contaminación y a agentes externos.

Sin embargo, existe la posibilidad, al tener todos los dispositivos por separado, de sustituir un elemento dañado o de tener alguna pieza de repuesto con un coste relativamente bajo.

En la tecnología modular se garantiza un buen funcionamiento sin apenas mantenimiento pero ante cualquier imprevisto se ha de plantear la sustitución del módulo completo o un mantenimiento a cargo de personal altamente cualificado.

2.2 Tecnología de Subestaciones

Como ya se ha comentado hay una diferencia tecnológica muy importante en las subestaciones existentes, principalmente el tipo de aislamiento utilizado por la aparatamenta. Esta diferencia de material ha llegado a implicar una gran distinción tecnológica según las condiciones, ventajas y desventajas que se deseen implementar. Existen dos tecnologías completamente diferentes, una aislada en aire de manera tradicional y otra aislada en SF₆. A partir de ellas surgió el concepto de tecnología híbrida que tiene características comunes a ambas. Además existen otras disposiciones como las subestaciones prefabricadas.

2.2.1 Subestaciones AIS

Son tradicionalmente las más utilizadas. La aparatamenta, cables y embarrados se encuentran aislados en aire. Además, por este motivo cada dispositivo se encuentra de manera individual y separado del resto. Los tamaños de los dispositivos y embarrados resultan mucho mayores en conjunto ya que las distancias de seguridad a tener en cuenta son mucho mayores.



Figura 2-1 Subestación AIS

2.2.2 Subestaciones GIS

Como solución a los problemas de aislamiento se diseñaron las subestaciones blindadas con la aparatada y los embarrados aislados en gas. Los tamaños son menores pero al ir todo encapsulado se tienen que cumplir otros requisitos de presión del gas, sellado de las cámaras etc. diferentes a los que se pueden encontrar en la tecnología AIS.



Figura 2-2 Subestación GIS

Existen dos formas de realizar el aislamiento en gas:

Una de ellas contiene las fases en un mismo blindaje, aisladas entre sí por el propio gas. Resultan posiciones mucho más compactas llegando a reducir la anchura de una posición de diez metros para 132 kV hasta un metro. Las tensiones permisibles bajo esta tecnología son hasta 170 kV.

La otra solución consiste en tener cada fase, tanto de embarrado como de posición aislada, en su propio blindaje. El tamaño del dispositivo crece respecto al anterior pero las tensiones admisibles aumentan hasta los 800 kV.

En ambos casos las posiciones se compartimentan para separar aislamientos de gas y de esta manera, si ocurre algún imprevisto en algún elemento, que no afecte al resto. Además, facilita una de las grandes ventajas constructivas de la tecnología GIS y es la modularidad de sus elementos. Al igual que si de un mecano se tratara se acoplan módulos de interrupción, seccionamiento, medida de tensión e intensidad, descargadores o diferentes terminales de acceso según el tipo de entrada pudiendo construir cada calle de manera particular y adaptada a las características requeridas.

2.2.3 Subestaciones prefabricadas

Las subestaciones prefabricadas surgen como una solución sencilla y de poco tiempo de implementación para configuraciones estándares que no requieran características muy particulares.



Figura 2-3 Subestación Prefabricada Modular

Las subestaciones prefabricadas más importantes son las compactas y modulares. Estas utilizan módulos prefabricados de conexión integrada en cada parte de la subestación, para conseguir un diseño simple y fiable en los sistemas de transporte y distribución. Existen diferentes configuraciones según el nivel de tensión y la utilidad requerida. Además es posible añadir otros dispositivos tanto de medida como de seccionamiento o protección de sobretensiones.

La base es un interruptor de SF₆ y las funciones de seccionamiento permiten tensiones de 52 a 245 kV mediante ejecución extraíble y tensiones de 300 a 800 kV mediante un seccionador pantógrafo. Las primeras realizan un seccionamiento desplazando el bloque del interruptor del embarrado, las segundas tienen incorporado un seccionador clásico.

Otra posibilidad son las subestaciones compactas modulares integradas, en las cuales un mismo dispositivo específicamente diseñado realiza simultáneamente las funciones de interruptor, transformador de intensidad y seccionamiento.

2.2.4 Subestaciones Híbridas

Este tipo de subestación modular presenta características de ambas tecnologías AIS y GIS. Los embarrados siguen estando aislados en aire pero la aparamenta viene integrada en un único compartimento aislado en gas tipo GIS. Así se puede compactar una fase de una subestación de intemperie aislada en aire en un elemento sencillo y de mucho menor tamaño.



Figura 2-4 Subestación Híbrida

Se puede utilizar para un rango de tensiones de entre 72.5 kV y 550 kV, para servicio exterior. Cada módulo está compuesto por un interruptor, seccionadores, elementos de medida de tensión y corriente y pasatapas.

Para el diseño del interruptor, de los seccionadores y de los seccionadores de puesta a tierra se utiliza la tecnología de las subestaciones blindadas.

Los transformadores de medida y protección convencionales son sustituidos por transformadores toroidales para la medida de corriente y transformadores capacitivos para la medida de tensión.

2.2.5 Soluciones en entornos urbanos

Inicialmente la alimentación de la red de distribución en media tensión de las ciudades se resolvió mediante subestaciones de alta / media tensión situadas en la periferia o zonas suburbanas. Partiendo de estas subestaciones se tendrían alimentadores secundarios hacia centros de reparto, que a su vez distribuían la energía a circuitos o bucles secundarios de alimentación a los Centros de Transformación media/ baja tensión, constituyendo una red radial. El nivel de tensión de la red de distribución (15 ó 20 kV), limita la potencia transmitida por los alimentadores principales a niveles del orden de 12 - 15 MW. Normalmente las subestaciones alta / media tensión disponían de una capacidad total de transformación de 80 a 120 MVA con un mínimo de 2 transformadores y un máximo que generalmente no era superior a 4 unidades.

El crecimiento de la carga y de la superficie del casco urbano de las grandes ciudades, ha planteado problemas importantes, tanto en las redes existentes como en el establecimiento de nuevas infraestructuras eléctricas capaces de hacer frente a las nuevas exigencias tanto de la carga, como de la seguridad en el servicio y del impacto sobre el entorno urbano. Básicamente los problemas aludidos son los siguientes.

- El crecimiento de la demanda hace técnica y económicamente inviable resolver los sistemas de distribución mediante líneas radiales de media tensión, alimentada por subestaciones periféricas.
- El desarrollo urbano de las ciudades ha tenido como consecuencia que muchas subestaciones alta/ media tensión de alimentación a las redes de distribución vayan quedando integradas también dentro del casco urbano.
- Las líneas de alimentación en alta tensión 66, 132 y 220 KV en los extremos próximos a las subestaciones, han quedado integradas también dentro del casco urbano.

-El impacto visual de estas instalaciones y los posibles efectos de los campos electromagnéticos asociados, están siendo seriamente cuestionados por la opinión pública.

Para la resolución de los problemas planteados ha sido necesario el esfuerzo combinado de Compañías eléctricas, Fabricantes de Equipos y Empresas de Ingeniería y Construcción que han desarrollado la tecnología necesaria para disponer de los equipos y el conocimiento, que permita acometer tanto la transformación de las infraestructuras existentes, como la creación de nuevas infraestructuras.

Básicamente los problemas que ha sido necesario resolver son los siguientes.

2.2.5.1 Nuevas instalaciones:

- Diseño y Construcción de Subestaciones alta/ media tensión con características y equipamiento aptos para ser plenamente integrables en entornos urbanos.
- Construcción de líneas eléctricas de alta tensión (fundamentalmente cables) para su instalación en entornos urbanos.
- Elección de topología de red aptas para cubrir las exigencias y particularidades del entorno, así como para su convivencia y crecimiento coordinado con los sistemas existentes.

2.2.5.2 Instalaciones existentes:

- Transformación y mejora de las subestaciones alta/ media tensión existente para su adaptación a su nuevo entorno.
- Transformación parcial o total de las líneas existentes con el fin de adecuarlas al nuevo entorno.

2.3 Configuraciones de SE

Las configuraciones eléctricas posibles en una subestación de Alta Tensión son muy numerosas. Principalmente se suelen ver las siguientes topologías:

2.3.1 Topologías de SE

2.3.1.1 Simple barra

Todos los circuitos de la subestación se encuentran conectados a una misma barra. Este tipo de embarrado tiene:

- Gran sencillez de explotación
- Claridad en la realización física de la instalación
- Coste reducido, comparando con las otras tipologías.

El principal inconveniente es que para cualquier revisión en los aparatos conectados a barras, se debe poner fuera de servicio toda la instalación. Si la revisión se realiza en el interruptor o en el conjunto interruptor-transformador, solo debe ponerse fuera de servicio el aparato afectado, con lo cual quedaría fuera servicio y sin alimentación el circuito conectado a través de dicho aparato.

La disposición de simple barra no suele emplearse en las subestaciones principales. El depender de una sola barra principal puede ocasionar paradas graves en el caso de un fallo en el interruptor o en la barra. Es preciso dejar sin tensión la subestación para la conservación o ampliación de la barra. Aunque el sistema de relés de protección es relativamente sencillo, la disposición de simple barra se considera que carece de flexibilidad y que está expuesta a parada total.

2.3.1.2 Barra partida

Esta topología de simple barra consiste en partir o interrumpir la continuidad de la misma mediante un aparato de corte (Interruptor o seccionador).

Mediante esta solución, se pueden separar las fuentes alimentadoras. Suele ser una solución empleada en instalaciones de Media Tensión.

El mantenimiento de un elemento conectado a barras dejaría sin servicio a la semibarra correspondiente, es decir, al 50% de la instalación. Se puede hacer también una transferencia automática, cerrando el interruptor de acoplamiento, en caso de falta en una de las líneas de alimentación a una de las semibarras.

2.3.1.3 Simple barra con by-pass

Para evitar uno de los inconvenientes de la simple barra, se instala en paralelo con cada módulo, un seccionador llamado de by-pass. Esto permite que, en el caso de tener que realizar trabajos en un interruptor, se puede dar servicio a la posición afectada a través del seccionador de by-pass. Mientras el servicio esté por by-pass la instalación queda sin protecciones, y en el supuesto de una perturbación, dispararán los interruptores de cabecera de las líneas de alimentación.

2.3.1.4 Simple barra con barra de transferencia

La disposición de simple barra y barra de transferencia consiste en añadir una barra de transferencia al esquema de barra única. Se añade una bahía de acoplamiento para el enlace de barras, uniendo de esta manera las barras principal y de transferencia.

Cuando un interruptor requiera ser mantenido, se sustituyen sus funciones por el interruptor de enlace de barras para no dejar sin tensión a ese circuito. A menos que se efectúe también transferencia en los relés de protección, los relés de la barra de transferencia deben de ser capaces de proteger las líneas de transporte o los generadores. Esta se considera una solución poco satisfactoria debida a la baja selectividad. Otra solución satisfactoria consiste en conectar la línea y los relés de las barras a los transformadores de intensidad situados en las barras. Con esta filosofía, el sistema de relés de la línea y de la barra no necesitan ser transferidos cuando se retira de servicio un interruptor del circuito para su mantenimiento, empleándose el interruptor de enlace de barras para mantener el circuito en tensión.

Si en alguna ocasión se pone fuera de servicio la barra principal por mantenimiento, no queda ningún interruptor de circuito para proteger los circuitos de alimentación. El fallo de cualquier interruptor o el fallo de la barra principal dejaría fuera de servicio a la subestación. Las maniobras con el sistema de barras principal y de transferencia pueden ocasionar errores del operador, daños y posible parada.

Aunque esta disposición es de bajo coste, soluciona bastantes de los problemas del simple barra. Aun así, no llega a los altos grados de seguridad de servicio y flexibilidad requeridos actualmente por el Sistema Eléctrico.

2.3.1.5 Doble barra

Este esquema emplea dos barras principales y cada circuito posee dos seccionadores de barras. Un interruptor de acoplamiento de barras conecta las dos barras y cuando está cerrado permite transferir un circuito de una barra a la otra manteniendo la tensión mediante el accionamiento de los seccionadores de barras. El funcionamiento normal de esta topología es con el interruptor de acoplamiento abierto.

Todos los circuitos pueden trabajar con la barra principal o la mitad de los circuitos puede funcionar desde cualquier barra. En esta situación, resulta equivalente a dos nudos diferentes. En el primer caso, la subestación quedaría fuera de servicio en el caso de fallo de la barra o de interruptor. En el segundo, sólo la mitad de los circuitos. En algunos casos los circuitos funcionan con las dos barras y el interruptor de acoplamiento de barras está normalmente cerrado.

Con este esquema se necesita un sistema de relés protectores muy sensibles para evitar la parada completa de la subestación en el caso de fallo de cualquiera de las barras.

Las maniobras de seccionamiento se complican mucho, siendo posible que ocurran fallos del operario, daños y posible parada, aunque se intenta evitar con el uso de enclavamientos. La seguridad de servicio del esquema doble barra un interruptor es baja y por ello esta disposición no se emplea normalmente en subestaciones importantes.

2.3.1.6 Doble barra con by-pass

Consta de un doble juego de barras con un by-pass en las posiciones de línea o de transformador, que puede alimentarse en cualquiera de las dos.

Presenta las ventajas apuntadas en los esquemas anteriores: reparto de cargas, flexibilidad en las maniobras; lo que permite asegurar el servicio. Por el contrario, su montaje es más costoso y complicado y de igual modo la realización de maniobras.

2.3.1.7 Doble barra con barra de transferencia

Este tipo de embarrado dispone de un doble juego de barras donde se conectan las líneas y transformadores, a través de los dos seccionadores, y de otros de by-pass lo hacen a la barra de transferencia. El módulo de acoplamiento sirve para unir eléctricamente la barra de transferencia con cualquiera de las otras dos.

Este tipo de barras tiene las ventajas apuntadas en los tipos anteriores, pero presenta el inconveniente de que las maniobras y la lógica de protección son complicadas.

2.3.1.8 Doble barra y doble interruptor

La disposición de doble barra con doble interruptor tiene dos interruptores por cada circuito. Normalmente cada circuito está conectado a las dos barras. En algunos casos, la mitad de los circuitos pueden trabajar con cada barra. En este caso, el fallo de una barra o interruptor ocasionaría la pérdida de la mitad de los circuitos. El emplazamiento de las barras principales debe ser tal que se evite el paso de los fallos a ambas barras. El empleo de dos interruptores por circuito hace que esta disposición sea costosa. Sin embargo, cuando todos los circuitos están conectados para poder funcionar con ambas barras, el grado de seguridad de servicio es elevado.

Este sistema es usado generalmente en Media Tensión por el precio de los interruptores. En la práctica, no es que todas las líneas dispongan de un doble interruptor, sino que existen uno o varios de reserva, lo que permite sustituir por uno de éstos el que se quiera revisar o reparar

2.3.1.9 Interruptor y medio

La disposición de interruptor y medio llamada a veces de triple conexión, tiene tres interruptores en serie entre las barras principales. Dos circuitos están conectados entre los tres interruptores, y a cada uno le corresponde un interruptor más parte del otro que comparten. De aquí el nombre de interruptor y medio.

Esta disposición se repite a lo largo de las barras principales, de manera que para cada circuito se emplea interruptor y medio. Por lo tanto se tienen los dos embarrados principales y entre ellos un número de diámetros, cada uno de los cuales conlleva dos calles.

En condiciones de trabajo normales, todos los interruptores están cerrados y las dos barras están con tensión. Se desconecta un circuito abriendo los dos interruptores que le corresponden. Si falla el interruptor de enlace quedará otro circuito fuera de servicio, pero no se producirá la pérdida de la subestación. Si el disparo de una línea incluye el fallo de un interruptor de barra, perdería toda una barra pero mantendría el resto de bahías en tensión.

Cualquiera de las dos barras puede quedar fuera de servicio en cualquier momento sin interrumpir el servicio. Con los generadores colocados enfrente de los centros de consumo, se puede trabajar con ambas barras fuera de servicio. El mantenimiento de los interruptores se puede hacer sin pérdida de servicio, sin cambios en los relés y mediante una maniobra sencilla en los seccionadores de los interruptores.

La disposición de interruptor y medio es más cara que las otras, excepto para el caso del esquema doble interruptor doble barra. Sin embargo, es superior en flexibilidad, regularidad y seguridad. Los sistemas de relés de protección son más complejos si se comparan con las otras disposiciones.

2.3.1.10 Anillo

En el esquema en anillo los interruptores están dispuestos con los circuitos conectados entre ellos. Cada calle sale de entre dos interruptores. Hay por tanto el mismo número de circuitos que de interruptores. Durante el funcionamiento normal, todos los interruptores están cerrados. Cuando se presenta un fallo en un circuito, se disparan dos interruptores contiguos a la calle donde ha ocurrido la falta y si uno de los interruptores no funciona, para aislar el fallo un circuito más se disparará por la acción de los relés de protección de fallo de interruptor. Es decir, se disparará el siguiente por orden.

Durante el mantenimiento de un interruptor, el anillo queda roto pero todas las líneas siguen en servicio. Los circuitos conectados al anillo están dispuestos de forma que los circuitos de generación se alternen con las cargas. Cuando se produce una parada prolongada, puede abrirse el seccionador de línea y cerrarse el anillo. No son precisos cambios en los relés de protección para distintas condiciones de trabajo ni durante el mantenimiento.

El esquema de barra circular es de bajo coste, posee buena regularidad de servicio, es seguro y flexible y normalmente se considera adecuado para subestaciones importantes hasta un máximo de cinco circuitos. El sistema de relés de protección es más complejo que en el caso de los esquemas anteriores. Es práctica común construir la subestaciones importantes inicialmente en anillo; para convertirse posteriormente en el esquema de interruptor y medio.

La configuración en anillo tiene el inconveniente de ser de difícil ampliación, además de quedar abierto ante el disparo de cualquiera de sus circuitos. Para evitar estos inconvenientes se pueden añadir interruptores intermedios que permiten la formación de subanillos además de permitir su ampliación en cualquier dirección. Sin embargo, el aumento de interruptores encarece la subestación.

2.3.2 Generalidades

Las configuraciones más usuales e importantes de las anteriores son:

- Simple barra

- Simple barra con barra de transferencia
- Doble barra
- Doble barra con barra de transferencia
- Doble barra y doble interruptor
- Interruptor y medio
- Anillo

Según su función se pueden agrupar en:

Tipo1: Subestaciones típicas de interconexión y que son en definitiva un punto de la red donde confluyen varias líneas sin que exista transformación a un nivel o niveles de tensión inferior.

Doble barra, doble barra con barra de transferencia, doble barra y doble interruptor e interruptor y medio

Tipo 2: Subestaciones de interconexión, con funciones idénticas a las definidas en el caso anterior, pero que además disponen de transformación a un nivel o niveles de tensión inferior.

Doble barra, doble barra con barra de transferencia, doble barra y doble interruptor e interruptor y medio

Tipo 3: Subestaciones de transformación pura, constituidas generalmente por una o dos líneas de A.T. y una transformación a un nivel de tensión inferior.

Simple barra, simple barra con barra de transferencia, doble barra y anillo

Tipo 4: Subestaciones de central de generación cuya función es la interconexión con la red para la inyección de la energía generada.

Doble barra, doble barra y doble interruptor, interruptor y medio y anillo.

2.3.3 Continuidad del servicio.

Esta es una cuestión muy difícil de valorar, en la práctica es simplemente contrastar el precio de la inversión con el precio por las posibles pérdidas de continuidad. Este precio vinculado a la fiabilidad del sistema depende del tipo de dispositivo que falle. No es lo mismo la repercusión por la pérdida de una línea en un sistema mallado que la pérdida de la línea de unión de la red con un importante grupo generador.

Para mayor complicación no se puede analizar la fiabilidad de una subestación teniendo en cuenta solamente sus propias características sino que hay que tener en cuenta el conjunto de la red ya que los efectos de las contingencias repercuten en la red de manera inmediata. Sin embargo, en el ámbito del cálculo y estimación desde el punto de vista de la continuidad se suele considerar la subestación como un sistema aislado. Por lo tanto si se considera la pérdida de una línea, no se considera cuál es la que ha sufrido la falta, sino sólo que es una.

Con esta y otras simplificaciones se estiman unos índices de fallos que permiten comparar fácilmente diferentes configuraciones topológicas de las subestaciones.

Las subestaciones con un número de horas/ año de pérdida de pérdida mayor son simple barra con y sin barra de transferencia. Estas deben ser desechadas para subestaciones de importancia. No se deben permitir unos tiempos medios anuales de tiempo de subestación fuera de servicio tan elevados.

Según las características concretas de cada subestación, puede ser admisible o no la posibilidad de que en determinados intervalos la subestación quede fuera de servicio en su totalidad. Si se desea reducir al mínimo esta probabilidad, las configuraciones más favorables son Interruptor y medio y Anillo.

Cuando no es tan determinante la falta de servicio pero se busca una elevada continuidad global, las subestaciones más favorables son la doble barra con barra de transferencia y la doble barra y doble interruptor.

Hay que tener en cuenta para contrastar en la realidad la viabilidad de estas disposiciones sus implicaciones económicas.

2.3.4 Facilidad de operación

Desde el punto de vista de la operación los atributos más importantes de un esquema unifilar son su capacidad de adaptación a las necesidades de la explotación, sencillez y seguridad de las maniobras necesarias para los cambios de configuración.

Se pueden establecer tres tipos de configuraciones según la operación:

Tipo 1: Configuración con una sola barra principal. En este grupo se incluyen las topologías de simple barra, y simple barra con barra de transferencia.

Tipo 2: Configuración con dos o más juegos de barras principales. Aquí se incluyen las subestaciones de doble barra, doble barra con barra de transferencia, doble barra y doble interruptor e interruptor y medio.

Tipo 3: Configuraciones poligonales. El tercer grupo sólo incluye el anillo y las poligonales en general.

El primer tipo no son subestaciones aptas para interconexión pura o interconexión-transformación puesto que no permiten separar el sistema en dos ó más subsistemas.

Un problema similar presentan las subestaciones de tipo tres ya que sus posibilidades dependen de la disposición interna de las bahías.

Los esquemas de mayor sencillez y fiabilidad en las maniobras tienen ventaja a la hora de establecer criterios de elección. Los esquemas cuyo cambio de configuración se consiga sólo con maniobras de interruptores tendrán ventajas decisivas sobre aquellos en los que los cambios se realicen mediante maniobras de seccionadores. La fiabilidad en las maniobras con los primeros es mucho mayor, sobre todo en subestaciones teledirigidas.

En ese sentido tienen una gran ventaja el interruptor y medio y la doble barra y doble interruptor sobre el resto de los esquemas.

2.3.5 Facilidad en el mantenimiento

Desde la óptica del mantenimiento, el análisis de las configuraciones propuestas debe realizarse según los siguientes criterios.

- Los esquemas elegidos deben permitir realizar el mantenimiento de los diferentes elementos sin interrupciones en el servicio y con total seguridad para el personal que lo realiza.

- La cantidad de elementos a revisar condiciona los costes del mantenimiento y la explotación.

Según el primer criterio los esquemas que presentan un solo juego de barras principales no permiten realizar el mantenimiento de las barras y de los elementos asociados sin la interrupción total en el servicio de la subestación. Asimismo, los esquemas que no disponen de by-pass, transferencia o más de un interruptor por salida no permiten el mantenimiento del interruptor sin descargo de dicha bahía.

En principio para subestaciones de interconexión o interconexión-transformación estos dos condicionantes no deben de ser admitidos eliminando aquellas alternativas que lo puedan producir.

Lo cumplen la doble barra con barra de transferencia, la doble barra y doble interruptor, el interruptor y medio y los polígonos (anillo).

Para subestaciones de central o alimentación a redes de inferior tensión según sus particularidades se pueden elegir unos sistemas diferentes de los anteriores, es decir, que tengan alguna de las limitaciones expuestas.

2.3.6 Facilidad en la ampliación

La posibilidad de ampliar la subestación sin interrumpir el servicio y distorsionando al mínimo la explotación normal de la instalación es también un factor, si no determinante, sí importante a la hora de escoger una determinada configuración.

En ese sentido, los esquemas con un solo juego de barras son los más vulnerables, no es posible si ampliación sin interrumpir el servicio en la subestación, si bien se pueden adoptar medidas que minimicen la duración de las interrupciones.

Los esquemas de polígono son también conflictivos desde este punto de vista ya que cualquier ampliación involucra elementos en servicio, así que implica descargos de uno o varios circuitos de la instalación.

En las configuraciones de varias barras es difícil valorar sus características. Las que no tienen elementos compartidos permiten los trabajos de ampliación y puesta en servicio de una manera más sencilla.

2.4 Componentes

2.4.1 Aparamenta de tipo AIS

Las subestaciones de tipo AIS, como ya se ha visto, tienen tanto los embarrados aislados en aire como la propia aparamenta que forma el parque de la subestación. Se define aparamenta como todos los dispositivos que actúan o tienen contacto con los conductores principales con el fin del manejo y operación de la subestación. En este apartado se analizan las principales características de estos dispositivos.

2.4.1.1 *Interruptores automáticos o interruptores:*

Son aparatos capaces de maniobrar y soportar corrientes de carga nominal, sobrecargas y cortocircuitos durante un tiempo determinado. El accionamiento de estos interruptores puede ser manual o mediante relés de maniobra y protección.



Figura 2-5 Interruptor AIS

2.4.1.1.1 *Función de los interruptores*

Los interruptores son aparatos de desconexión que pueden asegurar la “puesta en servicio” o “puesta fuera de servicio” de un circuito eléctrico y que, simultáneamente, están capacitados para garantizar la protección de la instalación en que han sido montados contra los efectos de las corrientes de cortocircuitos (defectos en tierra, cortocircuitos entre fases).

Dichos aparatos deben ser, pues, capaces de cortar la intensidad máxima de corriente de cortocircuito susceptible de originarse en dicho lugar. Por lo tanto, su elección depende principalmente de la potencia de cortocircuito en el punto de la instalación que se desea proteger y no de la corriente que el aparato debe soportar en régimen normal.

Para definir más concretamente la elección de un interruptor, una vez determinado su poder de corte, se debe tener en cuenta otro parámetro, como es la duración de su funcionamiento. En efecto, al producirse un cortocircuito, las instalaciones, además de verse sometidas a los esfuerzos electrodinámicos, lo son a los esfuerzos térmicos, tanto más importantes cuanto mayor sea la duración de la extinción del arco.

Aunque se tenga interés en que los tiempos de apertura del interruptor se reduzcan al “máximo” en ciertos casos, se podrá introducir voluntariamente una cierta temporización (si los tiempos de los diversos interruptores no son diferentes) a fin de establecer una selectividad en la apertura de los interruptores

Frecuentemente, pues, se asocian los interruptores a un conjunto de relés de protección mediante los que se miden permanentemente ciertos parámetros eléctricos especialmente elegidos para detectar el comienzo de cualquier anomalía y poner en marcha la desconexión del interruptor en cuanto se sobrepasa el umbral de regulación existente.

Los interruptores pueden clasificarse en los siguientes grupos, según su modo de desconexión y con arreglo al orden creciente de poderes de corte.

2.4.1.1.2 *Interruptores de desconexión al aire y a presión atmosférica*

Con frecuencia, el principio en que se basan estos aparatos implica que, mediante soplado magnético, se alargue el arco, incrementando su resistencia hasta tal punto que llegue a ser considerable en la impedancia del circuito. Al ser así, la tensión y la corriente casi se encuentran en fase, y, como fácilmente se anulan al mismo tiempo, el arco se extingue a su primer paso por cero.

Puesto que, para la extinción del arco, estos aparatos no necesitan fluido auxiliar alguno (aceite o aire comprimido), también se les denomina “de desconexión en seco”.

El principio de desconexión se basa en el alargamiento y desionización natural de los gases por medio del enfriamiento. Se expulsa, mediante un soplado auxiliar, el arco a una cámara especial de desconexión, la cual, obligándole a adoptar la forma de un solenoide, lo enfría intensamente al contacto de placas refractarias. Así pues, el arco constituye su propia bobina de soplado, alargándose las espiras del arco por la acción de fuerzas electrodinámicas. Los gases ionizados, forzados a penetrar en los intervalos laminares existentes entre las placas refractarias, se enfrían radicalmente.

El alargamiento del arco y su intenso enfriamiento producen un aumento sustancial de la resistencia de aquél, lo que provoca una también sustancial disminución de la corriente de defecto, una puesta en fase con la tensión y la interrupción del arco al pasar la corriente por cero.

En este tipo de interruptor, el campo magnético que el arco necesita para alargarse se produce por medio de varias bobinas introducidas en serie y de manera automática en el circuito a medida que se desplaza dicho arco. Por esta razón, el soplado es tanto más potente cuanto más elevada sea la corriente que se pretende interrumpir.

Este sistema ofrece la ventaja de que el soplado magnético se puede realizar con un número creciente de espiras, existiendo incluso la posibilidad de extinción de corrientes de escasa intensidad. Un soplado auxiliar autoneumático (consistente en una tobera y un cilindro fijo D, cuyo pistón se articula por el brazo del contacto móvil) facilita, en cualquier caso, la introducción del arco en la caja.

Al elevarse, el arco tiene que pasar forzosamente por las chimeneas de desconexión, en las que se estira hasta llegar a interrumpirse. Al igual que en el caso expuesto en el Ejemplo A, la magnitud del alargamiento y enfriamiento del arco, al contacto con la caja de soplado, aumenta progresivamente su resistencia, lo que provoca una disminución de la intensidad de la corriente de defecto y su puesta de nuevo en fase con la tensión, consiguiéndose así una reducida tensión de restablecimiento. La extinción se produce con el paso de la corriente por cero, sin que se cree un riesgo de sobretensión por “arranque de corriente”.

Según sea el poder de corte del aparato, se pueden equipar las rampas conductoras con varias bobinas de soplado montadas en serie.

2.4.1.1.3 *Interruptores de gran volumen de aceite*

En su forma básica, los interruptores de aceite están emparentados con los aparatos de tipo seccionador, en los que el aceite que sustituye al aire ejerce simultáneamente las funciones de dieléctrico y de agente extintor.

Todos ellos constan de un gran recipiente de aceite, de bastante capacidad, en cuyo interior se han dispuesto dos pares de contactos por fase. En uno de los tipos de interruptor, dichos contactos han sido introducidos en una “cubeta” o “cámara de desconexión” que, al circundar el arco, limita la producción de gases. Se dice que dichos interruptores son de “desconexión dirigida”

En el otro tipo de interruptor, la producción de gases creada por el arco eléctrico se desarrolla con bastante libertad, aunque el aceite del recipiente límite su volumen. Dicho recipiente, al no conectarse con el exterior más que por un orificio de escasa dimensión, se halla sometido a presión. Estos interruptores reciben el nombre de “interruptores de desconexión libre”

2.4.1.1.3.1 *Interruptores de desconexión libre*

Dicho dispositivo móvil se encuentra dotado de escasa inercia, lo que permite la obtención de una elevada velocidad de separación de los contactos. La energía cinética adquirida al final del recorrido de apertura se absorbe mediante amortiguadores situados en la parte inferior de las guías. Las paredes internas del recipiente se revisten con planchas aislantes que, a veces, separan las fases una de otra.

Bajo determinadas condiciones de explotación y especialmente cuando se trata de proteger redes de distribución en las que los cortocircuitos monofásicos son los que se producen con mayor frecuencia, se emplean interruptores que constan de un recipiente por cada fase, estableciéndose así pues una relación entre la presión de los gases creada por el arco eléctrico y el corte de corriente por el polo correspondiente.

2.4.1.1.3.2 *Interruptores de desconexión dirigida*

Los contactos, en este tipo de interruptor, se separan en el interior de un cámara "Transvector", siendo sometidos los gases así producidos a una presión y un recorrido muy particulares.

Empleando este tipo de interruptor, el volumen de aceite contaminado originado en cada desconexión es inferior al volumen de aceite a la acción del arco en el caso de la desconexión libre.

2.4.1.1.4 *Interruptores de pequeño volumen de aceite*

En el caso de los interruptores tratados anteriormente, la mayor parte del aceite representa el papel de dieléctrico entre la envoltura y las partes sometidas a tensión, realizándose la extinción del arco sólo con una pequeña parte de aquél. Si se introduce esa parte activa del aceite en un recinto aislante suficientemente consistente, se pueden reducir sustancialmente el volumen de aceite, el peso y dimensiones del aparato y los riesgos de incendio que implica. De esta forma es como se ha concebido el "interruptor de pequeño volumen de aceite".

Este tipo de aparato consta de una cámara de desconexión fabricada con material aislante y en cuyo interior se evapora un pequeño volumen de aceite, creándose con ello el aumento de presión requerido por el soplado del arco

En un interruptor, es imposible que el arco se extinga antes de que la distancia entre contactos haya alcanzado un valor mínimo que dependa de la tensión del restablecimiento. Durante dicha fase preliminar, es inútil intentar acción alguna en ese sentido.

La energía que se desprende del arco debe ser la mínima posible a fin de que se reduzcan las presiones que se podrían generar como consecuencia de una producción exagerada de gases. Este resultado se obtiene, por un lado, disminuyendo al mínimo la longitud del arco y manteniéndolo rectilíneo entre los contactos, y, por otro, provocando una rapidísima velocidad de desplazamiento del contacto móvil que reduciría así el tiempo de arco.

A medida que se aproxima a la distancia mínima de desconexión, hay que desarrollar bruscamente una energía suplementaria que permita desionizar el medio y que asegure la extinción en el siguiente primer paso por cero. Dicha energía se consigue encerrando el arco en una “cubeta de desconexión”.

Esta última ha sido concebida de forma en que sea posible someter a presión los vapores de aceite que ya no puedan desarrollarse libremente, llevándose a cabo, mediante su expansión, un autosoplado del arco. Por su modo de aplicación, dicha energía de desionización es directamente proporcional a la intensidad que se desee interrumpir.

2.4.1.1.5 *Interruptores de desconexión por aire comprimido*



Figura 2-6 Interruptor AIS de autosoplado

Para concluir, a fin de conseguir la extinción del arco, se utilizan en estos aparatos las excelentes cualidades dieléctricas del aire sometido a presión. Además, gracias a la gran velocidad de barrido, se facilita la evacuación de las moléculas ionizadas, pudiéndose conseguir la desconexión con una escasa separación de los contactos. Ello implica las siguientes ventajas e inconvenientes:

- Dado que el aire es incombustible, no se producen, como en el caso del aceite, materias de descomposición carbonizadas, con lo que se elimina esta obligación de mantenimiento.

- Al renovarse el aire cada vez que se hace uso del arco, la extinción se lleva a cabo siempre en un ambiente de máxima calidad dieléctrica.

- Debido a que, por regla general, las fuerzas de inercia son mucho menos importantes que en los demás tipos de interruptor, se pueden obtener elevadas velocidades de funcionamiento.

- Con el aire comprimido, el barrido del arco se efectúa a gran velocidad, lo que facilita la evacuación de las moléculas ionizadas y permite que se produzca la desconexión con una escasa separación de los contactos.

- La escasa separación de los contactos puede, a veces, provocar la necesidad de acoplar al interruptor un seccionador a fin de, en ausencia del aire comprimido, mantener la tensión.

- Se hace preciso prever dispositivos de seguridad en caso de que se produjesen bajas accidentales de presión.

- En ciertos casos (muy elevada potencia de cortocircuito, necesidad de amortiguar las oscilaciones, etc.), estos interruptores van equipados con cámaras de desconexión auxiliares provistas de una resistencia y de contactos que cortan la corriente que atraviesa dicha resistencia inmediatamente después de producirse la desconexión del circuito principal. La introducción de dichas resistencias sirve también para evitar las sobretensiones que se producen cuando, al conectar en vacío líneas largas, se cierra el interruptor.

Por lo general, todos esos interruptores se realizan poniendo en serie cámaras elementales, idénticas para un mismo aparato. El número de elementos estándar que pueden ensamblarse de esta manera depende de la tensión de la red.

2.4.1.2 *Seccionadores:*

La misión de este aparato es la de aislar tramos de circuito, de una forma visible, cuando las circunstancias de explotación de la instalación así lo requieran. Los circuitos que deba interrumpir el seccionador deben hallarse libres de corriente, o lo que es lo mismo, el seccionador debe maniobrar en vacío. No obstante, deben ser capaces de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Estos aparatos van a asegurar que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte del operario.

Aunque los seccionadores han de maniobrarse normalmente sin carga, en determinadas circunstancias pueden conectarse y desconectarse con pequeñas cargas.

Cuando se trata de corrientes magnetizantes, como la corriente de vacío de los transformadores, y que tienen un carácter claramente inductivo, la carga que pueden cortar los seccionadores es menor.

Los seccionadores habitualmente utilizados en instalaciones eléctricas tienen muy variadas formas constructivas según su modo de accionamiento:

2.4.1.2.1 *Seccionadores de cuchillas*

Estos aparatos son los más empleados para tensiones medias, tanto para interior como para exterior, pudiendo disponer tanto de seccionadores unipolares como tripolares

La constitución de estos seccionadores es muy sencilla, componiéndose básicamente en una base o armazón metálico rígido (donde apoyarán el resto de los elementos), dos aisladores o apoyos de porcelana, un contacto fijo o pinza de contacto y un contacto móvil o cuchilla giratoria (estos dos últimos elementos montados en cada uno de los aisladores de porcelana).

La principal diferencia entre los seccionadores de cuchillas giratorios para instalación en interior y para instalación intemperie estriba en el tamaño y forma de los aisladores que soportan los contactos, teniendo unos aisladores de mayor tamaño y forma acampanada en los seccionadores de intemperie que los de interior, consiguiendo de esta manera el aumento de las líneas de fuga en los aisladores y mayores tensiones de contorno bajo lluvia.

En muchos casos resulta conveniente poner a tierra las instalaciones cuando se ha de trabajar en ellas, para lo cual se construyen seccionadores con cuchillas de puesta a tierra. Estos seccionadores están contruidos de forma que cuando están conectados las cuchillas de seccionador resulte imposible conectar las cuchillas de puesta a tierra y recíprocamente, resulte imposible conectar las cuchillas de seccionador mientras esté conectado el dispositivo de puesta a tierra.

2.4.1.2.2 *Seccionadores de cuchillas deslizantes.*

Con una estructura muy similar a la de los seccionadores de cuchillas giratorias, descritos anteriormente, poseen la ventaja de requerir menor espacio en sus maniobras dado que sus cuchillas se desplazan longitudinalmente, por lo que se puede instalar en lugares más angostos. No obstante, dado su tipo de desplazamiento de las cuchillas, estos seccionadores tienen una capacidad de desconexión inferior en un 70% a los anteriores.

2.4.1.2.3 *Seccionadores de columnas giratorias*

Este tipo de seccionadores se utiliza en instalaciones en intemperie y con tensiones de servicio superiores a 30 kV. Dentro de este tipo de seccionadores cabe distinguir dos construcciones diferentes:

2.4.1.2.4 *Seccionadores de columna giratoria central:*

En este tipo de seccionadores la cuchilla está fijada sobre una columna aislante central que es giratoria. Con esta disposición se tiene una interrupción doble, de tal suerte que cada punto de interrupción requiere una distancia de aire igual a la mitad de la total. Las dos columnas exteriores están montadas rígidamente sobre soporte metálico de perfiles laminados y son las encargadas de sostener los contactos fijos.

En caso de que se disponga de un seccionador de columna central giratoria trifásico, el accionamiento de las tres columnas centrales giratorias se realiza mediante un juego de barras y bielas que permiten un accionamiento conjunto sobre las tres cuchillas giratorias.

Este seccionador puede montarse también con cuchillas de puesta a tierra, en cuyo caso se impide cualquier falsa maniobra por medio de un enclavamiento apropiado.

Este tipo de seccionadores se suele utilizar en instalaciones con tensiones de servicio entre 45 y 400 kV y corrientes nominales comprendidas entre 630 amperios y 1250 amperios.

2.4.1.2.5 *Seccionador de dos columnas giratorias:*

El seccionador dispone de dos columnas en lugar de tres como el modelo de columna giratoria central, siendo estas dos columnas giratorias y portadoras de cuchillas solidarias, que giran hacia el mismo costado. En este caso se obtiene sólo un punto de interrupción a mitad de recorrido entre las dos columnas. El campo de aplicación de este seccionador es en instalaciones de intermedia con tensiones de servicio de hasta 110 kV y corrientes nominales comprendidas entre 800 y 2.000 amperios.



Figura 2-7 Seccionador Dos Columnas

Este seccionador puede montarse con cuchillas de puesta a tierra, en cuyo caso se impide cualquier falsa maniobra por medio de un enclavamiento apropiado. El accionamiento de esta clase de seccionadores pueden realizarse manualmente, por aire comprimido o por motor eléctrico. Para accionar conjuntamente los polos de seccionador tripolar se han acoplado éstos entre sí. El accionamiento va unido a los aisladores giratorios de un polo, desde donde parten las varillas de acoplamiento con los otros polos.

2.4.1.2.6 Seccionadores de pantógrafo

Los seccionadores de pantógrafo han sido creados para simplificar la concepción y la realización de las instalaciones de distribución de alta tensión en intemperie (se suele utilizar para la conexión entre líneas y embarrados que se hallan a distinta altura y cruzados entre sí). Conceptualmente, se distinguen de los anteriores seccionadores mencionados porque el contacto fijo de cada fase ha sido eliminado, realizando la conexión del contacto móvil directamente sobre la línea (en un contacto especial instalado en la misma).



Figura 2-8 Seccionador Pantógrafo

Estos seccionadores se disponen para tensiones de servicio entre 132 y 400 kV en corrientes nominales entre 800 amperios y 1.600 amperios cuyos componentes principales, por polo o fase, son por lo general los siguientes:

- El soporte inferior: en cuyo interior se sitúan los resortes que aseguran la presión de contacto así como el mando.
- La columna soporte: constituida por dos aisladores superpuestos y acoplados entre sí por fijación mecánica. Esta columna contiene el eje aislante de resina sintética y asegura el enlace entre el pantógrafo y el eje de mando.

- El soporte superior: en cuyo interior está fijado el mecanismo que ataca los brazos inferiores del pantógrafo.
- El pantógrafo propiamente dicho: constituido por cuatro brazos horizontales cruzados, dos a dos, por cuatro brazos verticales y por los contactos móviles.
- El contacto de línea: fijado a la línea por una derivación en forma de T.

La cinemática del pantógrafo ha sido estudiada de tal forma que la última parte de su carrera de cierre se efectúa sin la ayuda del mando. De esta forma, la presión del contacto es totalmente independiente de la posición final de los elementos de mando. Este seccionador se puede equipar también con cuchillas de puesta a tierra que, como caso general, suelen ir instaladas en los extremos del embarrado donde se hallen los pantógrafos.

2.4.1.3 Transformadores de medida

Los transformadores de medida como todos los transformadores, son máquinas eléctricas dotadas de un primario y secundario que se aprovechan de las propiedades electromagnéticas de la corriente alterna para transformar potencia, en este caso, se busca representar una magnitud.



Figura 2-9 Transformadores de Medida

La función de un transformador de medida es proporcionar entradas precisas a los sistemas de protección, control y medición, incluida la medición fiscal. Estas funciones requieren un elevado grado de exactitud y fiabilidad de los transformadores de medida, para garantizar el funcionamiento correcto de los sistemas de protección y una medición precisa.

El material utilizado en las unidades actuales de alta tecnología permite conseguir altos grados de precisión a lo largo de toda la vida útil del transformador de medida, y con frecuencia, la sustitución de las unidades antiguas sólo está justificada por un diseño moderno. Generalmente los transformadores vienen rellenos de aceite y en algunos casos con objeto de reducir el volumen de aceite se utiliza cuarzo pulverizado en el interior

En el caso de los transformadores de medida, las áreas principales de perfeccionamiento son introducir aún más mejoras en fiabilidad y conseguir mayor precisión.

Un importante avance en los últimos años ha sido la introducción de aislamientos compuestos de caucho de silicona. El método de producción patentado de “moldeado en espiral” consigue un aislador sin juntas y con excelentes características de rendimiento. La mayoría de los transformadores de medida se pueden suministrar con aisladores compuestos en lugar de porcelana.

2.4.1.3.1 Transformador de intensidad

El transformador de intensidad, como su nombre indica, tiene como fin proporcionar en una escala mucho menor en el secundario una magnitud proporcional de la corriente que pasa por el primario. Es un transformador pasante, es decir, la corriente atraviesa el núcleo toroidal donde se transforma en corriente de secundario.



Figura 2-10 Transformador de Intensidad

Por este motivo, el número de secundarios de un transformador implica el número de núcleos que tiene el propio transformador. Cada núcleo puede saturarse con una corriente elevada y no dar ninguna señal de corriente en el secundario o tener poca precisión si la corriente es muy baja con respecto a la que está diseñado. Existen varios tipos de núcleos en función de su utilidad que permiten observar, en la escala apropiada, la corriente que se desea detectar.

2.4.1.3.1.1 Secundario de medida

Es un secundario diseñado para la medida de corriente en magnitudes cercanas a la nominal. Se denomina por la precisión de esta medida. A valores elevados alcanza la saturación y a valores bajos pierde precisión. Se utilizan, como su nombre indica, como medida de diferentes magnitudes de corriente en la instalación.

2.4.1.3.1.2 *Secundario de protección*

Este es un secundario diseñado para medir con precisión corrientes elevadas de hasta unas veinte veces la nominal, según el modelo, sin variación de la precisión. Por el contrario, a medidas de baja potencia carece de la precisión suficiente. Es por ello que se utiliza para las protecciones destinadas a detectar sobrecorrientes y derivados de estas.

2.4.1.3.1.3 *Secundario de medida fiscal*

Es un secundario similar al de medida pero con un núcleo de hierro que le confiere, además de una mayor precisión, la capacidad de mantener esta para valores bastante bajos de la corriente comparado con la medida normal. Es por ello que este tipo de dispositivos se emplean para dar señal a los equipos de tarificación.

2.4.1.3.2 *Transformador de tensión inductivo*

Este transformador se utiliza para la medida de tensión, generalmente para la tensión entre fase y tierra por lo que una de las tomas se conecta a una fase y la otra rígidamente a tierra.

A diferencia de los transformadores de intensidad, los transformadores de tensión no requieren un núcleo magnético diferente para cada secundario sino que se pueden asociar varios arrollamientos a un mismo núcleo.



Figura 2-11 Transformador de Tensión Inductivo

Soporta menores tensiones que un transformador de tensión capacitivo pero proporciona mejores resultados en el ámbito de la precisión, por lo que se le suele preferir para medida.

El núcleo, en vez de ser toroidal como los inductivos, es de chapa laminada y rectangular, lo cual implica que tenga peores propiedades magnéticas y un aumento de los entrehierros y por tanto que se necesite un núcleo mayor. A pesar de esto, se prefiere este aumento en tamaño por el gran número de espiras que suele llevar asociado.

2.4.1.3.3 Transformador de tensión capacitivo

Realmente no es un transformador propiamente dicho sino un puente capacitivo para la reducción de la tensión. Es por ello, que al carecer de espiras no dan problemas de volumen para grandes tensiones como lo dan los inductivos.



Figura 2-12 Transformador de Tensión Capacitivo

Estos transformadores son necesarios para conformar un sistema de trampa de ondas para poder establecer una conexión de onda portadora. Una conexión de onda portadora permite una comunicación en alta frecuencia entre dos subestaciones utilizando como medio el propio conductor.

Una trampa de ondas es un conjunto de un transformador de tensión capacitivo con una bobina de bloqueo para formar las dos un filtro de paso bajo. La señal de baja frecuencia (50 Hz) que transmite potencia continua su recorrido normal por el sistema de transporte, pero la señal de alta frecuencia que representa la información es filtrada y retirada de la red de transporte aguas debajo de la subestación.

2.4.1.3.4 Transformador de tipo transductor óptico



Figura 2-13 Transformador Óptico de corriente

Las nuevas tecnologías y el desarrollo de la electrónica ha permitido el diseño de nuevos dispositivos de medida con un tamaño y peso más reducido, además de una mayor precisión.

Utilizando las propiedades ópticas de la luz alteradas por el magnetismo de las elevadas corrientes se puede cuantificar la medida de intensidad y mediante electrónica transmitirla como una señal de un transformador de medida convencional.

Debido a los elevados precios, al poco conocimiento de la fiabilidad, el mantenimiento y la respuesta en el tiempo de estos dispositivos están tardando en ser implementados en las instalaciones actuales.

2.4.1.4 Descargadores o Pararrayos

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores u oscilaciones de potencia.

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales: Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente. Estas características se logran con el aparato llamado pararrayos o autoválvulas.

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

1. Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
2. Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
3. Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
4. No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
5. La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Los pararrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido, superior a la tensión máxima del sistema.



Figura 2-14 Pararrayos de óxidos

Los pararrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

1. Cuernos de arqueo
2. Pararrayos autovalvulares
3. Pararrayos de óxidos metálicos

2.4.1.4.1 *Cuernos de arqueo*

Es el caso de los pararrayos más primitivos y pueden estar formados por un solo explosor, caso más sencillo, o varios explosores en serie, conectados por un lado al circuito vivo que se va a proteger, y por el otro lado, a la red de tierra

Este sistema, que sería el más económico, tiene el inconveniente de que una vez originado el arco en el explosor se ioniza el aire y la corriente de descarga se transforma en una corriente de cortocircuito a tierra que sólo se puede eliminar mediante la apertura de un interruptor o fusible adecuado. Su uso no es común. Se podría utilizar mediante el uso de un interruptor con circuito de reenganche.

2.4.1.4.2 *Pararrayos autovalvulares*

Este grupo de pararrayos, llamados también de tipo convencional, está formado por una serie de resistencias no lineales de carburo de silicio, prácticamente sin inductancia, presentadas como pequeños cilindros de material prensado. Las resistencias se conectan en serie con un conjunto de explosores intercalados entre los cilindros.

Las resistencias evitan que, una vez iniciada la descarga en los explosores, se produzca una corriente permanente. A su vez permiten disminuir las distancias entre los electrodos, proporcionando mayor sensibilidad al pararrayos, aun en el caso de sobretensiones reducidas.

Las resistencias no lineales son unos pequeños cilindros formados por pequeñas partículas de carburo de silicio (SiC) con dimensiones del orden de 200 micrones.

La curva característica no lineal de tensión-corriente, se obtiene a partir de las propiedades semiconductoras eléctricas, por la interacción entre el carburo de silicio y el aglutinador que permite cierto contacto entre las partículas de SiC, ocasionando la obtención de una resistencia no lineal.

Los cilindros semiconductores tienen la propiedad de disminuir su resistencia en presencia de sobretensiones y de aumentarla a un valor prácticamente infinito, al regresar la tensión a su valor nominal. Esto convierte al pararrayos en una válvula de seguridad para las altas tensiones, que funciona en el momento necesario, evitando la persistencia de la corriente de cortocircuito sin que se produzcan oscilaciones secundarias.

2.4.1.4.2.1 *Funcionamiento del pararrayos*

Cuando se origina una sobretensión, se produce el arqueo de los entrehierros y la corriente resultante es limitada por las resistencias a pequeños valores, hasta que en una de las veces que pase por cero la onda de corriente, los explosores interrumpen definitivamente la corriente.

Se observa que una vez iniciada la onda de choque ésta empieza a crecer hasta llegar a un punto en que empieza a ionizarse el entrehierro del explosor, sigue creciendo la tensión y al llegar a un determinado valor de tensión se produce el arco entre las terminales del explosor.

Por otro lado, durante la descarga de la sobre tensión en la resistencia no lineal, circula una corriente con un valor máximo de corriente que fija la capacidad de descarga máxima de energía a través del pararrayos, sin que éste sufra deterioro alguno.

Cuando los pararrayos deban limitar también las sobre tensiones que originan la operación de interruptores, los explosores incluyen también un soplado magnético que cumple dos funciones, extinguen más rápidamente el arco formado y oponen mayor resistencia a los reencendidos.

2.4.1.4.3 Pararrayos de óxidos metálicos

Tienen su base en las investigaciones que se han efectuado sobre las propiedades semiconductoras de los óxidos metálicos, el de óxido de zinc (ZnO). Este tipo está basado también en que la curva de tensión-corriente de las resistencias es menos lineal que la del caso de carburo de silicio; conduce cuando la tensión es superior a la tensión máxima de referencia y cierra la conducción, prácticamente a un valor cero, cuando la tensión regresa a su valor normal.



Figura 2-15 Pastillas ZnO

Los pararrayos están constituidos por varias piezas de resistencia no lineal, de óxido de zinc, apiladas dentro de una columna hueca de porcelana, sin entrehierros. En la parte superior de la porcelana tienen una placa relevadora de presión que, en caso de una sobrepresión interna, se rompe y permite escapar los gases hacia arriba sin producir daños laterales.

Las resistencias no lineales son también unos pequeños cilindros formados por partículas de óxido de zinc de menor tamaño que en el caso de los convencionales.

Las partículas están formadas por cristales de óxido de zinc de unos 10 micrones, rodeados por un material aglutinador de mayor resistencia eléctrica que el cristal, el cual produce una separación entre los cristales del orden de 0.1 de micrón y permite cierto contacto entre los cristales de óxido, ocasionando una resistencia no lineal. La resistencia de los cristales es mucho menor que la del material aglutinador, de tal manera que cuando aparece una sobre tensión entre los elementos no lineales, casi toda la tensión aparece en la capa aglutinadora; así se produce un fenómeno multiplicador de corriente, típico de la electrónica de estado sólido y se obtiene una característica extremadamente no lineal entre la tensión aplicada y la corriente resultante, que se aproxima al caso del pararrayos ideal.

2.4.1.4.4 *Consideraciones generales sobre pararrayos*

Ventajas de los de óxido de zinc sobre los de tipo convencional:

- Como no tienen entrehierros, su protección es constante.
- Por su característica de tensión - corriente menos lineal que los de tipo convencional, no permite el flujo de corriente posterior, causada por una sobretensión.
- Debido a que absorben menos energía que los convencionales, pueden soportar mayor cantidad de rayos y operaciones de interruptores.
- El volumen de las partes activas se reduce respecto al tipo convencional, lo que los hace más compactos.

2.4.1.4.5 *Capacidad de sobretensión*

Para una protección eficaz contra las sobretensiones, las tensiones de arranque y residual deben ser inferiores a un cierto límite, dado por las normas con el fin de evitar el flameo de los aisladores, soporte de la propia porcelana de los pararrayos y de los aislamientos de máquinas y aparatos.

Cuando un sistema está directamente conectado a tierra, los pararrayos pueden ser del 85 % de la tensión nominal. Por el contrario, cuando el sistema está aislado de tierra, éstos pueden ser del 100 % del valor nominal para soportar tensiones compuestas.

Cuando a un pararrayos de ZnO se le aplica una tensión que excede continuamente el valor nominal y durante un tiempo largo, se incrementan las pérdidas de las resistencias y aumenta su temperatura. La capacidad de sobretensión depende de la marca y del diseño del pararrayos, y además del tiempo de duración de la sobretensión.

2.4.1.4.6 *Interacción de la lluvia, la niebla y el campo exterior en los pararrayos*

En el caso de que dentro de un pararrayos se pueda introducir la humedad, ésta se condensa formando una capa conductora que altera la repartición de la tensión a lo largo de los explosores y así se origina que unos explosores se encuentren a mayor tensión que otros, lo cual inicia la emisión de efluvios que, a su vez, oxidan el nitrógeno del aire, el cual en presencia del agua produce ácido nítrico que destruye las partes metálicas. Por lo anterior, los pararrayos deben permanecer bien sellados.

La lluvia y la niebla también influyen, por otro lado, en la tensión de flameo, a la frecuencia de 60 Hz, de la porcelana exterior del pararrayos, ya que forma una capa conductora sobre la superficie del aislador. La niebla hace bajar más aún la tensión de flameo, ya que todo el contorno del aislador está húmedo, mientras que con la lluvia las partes inferiores de las campanas están secas.

La forma del campo eléctrico exterior influye también en la tensión de flameo de los pararrayos, pudiéndose considerar dos casos:

1. Si el pararrayos no está instalado cerca de elementos metálicos, la capacitancia a tierra es despreciable, la tensión se reparte a lo largo de la porcelana en forma uniforme, y por lo tanto, la tensión de flameo es la nominal.

2 Si el pararrayos está instalado cerca de elementos metálicos, como puede ser una reja, la capacitancia a tierra es mayor, la tensión se reparte en la porcelana en forma no uniforme, y por lo tanto, la tensión de flameo disminuye respecto al caso anterior.

Los efectos del campo exterior disminuyen con la instalación sobre el pararrayos de anillos equipotenciales.

2.4.1.5 Bobina de bloqueo

Las bobinas de bloqueo son elementos que pueden estar o no presentes en un parque de alta tensión. Estos elementos serán necesarios cuando la subestación cuente con un sistema de comunicación conocido como Onda Portadora o por sus siglas en inglés PLC (Power Line Carrier).

Las bobinas de bloqueo son por tanto elemento un elemento de alta tensión pero en realidad forman parte del sistema de comunicación por Onda Portadora.



Figura 2-16 Bobina de Bloqueo

Cuando se disponía de una línea de transmisión que unía dos lugares (subestaciones) entre sí y se requería intercambio de información, se desarrolló el sistema de onda portadora por línea de alta tensión, el cual utiliza la misma línea de alta tensión como enlace y medio de comunicación.

El sistema de Onda Portadora es un sistema de comunicación que aprovecha la línea de conexión en alta tensión que une dos subestaciones para establecer un enlace y realizar así el intercambio de diversos datos y señales. El sistema hace uso de la misma línea de alta tensión para la transmisión de señales de teleprotección, voz y datos. El sistema emplea generalmente frecuencias de rango de 30 a 500 kHz.

El sistema de onda portadora por línea de alta tensión PLC esta conformado por los siguientes equipos:

- Bobina de Bloqueo.
- Condensadores de Acople.
- Unidad de Acople.
- Cable de Alta Frecuencia.
- Terminal PLC.

Las bobinas de bloqueo se conectan en serie en las líneas de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia industrial de tal forma que no perturbe la transmisión de energía, pero debe ser relativamente alta para cualquier banda de frecuencia utilizada para comunicación por onda portadora.

Las bobinas de bloqueo consisten básicamente en una bobina principal con un elemento protector y usualmente uno de sintonización.

La bobina principal es una inductancia, la cual permite el paso de la corriente a frecuencia industrial del circuito o línea de transmisión.

El equipo de protección protege a la bobina contra posibles sobretensiones transitorias.

El equipo de sintonía sirve para obtener una impedancia relativamente alta para una o más frecuencias o para bandas de frecuencia y así impedir su paso al interior de la subestación, desacoplándolo de la onda portadora.

2.4.1.5.1 *Montaje*

Las bobinas de bloqueo se pueden instalar suspendidas por cadenas de aisladores de los pórticos de las subestaciones o sobre aisladores de poste. Algunas veces, por de espacio y material se sitúan en vez de encima del aislador, encima del transformador de tensión tipo capacitivo CVT o condensador de acoplamiento. La capacidad estructural de resistencia, sumamente alta, de estos dispositivos, permite que la mayoría de trampas de onda sean montadas de esta manera.

Este tipo de esquema de montaje, reduce el espacio requerido en la mayoría de subestaciones, mientras se facilita la conexión eléctrica entre las bobinas de bloqueo y los transformadores capacitivos o condensadores de acoplamiento. La conexión mecánica entre las dos unidades también sirve como conexión eléctrica.

En la especificación de trampas de onda o para consulta a los fabricantes se deben indicar como mínimo las siguientes características:

- Corriente nominal de la bobina principal.
- Tensión máxima del equipo.
- Inductancia nominal de la bobina principal.
- Ancho de banda del dispositivo de sintonización.
- Corriente de corta duración.

2.4.1.6 Condensadores y Reactancias

Los condensadores, reactancia y resistencias de alta tensión son elementos que no siempre son necesarios en una subestación y por lo tanto se recurre a ellos en determinadas circunstancias. En concreto, se emplean para corregir y mejorar la calidad de las magnitudes eléctricas del sistema y elevar la eficiencia de la transmisión de energía eléctrica.

Los condensadores de potencia son elementos que se aplican a redes de 50 Hz ó 60 Hz para compensar la potencia reactiva en puntos de alta demanda en redes eléctricas, generalmente industriales. En muchos casos se requieren condensadores para compensar los elevados requerimientos de potencia reactiva de las industrias de fundición o acerías que emplean hornos de arco, en industria con maquinaria ya que se suelen usar máquinas de inducción o en los casos donde existen existir importantes cargas de iluminación por lámparas fluorescentes.



Figura 2-17 Banco de Condensadores

Solamente la potencia activa producida por la corriente activa es utilizada en el punto de consumo. La potencia reactiva producida por la corriente reactiva no contribuye a la conversión en potencia útil y por lo tanto no es contabilizada por los elementos de medida activa. Sin embargo, la potencia reactiva circula a su vez por los conductores, siendo necesario que sea tenida en cuenta en el dimensionamiento ya que si no, puede provocar un efecto desfavorable en los equipos eléctricos, además de constituir una carga adicional para los generadores, transformadores y conductores. Esto provoca un aumento de las caídas de tensión y pérdidas por calentamiento.

Los condensadores suelen ser una forma económica de suministro de energía reactiva. Estos se suelen instalar en las cercanías de grandes cargas reactivas (motores y transformadores) para aligerar la contribución de las redes de transmisión, incluyendo transformadores y generadores, al suministro de energía reactiva. Si los condensadores son ubicados apropiadamente, al reducirse la necesidad de aportación de energía reactiva, es posible en muchos casos conectar cargas adicionales a los sistemas de suministro existentes sin tener que incrementar su potencia o tener que ampliar la red.

Dependiendo del tipo de conexión, las reactancias se emplean para limitar la corriente de cortocircuito de redes o instalaciones hasta valores que puedan ser manejados por la capacidad de sus equipos e interruptores. En este caso se emplean reactancias conectadas en serie. Las reactancias conectadas en derivación se emplean para compensar la corriente capacitiva y evitar un aumento descontrolado de la tensión (Efecto Ferranti).

2.4.2 Aparamenta de tipo GIS

En el sistema GIS, las diversas partes del circuito principal de corriente, tales como el interruptor, el seccionador, las barras colectoras, etc... están integrados mecánicamente en un conjunto que podemos denominar *conjunto de acoplamiento*. Se designa con la palabra "puesto" a la combinación de acoplamiento. La ejecución compacta y la técnica del cableado llevada a un elevado nivel de desarrollo permiten la libre elección del emplazamiento, y aseguran la independencia respecto a las condiciones ambientales.

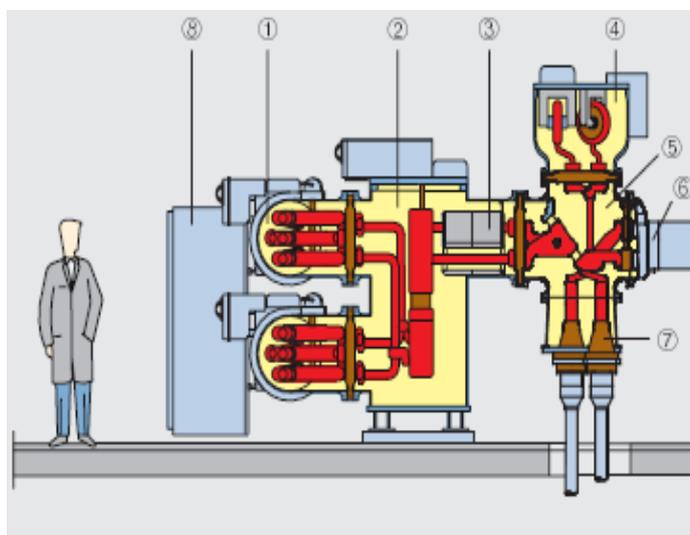


Figura 2-18 Aparamenta GIS

Las subestaciones blindadas utilizan la misma aparamenta que las convencionales, pero con un diseño y características algo diferentes, donde el conjunto de la subestación está integrado dentro de una envoltura de aluminio rellena de SF₆, el cual asegura el aislamiento con respecto a tierra.

Existen además una serie de diferencias sustanciales en la aparamenta utilizada.

2.4.2.1 Hexafluoruro de hidrógeno

La base del aislamiento de las subestaciones blindadas es el gas SF₆ que le proporciona las características que las diferencian de las subestaciones convencionales aisladas en aire.

La resistencia dieléctrica en un campo homogéneo es aproximadamente 2,5 veces mayor que el aire a la misma temperatura y presión. El diseño de los componentes bajo tensión es tal que produce una distribución de campo eléctrico homogénea, lo cual lleva a una utilización más eficiente de la resistencia intrínseca del gas aislante.

La presión de carga es aproximadamente 15% mayor respecto a la presión nominal de aislamiento. Esto garantiza una densidad de gas suficiente a través de un largo período de funcionamiento. Para asegurar una pérdida de gas mínima durante la operación todos los cierres, conexiones y válvulas están sujetos, en fábrica, a rigurosos tests de estanqueidad del gas.

Según el diseño, cada polo constituye un compartimento de gas individual o se tienen los tres bajo una envolvente blindada común. Dado que la resistencia dieléctrica de los aparatos de maniobra y el poder de interrupción del interruptor con SF₆ dependen de la densidad del gas SF₆, un relé está instalado en cada cámara para controlar la densidad del gas y detectar pérdidas.

Para protección contra la sobrepresión excesiva debido a imprevistas faltas por arco interno, tiene instalado un diafragma metálico (disco de ruptura). Cuando se alcanza una sobrepresión predeterminada el disco de ruptura se romperá, se abrirá y liberará la presión que de otro modo causaría la rotura de la carcasa. Deflectores colocados frente al diafragma garantizan la seguridad del personal.

2.4.2.2 Interruptor

Son muy similares a los convencionales bajo el mismo principio de funcionamiento y de extinción de arco.

Se pueden disponer en forma horizontal o vertical para optimización del tamaño de la subestación. El número de cámaras depende de la tensión nominal y del poder de corte del propio interruptor. El tipo de sistema de maniobra puede ser mecánico o hidromecánico.

2.4.2.3 Seccionador

Se utilizan seccionadores deslizantes aptos para cortar las corrientes capacitivas que aparecen durante las maniobras de acoplamiento de partes de una instalación.

Para optimizar la operación de estos en diferentes puntos de la instalación, las partes activas se encuentran dentro de envolventes diferentes, con lo que se reduce al mínimo el número de uniones embridadas.

2.4.2.4 Seccionadores de puesta a tierra

Pueden adaptarse a diversos componentes y, según el esquema utilizado y las especificaciones del cliente, pueden montarse en cualquier punto de la instalación, sea como una simple *puesta a tierra de mantenimiento*, o como *puesta a tierra de cierre rápido*. Unos bulones de bloqueo provistos de candado o dispositivo similar aseguran el enclavamiento en la posición deseada.

El seccionador de *puesta a tierra de mantenimiento* es resistente a los cortocircuitos en la posición de cerrado. Constan del cárter de mecanismo con contacto deslizante incorporado y de una varilla de contacto maniobrada por palanca y bielas. La maniobra es unipolar a mano, o tripolar con motor.

El *seccionador de puesta a tierra de cierre rápido* sirve para poner a tierra partes de la instalación en condiciones normales de servicio. Su mecanismo de maniobra tripolar es apto para cerrar el dispositivo sobre cortocircuito.

2.4.2.5 Transformadores de medida de intensidad

Los transformadores de intensidad utilizados son monofásicos y de tipo barra pasante, con núcleo anular y devanado secundario toroidal. Los núcleos se encuentran adheridos externamente a la envoltura metálica, fuera del recinto que contiene el gas SF₆, separados por un blindaje cilíndrico de la región de A.T.

El arrollamiento secundario está dispuesto sobre el núcleo y conectado a la caja de bornes. Es posible la conmutación de la relación de transformación por el lado secundario.

Los esfuerzos producidos por la sobrepresión interna del gas y por la corriente que circula por la envoltura se transmiten a través de barras de tracción.

El número máximo de núcleos que se pueden alojar en la carcasa envolvente dependerá de la relación de transformación y de las características de aquellos.

2.4.2.6 Transformadores de medida de tensión

El transformador de tensión es monofásico (conexión fase- tierra), y puede ser *inductivo* o *capacitivo*.

El *transformador de tensión inductivo* tiene sus componentes alojados en una carcasa de aluminio fundido que forma un compartimiento propio de gas separado de los demás por un aislador cónico. El núcleo estratificado sostiene los devanados primario y secundarios.

El aislamiento entre las capas del devanado primario se realiza con láminas de material plástico y el aislamiento entre el arrollamiento primario, recubierto con un electrodo de blindaje, y la carcasa externa queda a cargo del SF₆.

El *transformador de tensión capacitivo*, el núcleo y los arrollamientos se reemplazan por un divisor capacitivo, el que se forma entre la carcasa metálica y el conductor. Éste va acoplado a un amplificador operacional que suministra las señales a los equipos de protección y medida.

2.4.2.7 Descargadores

Los pararrayos o descargadores van encapsulados y tienen una tensión de descarga más baja que los convencionales, debido a la ausencia de contaminación y a su conexión directa con el aparato de corte.

Cuando la conexión con la red se realiza a través de una línea aérea, el pararrayos situado a la entrada puede ser convencional o aislado en SF₆. Si se conecta a través de un cable de alta tensión, es aconsejable integrar el descargador dentro del encapsulado de la subestación blindada.

Al igual que el resto de la instalación GIS para tensiones de hasta 170 kV las tres fases van alojadas dentro de una envolvente común. Para tensiones superiores cada fase va montada en compartimentos individuales.

Estos descargadores están formados al igual que los convencionales por discos apilados de óxidos metálicos los cuales tienen una resistencia variable. La diferencia es que por problemas de corrosión con el SF₆ se cubren las caras laterales de los discos con una capa hermética de cristal pasivado, así se puede disipar mejor el calor gracias al gas durante, por ejemplo, descargas repetitivas.

Para evitar el exceso de tamaño de los descargadores en tensiones superiores a 170 kV, los discos se apilan en tres columnas, formando un triángulo y conectados en serie. Cada columna tiene ejes de fibra de vidrio y muelles que comprimen los discos.

2.4.3 Subestaciones híbridas

En los últimos años están surgiendo nuevas alternativas a la aparamenta convencional (AIS) con unas prestaciones parecidas a los equipos encapsulados en SF₆ (GIS), pero con un precio más asequible. Estos nuevos equipos híbridos (denominados PASS “Plug and Switch System” en ABB) están especialmente indicados para instalaciones existentes a ampliar, o donde el espacio existente es reducido, ya que agrupan dentro de una única envolvente metálica el interruptor y los seccionadores, aislados en SF₆ (con las consiguientes ventajas), pudiéndose integrar también los transformadores de corriente y de tensión en el equipo. De esta manera, sólo quedan al aire los embarrados principales de la subestación tradicional, ocupando por tanto las bahías un menor espacio.

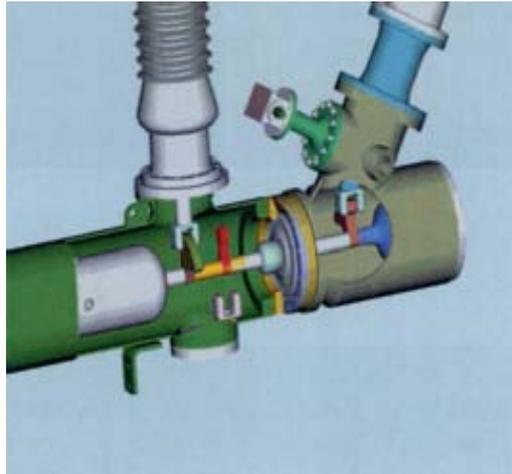


Figura 2-19 Aparamenta PASS

A continuación se describen los elementos fundamentales de estos equipos híbridos, en particular del PASS M0 de ABB, que incluyen:

- Aisladores pasantes para conectar uno o dos sistemas de barra de distribución.
- Un interruptor
- Uno o más seccionador / seccionador de puesta a tierra combinados
- Un transformador de corriente

En el equipo híbrido PASS M0 de ABB para 132 kV todas las partes en tensión, excepto las barras de distribución, están encapsuladas en un tanque de aluminio conectado a tierra, lleno con gas SF6 presurizado. Cada polo tiene su propia carcasa, para aumentar la disponibilidad y seguridad. Las carcasas están realizadas en aluminio fundido y soldado.

2.4.3.1 Interruptor

El interruptor del PASS M0 es un interruptor de presión única que opera con el principio de interrupción por “autosoplado”. La energía para interrumpir las corrientes de cortocircuito es provista parcialmente por el mismo arco, reduciendo así la energía requerida por el mecanismo de operación en un 50% aproximadamente respecto a un interruptor convencional tipo puffer.

El mecanismo de operación es del tipo a resorte. Este tipo de mando almacena energía en un resorte que es descargado durante la operación.

2.4.3.2 Seccionador / seccionador de puesta a tierra combinados

El PASS M0 está equipado con un seccionador / seccionador de puesta a tierra combinado tripolar. El principio operativo se basa en el movimiento rotativo del contacto que puede ser cerrado sobre la barra de distribución, puesto a tierra o dejado en posición neutral (abierto). El mecanismo está compuesto por un número mínimo de componentes mecánicos y es intrínsecamente fiable y está libre de mantenimiento.

La posición del seccionador / seccionador de puesta a tierra combinados viene señalada por un indicador que está mecánicamente acoplado al eje. Además es posible verificar visualmente la posición de éste a través de un visor en la carcasa. El seccionador / seccionador de puesta a tierra puede, durante una emergencia, ser operado manualmente a través de una manivela.

2.4.3.3 Transformador de corriente

PASS M0 está dotado de un juego de transformadores de corriente convencional toroidales, para satisfacer los requisitos del cliente, por ejemplo en el caso de un recambio. Están disponibles varias combinaciones de núcleos para protección y medición con diferentes cargas. Hasta 5 núcleos pueden ser colocados dentro del transformador de corriente.

2.4.3.4 Aisladores pasantes

Las líneas aéreas y las barras de distribución están conectados al PASS M0 a través de los aisladores pasantes. El aislador consiste en un tubo de fibra de vidrio impregnado con resina epoxy y recubierto por aletas de goma con siliconas. Las bridas están termocontraídas y pegadas sobre el tubo haciendo una junta extremadamente fuerte que garantiza la hermeticidad al gas. Las aletas de goma con siliconas están fundidas sobre el tubo y químicamente pegadas a él, de modo que impiden el ingreso de humedad o contaminación entre ellos. Las aletas de goma con siliconas son hidrofóbicas y con buen comportamiento frente a lluvia o ambientes contaminados. Las características principales son:

- Alta seguridad (resistente a rajaduras y explosión)
- Bajo peso
- Excelente comportamiento frente a lluvia y contaminación
- Resistente a tormentas de arena
- Libre de mantenimiento

2.4.3.5 Sistema de gas SF6

El diseño compacto del módulo PASS M0 se debe a las excelentes cualidades de aislamiento del gas SF6.

Cada polo constituye un compartimento de gas individual y funciona de manera similar con respecto al gas a los elementos de las subestaciones blindadas.

2.4.4 Transformador de Potencia

El transformador es una máquina eléctrica cuyo propósito es el de transferir la energía eléctrica desde un sistema cuya tensión es una a otro sistema con una tensión diferente.

2.4.4.1 Tipo de transformadores y forma de operación

Los transformadores pueden clasificarse de acuerdo a su forma de operación y aplicación particular.

En cuanto a su forma de operación, estas máquinas pueden diferenciarse en varios tipos, los más comunes son:

- Transformador de Potencia: Es aquel cuyos devanados están conectados en paralelo con el sistema asociado. La transferencia de potencia se produce por inducción magnética solamente. Al interponer un transformador de potencia, los sistemas quedan aislados galvánicamente.
- Autotransformador: Es aquel que posee un solo devanado con tres bornas que se conectan convenientemente a cada sistema para lograr la transferencia de potencia. Parte de la potencia es transferida de un sistema a otro por conducción y parte por autoinducción. Esta forma de conexión permite mayor eficiencia en la transmisión de potencia entre los sistemas asociados. Al emplear autotransformadores, los sistemas quedan galvánicamente conectados.

En cuanto a su aplicación, pueden hacerse las siguientes distinciones:

- Transformadores para el suministro de potencia, tales como los transformadores de distribución y de potencia principales de las subestaciones.
- Transformadores Industriales, tales como transformadores de horno.
- Transformadores para sistemas de tracción como pueden ser las aplicaciones ferroviarias.

- Transformadores especiales tales como aquellos diseñados para aplicaciones para la transmisión de energía en corriente continua.



Figura 2-20 Transformador de Potencia

Las máquinas anteriormente mencionadas pueden a su vez agruparse en la categoría de transformadores en baño de aceite, donde el núcleo y los arrollados están contenidos en aceite mineral o un líquido sintético inflamable con un punto de ignición ≤ 300 °C que actúa simultáneamente como refrigerante y como medio de aislamiento.

La refrigeración de la máquina se puede logra de varias maneras, las más comunes son:

- Por convección natural sin la intervención de ventiladores adosados al transformador o bombas de presión que contribuyan a la circulación del aceite o líquido refrigerante (ONAN: Oil Normal and Air Normal por sus siglas en inglés).
- Mediante el empleo de ventiladores adosados al transformador, bombas de presión o la combinación de estos elementos (ONAF: Oil Normal and Air Force, OFAN: Oil Force and Air Normal, OFAF: Oil Force and Air Force por sus siglas en Inglés).

Sin embargo existen otras categorías de transformadores dependiendo del medio aislante empleado:

- Transformadores secos donde el núcleo y los arrollados no están contenidos en un líquido aislante. El calor que se genera se disipa directamente al ambiente, por lo tanto se requiere de una amplia superficie y permite una baja densidad de corriente. Por lo general esta categoría de transformadores se emplean en aplicaciones hasta 5.000 kVA y 36 kV.
- Transformadores con aislamiento líquido de origen sintético con punto de ignición > 300 °C. En esta categoría de transformadores también se emplea el líquido como refrigerante y medio aislante, su construcción es muy similar a los transformadores en baño de aceite. El líquido sintético comúnmente empleado es el silicón líquido. No se emplean materiales como el Askarel por ser considerado un contaminante medioambiental. Por lo general esta categoría de transformadores se emplea en aplicaciones hasta 10.000 KVA y 36 kV.

2.4.4.2 Cambio de relación de transformación

La posibilidad de cambiar la relación de transformación es particularmente importante en los transformadores de potencia principales de las subestaciones. El cambio de relación de transformación se emplea para ajustar la tensión de servicio en caso de variaciones de carga, de distribución de carga y en general para corregir la tensión de servicio. La forma más simple de ajustar la relación de transformación es con el transformador sin carga, alternando la conexión entre las secciones de la bobina con la ayuda de terminales adicionales en la bobina, lo cual se conoce como pasos (normalmente $\pm 4\%$ o $\pm 5\%$). Para ello se emplea un elemento asociado al transformador denominado cambiador de carga en vacío o regulador de tensión en vacío.

Sin embargo es posible realizar el ajuste de la relación de transformación estando el transformador en operación con carga. El elemento asociado al transformador en este caso se conoce como cambiador en carga o regulador de tensión en carga. El regulador de tensión en carga se coloca generalmente en el devanado de alta tensión del transformador ya que las corrientes son menores. El cambiador en este caso consiste básicamente en un seccionador capaz de manejar la intensidad de carga y un selector.



Figura 2-21 Cambiador de Tomas en Carga

El número de pasos y su amplitud para el ajuste en carga de transformadores de hasta 40 MVA y 110 kV están estandarizados (DIN 42 515).

La variación continua de la tensión para transformadores en carga requiere de un diseño especial con arrollamientos o bobinas móviles.

2.4.4.3 Transporte, instalación y pruebas

Dependiendo del tamaño y las condiciones de transporte, la máquina puede ser entregada desde la fábrica completa o parcialmente ensamblada. Los transformadores de grandes dimensiones deben transportarse por partes y muchos son transportados sin aceite, en su lugar se llenan con aire seco o nitrógeno. El aceite es transportado separadamente en depósitos especialmente tratados o en tanques.

El peso y el tamaño de los transformadores de grandes dimensiones requieren una planificación y preparación cuidadosa y detallada para su transporte e instalación, en muchos casos se requiere la contratación de medios de transporte y logística especiales, el cierre de carreteras y vías de acceso, así como el refuerzo de puentes y estructuras por las que deba transportarse en tierra.

Una vez que la máquina con todas sus partes componentes ha sido descargada en el sitio de instalación, esta se ensambla cuidadosamente. Esta actividad se lleva a cabo por personal especializado y con la supervisión del fabricante.

A continuación se llena con aceite especialmente tratado para eliminar cualquier impureza o resto de humedad y se le realizan las pruebas aplicables, quedando así listo para su puesta en servicio.

2.4.5 Estructuras metálicas, embarrados y material de conexión

En las subestaciones de tipo AIS una gran parte del coste que ha de ser tenido en cuenta es el que proviene de todo el acero que conlleva la construcción de una subestación, desde los tornillos hasta los pórticos de entrada de línea.

Como se ha comentado, la aparata aislada en aire va dispuesta con cada equipo por separado. Han de mantenerse unas distancias de seguridad por utilizar el aislamiento en aire entre las propias fases entre sí y con el propio suelo.

Esta distancia de seguridad, como es lógico, depende del nivel de tensión.

Según la normativa, estos apoyos podrán ser metálicos, de hormigón armado, de madera o mixtos. Y se debe tener en cuenta aquello prescrito en el RLAT (Reglamento Electrotécnico de Líneas de Alta Tensión) ya que, en definitiva, es el punto de conexión con estas.

Generalmente se suele utilizar la estructura metálica de acero. Principalmente se usan tres tipos:

2.4.5.1.1 Estructura en celosía

La celosía es aquella estructura basada en tracción-compresión de cada una de las piezas. Para ello, a las piezas no se les impide de manera directa la rotación respecto a los enlaces y por tanto, no son capaces de ejercer un par resistente. Se basa en el principio de triangulación y es que, dentro de un triángulo, los esfuerzos de barras son nulos. Sin embargo, en la práctica, las barras internas evitan el pandeo a compresión de las piezas. Es la estructura más ligera pero sin embargo necesita mayor sección útil en proyección.



Figura 2-22 Estructura Celosía

Se realiza atornillando o soldando piezas angulares con pletinas u otros angulares.

2.4.5.1.2 Estructura empresillada

Es una estructura similar a la celosía pero que no cumple el principio de par resistente nulo de la celosía ya que no hay triangulaciones. Simplemente se busca aumentar el momento de inercia de la estructura lo cual disminuye e impide el pandeo por compresión y la flexión de la estructura. Es una estructura muy ligera y con buenos resultados.



Figura 2-23 Estructura Empresillada

Se realiza con piezas angulares soldándole pletinas entre sí.

2.4.5.1.3 Estructura de alma llena

Consiste en la utilización como pie de un tramo de perfil normalizado, generalmente HEB con uniones atornilladas o soldadas. Posee mejores propiedades mecánicas que la celosía y es más robusta pero a su vez es más pesada. Al contrario que las anteriores no requiere apenas montaje en sitio ya que las piezas están semiterminadas.



Figura 2-24 Estructura de Alma Llena

2.4.5.1.4 Estructura tubular

Es similar a la de alma llena, pero en vez de utilizar un perfil HEB se utiliza uno tubular. Es más cara pero es la que posee una respuesta total más homogénea.



Figura 2-25 Estructura Tubular

2.4.5.2 Estructura metálica de aparamenta

Los apoyos de la aparamenta tienen la función de sujetar los dispositivos y de mantener la distancia requerida con respecto al suelo.

La norma especifica que la mínima distancia de cualquier parte en tensión al suelo ha de ser de cinco metros. Además la parte inferior de las masas, ha de estar a una altura mayor de tres metros, por lo tanto es esa distancia la que hay que salvar mediante aparamenta eléctrica.

2.4.5.3 Pórticos de línea

Las líneas que llegan a la subestación lo hacen a partir de su apoyo de fin de línea como marca el RLAT. Sin embargo no es posible llevar un conductor desde este apoyo de altura considerable al primer dispositivo (el seccionador de línea) ya que tendría que soportar demasiados esfuerzos innecesarios. Es por ello que se diseña y se sitúa un pórtico de línea. El fin de este pórtico es el de recibir los conductores de la línea, amarrarlos en banda y permitir el inicio de la bahía de la subestación.



Figura 2-26 Pórtico de Línea

2.4.5.4 Pórticos de barra

Son estructuras metálicas en forma de T o Pi que soportan las barras del embarrado principal. Lo mantienen a la altura mínima reglamentaria y además sirven, con los conectores asociados sobre ellas, de unión entre las barras del embarrado.



Figura 2-27 Pórticos de Barras

2.4.5.5 Embarrados

Se llama embarrado o barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación. Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, etc..

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de tensión, dependiendo del propio diseño de la subestación. Están formadas principalmente por los siguientes elementos:

- Conductores eléctricos
- Aisladores: que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- Conectores y herrajes: que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

El diseño de las barras implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios, y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño según los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras, y según las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc. La selección final de las barras se hace atendiendo a aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

2.4.5.5.1 *Barras*

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

2.4.5.5.1.1 *Cable*

El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más comúnmente usado. También se han usado conductores de un solo alambre en subestaciones de pequeña capacidad.



Figura 2-28 Embarrado en Cable

Las principales ventajas del uso de cable son:

- Es el más económico de todos.
- Se logran tener vanos más grandes.

Sus desventajas son:

- Se tienen mayores pérdidas por efecto corona.
- También se tienen mayores pérdidas por efecto superficial.

Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero. Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales.

2.4.5.5.1.2 Tubos

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas. El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras. Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio.



Figura 2-29 Embarrado en Tubo

Las principales ventajas del uso de tubo son:

- Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- Facilita la unión entre dos tramos de tubo.
- Reduce las pérdidas por efecto corona.
- Reduce las pérdidas por efecto superficial.
- Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.

Las desventajas son:

- Alto costo del tubo en comparación con los otros tipos de barras.

- Requiere una gran variedad de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo y a su rigidez.

- La selección del tamaño y peso de los tubos se hacen con base en la capacidad de conducción de corriente y de su deformación. Generalmente el factor determinante en el diseño de barras tubulares es la deformación. En la mayoría de los casos se usan diámetros mayores que los necesarios para la conducción de corriente, con lo que se obtiene un aumento en la longitud de los vanos y, por lo tanto, una reducción en el número de soportes, y así se disminuyen además las pérdidas por efecto corona.

Ventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre.

- Mayor capacidad de corriente en igualdad de peso.
- A igual conductividad, el costo del tubo de aluminio es menor que el de cobre.
- Requiere estructuras más ligeras.

Desventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre.

- Mayor volumen del tubo en igualdad de conductividad.

Los tubos llevan dentro amarrado dos cables, desde cada extremo hasta dos tercios de la longitud, cuyo fin es el amortiguamiento de las vibraciones provocadas por los esfuerzos electromecánicos ante un cortocircuito.

Las uniones entre barras van soldadas y comprobadas o en las piezas de conexión que hay situadas encima de los pórticos de barras.

2.4.5.5.2 *Materiales*

Los materiales comúnmente usados para conducir corriente eléctrica son, en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

La selección de un material conductor determinado es, esencialmente, un problema económico, el cual no sólo considera las propiedades eléctricas del conductor sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material y otros.

En la Tabla se dan las propiedades físicas de los metales normalmente utilizados para la fabricación de conductores eléctricos.

| PROPIEDADES FÍSICAS | Cu | Al | Acero |
|--|-------|------|-----------|
| Peso específico g/cm ³ a 20°C | 8.91 | 2.71 | 2.63 |
| Punto de fusión °C | 1084 | 658 | 1406 |
| Coef. Lineal de expansión térmica: (°C) POR 106 | 17.6 | 23.1 | 10.9 |
| Resistividad eléctrica a 20°C microhms - cm | 1.68 | 2.68 | Aprox. 16 |
| Conductividad eléctrica en % del cobre recocido a 20 °C | 101.0 | 61.0 | 12.3 |
| Resistencia a la tensión kg/cm ² duro | 3866 | 1898 | 9139 |
| Resistencia a la tensión kg/cm ² blando | 2249 | 844 | 6046 |
| Módulo de elasticidad kg/cm ² por 10 ⁶ | 1.19 | 0.70 | 2.1 |

Tabla 2-1 Propiedades Físicas

2.4.5.5.2.1 Cobre

La mayoría de los conductores eléctricos están hechos de cobre. Sus principales ventajas son las siguientes:

- Es el metal que tiene la conductividad eléctrica más alta después de la plata. Esta última no se usa por su alto costo.
- Tiene gran facilidad para ser estañado, plateado o cadmiado y puede ser soldado usando equipo especial de soldadura para cobre.
- Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido a cable o tubo.
- Tiene buena resistencia mecánica; aumenta cuando se usa en combinación con otros metales, para formar aleaciones.

- No se oxida fácilmente por lo que soporta la corrosión ordinaria.
- Tiene buena conductividad térmica.

Para conductores de cobre desnudos, la temperatura máxima de operación se fija por el valor al cual el metal empieza a aumentar su velocidad de oxidación y por lo tanto ésta no deberá llegar a 80°C, la cual comprende la suma de la temperatura del conductor más la temperatura ambiente de 40°C.

2.4.5.5.2.2 *Aluminio*

Los conductores de aluminio son muy usados para exteriores, en líneas de transmisión y distribución y para servicios pesados en subestaciones. Las principales ventajas son:

- Es muy ligero. Tiene la mitad de peso que el cobre para la misma capacidad de corriente.
- Altamente resistente a la corrosión atmosférica.
- Puede ser soldado con equipo especial.
- Se reduce el efecto superficial y el efecto corona debido a que para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores.

Las principales desventajas son:

- Menor conductividad eléctrica que el cobre.
- Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente por lo que causa problemas en juntas de contacto.
- Debido a sus características electronegativas, al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que siempre se deberán usar juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas.

2.4.5.6 Conectores.

Sirven para conectar los diferentes tramos de tubos que forman una barra, entre el juego de barras y las derivaciones a los aparatos. Los conectores pueden ser de diversos tipos (rectos, "T", codos, etc.) y además pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

Cuando se usan conexiones soldadas se tienen las siguientes ventajas:

- Son más económicas que las atornilladas a medida que crecen las subestaciones en tamaño.
- Las soldaduras son más confiables.

2.4.5.6.1 *Juntas de expansión.*

Son las formadas por conductores flexibles que sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras. Se deben instalar a la llegada de las barras al equipo pesado, para evitar esfuerzos en las boquillas de entrada a dicho equipo. El tipo de junta que se escoja dependerá del equipo y de la disposición de la instalación adoptada.

2.4.5.6.2 *Conectores Principales*

Son las piezas que se sitúan encima de los pórticos de barras y que tienen como función principal la sujeción y la unión de los diferentes tramos de barras. El paso de corriente de un tramo a otro de barra se hace mediante conductor flexible para evitar las consecuencias de un paso masivo de corriente por los elementos de unión.

Existen tres tipos de conectores principales según el grado de movilidad relativa que le permitan a las barras.

2.4.5.6.2.1 *Conectores fijos de anclaje*

No permiten el movimiento ni el movimiento relativo entre las barras ni el movimiento de éstas con respecto al aislador del pórtico.

2.4.5.6.2.2 *Conectores deslizantes*

Permiten movimiento de las barras con respecto al aislador del pórtico pero no entre sí.

2.4.5.6.2.3 Conectores elásticos

Permiten el movimiento relativo entre las barras y el aislador del pórtico de barras.

Los requisitos que debe reunir un buen conector eléctrico son, en general, los siguientes:

- Buena resistencia mecánica para soportar los esfuerzos causados por cortocircuitos, viento y expansión térmica, sin producir deformación visible.
- Alta conductividad eléctrica, que disminuya las pérdidas de potencia en la conexión.
- Baja elevación de temperatura, aun con sobrecarga; es decir, la elevación de temperatura del conector será menor que la elevación de temperatura de los conductores que conecta.
- La trayectoria de la corriente deberá ser la más corta y directa posible.
- La resistencia eléctrica del conector debe ser igual o menor que una longitud equivalente de los conductores que conecta.
- Baja resistencia de contacto, lo que se logra aumentando el número de puntos de contacto; lo cual se obtiene al aumentar la presión de contacto sobre materiales relativamente maleables.

Para conectores de presión atornillados, además de los requisitos anteriores, se necesita que:

- Los pernos estén lo más próximos posible a los conductores.
- Los pernos estén en pares opuestos para obtener un apriete máximo.

El diámetro y número de pernos necesarios sean diseñados para producir el apriete deseado.

Las características de un buen material para conectores deben ser las siguientes:

- Alta conductividad .
- Superficie maleable.
- Ductilidad, que permita un contacto envolvente alrededor del conductor.

Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio en diferentes aleaciones cuyas características principales son las siguientes:

Diferentes tipos de conectores atornillados de tubo a tubo, de tubo a cable y de cable a cable

| TIPO | USO |
|---------------------------------|--|
| CONECTOR "I" | Derivación en I de un tubo a otro tubo, o de un tubo a cable, o de cable a cable. |
| CONECTOR "T" | Derivación en T de un tubo a dos tubos formando un ángulo, de un tubo a dos cables, o de un cable a otros dos. |
| COPLES | Unión recta de tubos, extremo con extremo, o de tubo con cable. |
| REDUCCIÓN | Unión recta de tubos, extremo con extremo, que absorbe cualquier movimiento longitudinal de los tubos. |
| CONECTOR "T" EN EXPANSIÓN | Derivación en T de un tubo a otro tubo que absorbe cualquier desplazamiento de los tubos en el sentido longitudinal y angular. |
| CONECTORES A BIRLO DE EXPANSIÓN | Unión recta o en ángulo de tubo a birlo roscado, que absorbe cualquier movimiento del tubo o del birlo. |
| TERMINAL DE EXPANSIÓN | Unión de tubo a placa que absorbe cualquier movimiento longitudinal del tubo. |
| CLEMAS | Soportan los tubos y van montados sobre los aisladores, pueden ser fijas o deslizantes. También se usan para fijar cables. |
| CONECTORES A BIRLO RÍGIDO | Unión recta o en ángulo de tubo o solera a birlo roscado. |

Tabla 2-2 Conectores

Dichos conectores se fabrican con elementos soldados de aluminio a partir de tubería y placa de diferentes diámetros y espesores. Parte de ellos se produce en el taller y parte en la obra.

Los herrajes que soportan tensiones de 230 kV o mayores tienen una apariencia semejante a los soldados, excepto que las aristas están redondeadas y los tornillos están cubiertos con una especie de concha, una de cada lado de la zapata. El objetivo de dichas conchas es cubrir las aristas de éstos para evitar la concentración de campo eléctrico y, por ende, la aparición del efecto corona. Estos conectores se adquieren con un proveedor especializado.

2.4.5.6.3 *Conectores de derivación*

Son aquellos conectores que enlazan el embarrado principal con las derivaciones de cada bahía. Pueden ser los conectores fijos de los pantógrafos.

2.4.5.6.4 *Conectores secundarios*

Son los conectores de cada una de los dispositivos de la aparamenta con el conductor que los enlaza. Los elementos pasantes como los transformadores de intensidad o los interruptores tienen dos conectores. Los elementos en paralelo como el descargador o el transformador de tensión, sólo uno de ellos. Aunque estos últimos además requieren de otra pieza para la puesta a tierra.

2.4.5.7 *Sistema de Puesta a Tierra*

El propósito general del sistema de puesta a tierra es el de proteger a las personas, los bienes y las instalaciones en caso de cortocircuitos o en caso de fenómenos transitorios, tales como la caída de rayos sobre las instalaciones, o por efecto de maniobras durante la operación normal del sistema eléctrico.

Mediante la conexión eléctrica con la tierra se logra forzar la derivación, al terreno, de las intensidades de corriente, de cualquier naturaleza que se puedan originar, ya se trate de corrientes de defecto, bajo frecuencia industrial, o debidas a descargas atmosféricas, de tipo impulso.

Con ello, se logra:

- Limitar la diferencia de potencial que, en un momento dado, puede presentarse entre estructuras metálicas y tierra.
- Hacer posible la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones, eliminando o disminuyendo, así, el riesgo que supone una avería para el material utilizado y las personas.
- Limitar las sobretensiones internas (de maniobra - transitorias - y temporales) que puedan aparecer en la red eléctrica, en determinadas condiciones de explotación.
- Evitar que las tensiones de frente escarpado que originan las descargas de los rayos provoquen "cebados inversos", en el caso de instalaciones de exterior y, particularmente, en líneas aéreas.

La circulación de las intensidades mencionadas por la instalación de puesta a tierra puede originar la aparición de diferencias de potencial entre ciertos puntos, por ejemplo, entre la instalación de p.a.t. y el terreno que la rodea o entre dos puntos del mismo, por cuya razón debe concebirse la instalación de puesta a tierra para que, incluso con la aparición de las diferencias de potencial aludidas, se cubran los siguientes objetivos, algunos de los cuales ya han sido mencionados anteriormente:

- Seguridad de las personas.
- Protección de las instalaciones.
- Mejora de la calidad de servicio.
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia.

El sistema de puesta a tierra se puede definir en términos generales como el conjunto formado por electrodos y líneas de tierra de una instalación eléctrica.

Las diferentes partes de un sistema de puesta a tierra son:

- El electrodo de (puesta a) tierra: formado por el conductor o conjunto de conductores enterrado(s), que sirven para establecer una conexión con tierra. Los conductores aislados, colocados en contacto con tierra, para la conexión al electrodo, se consideran parte de éste.

- La línea de tierra: formado por el conductor o conjunto de conductores que une(n) el electrodo de tierra con una parte de la instalación que se haya de poner a tierra, siempre y cuando los conductores estén fuera del terreno o colocados en él pero aislados del mismo.
- El punto de puesta a tierra: situado generalmente fuera del terreno, que sirve de unión de las líneas de tierra con el electrodo, directamente o a través de líneas de enlace con él.
- Línea de enlace con el electrodo de (puesta a) tierra: conformado por la línea de tierra comprendida entre el punto de puesta a tierra y el electrodo, siempre que el conductor esté fuera del terreno o colocado aislado del mismo.

Uno de los factores que más caracteriza el sistema de puesta a tierra de una instalación es la naturaleza de la resistencia de los electrodos que la establecen, teniendo en cuenta la dependencia que, en grado sumo, tiene la resistividad del terreno en la resistencia que presentan los mismos y la fuerte influencia que, sobre la resistividad, ejercen una serie de factores.

En general, la resistencia total que presenta una instalación de puesta a tierra está constituida por la suma de las siguientes partes:

- La resistencia del conductor (línea de tierra y línea de enlace con el electrodo) que conecta el electrodo de tierra al sistema que debe ponerse a tierra.
- La resistencia de contacto entre la superficie del electrodo y el terreno.
- La resistencia del suelo en el que está enterrado el electrodo.

El valor de la resistencia de puesta a tierra y el reparto de potencial en el suelo cuando el sistema de puesta a tierra está recorrido por una intensidad de defecto tienen, como factor proporcional determinante, la resistencia específica o resistividad del terreno y del subsuelo en el que está enterrada.

Una de las bases necesarias para determinar la configuración de una red mallada que abarque una gran superficie es el conocimiento de la resistividad a diversas profundidades.

Todo ello hace que la resistividad sea muy variable de un lugar a otro y pueda resumirse en que la modifican, de manera muy notable, los siguientes factores del terreno:

- La composición.
- Las sales solubles y su concentración.
- El estado higrométrico.
- La temperatura.
- La granulometría.
- La compacidad.
- La estratigrafía.

Concretamente el sistema de puesta a tierra de una subestación está conformado por una estructura en forma de malla o red enterrada de material conductor cuyo objetivo es la derivación, al terreno, de las intensidades de corriente de cualquier naturaleza que se puedan originar, ya se trate de corrientes de defecto, bajo frecuencia industrial, o debidas a descargas atmosféricas, de tipo impulso.

La superficie cubierta por la malla de tierra suele cubrir el área total de la subestación, incluyendo el parque de intemperie y el área que ocupan edificaciones tales como casetas de relés, edificios de control e incluso la malla de tierra se extiende más allá del cerramiento de la subestación (de 1 a 5 metros a cada lado).



Figura 2-30 Detalle de Puesta a Tierra

Los edificios y estructuras civiles dentro de la subestación cuentan también con un sistema de puesta a tierra, cuyo diseño es único dependiendo de cada edificación particular. El cálculo y dimensionamiento del sistema de tierra de las edificaciones suele valorarse en conjunto con la propia obra civil. No obstante, además del sistema de puesta a tierra embebido y propio de las edificaciones, es común conformar un anillo perimetral para enlazar las numerosas conexiones a tierra de los elementos individuales contenidos en el edificio, tales como equipos, armarios, etc. Dicho anillo perimetral lo forma generalmente un conductor con la sección apropiada según el diseño particular de la instalación o bien una pletina de material conductor. El anillo discurre por una zona visible y de fácil acceso, generalmente adosado a la pared interior del edificio en el área donde se albergan los equipos eléctricos.

También forman parte del sistema de puesta a tierra de una subestación las conexiones galvánicas de todas las estructuras y partes conductoras a la malla de tierra, los electrodos profundos que se colocan para favorecer el drenaje al terreno de dichas corrientes.

El dimensionamiento de la malla de tierra, incluyendo la profundidad de su instalación, el tamaño de la cuadrícula, la sección del conductor y el tipo de material a emplearse, responden al estudio conjunto de una serie de factores técnicos y económicos particulares para cada instalación. Por lo general se tienen en cuenta los siguientes factores:

- La resistividad del terreno y la superficie disponible.

- La intensidad que circula a través de cada parte de la instalación de tierra en caso de cortocircuitos o en caso de fenómenos transitorios o por efecto de maniobras durante la operación normal del sistema eléctrico.
- Problemas de corrosión que puedan presentarse en el material a emplear.

Generalmente, tanto la propia red de tierras, como las conexiones galvánicas de todas las estructuras y partes conductoras a la malla de tierra y el anillo perimetral, se realizan con conductor de cobre electrolítico desnudo de sección que va, desde los 50 mm² hasta los 240 mm². En caso de requerirse soldaduras de unión, estas son, por lo general, soldaduras aluminotérmicas de elevado punto de fusión. Las estructuras y equipos susceptibles de conducir intensidades de cortocircuito a tierra del sistema de alta tensión se realizarán, por lo general, mediante material de bronce, adecuado a las intensidades de paso y contacto e inmunes a la corrosión galvánica. Las conexiones equipotenciales de equipos no sometidos a las intensidades de cortocircuito de alta tensión se realizarán con conductor de cobre aislado de 16 mm², o con trenzas flexibles de las dimensiones adecuadas, equipados con terminales de presión adecuados.

2.4.5.8 Aisladores

Existen dos tipos principales de aisladores según su aplicación, los aisladores de soporte y las cadenas de aisladores. Ambos son usados en las subestaciones para suspender y permitir la conexión de las barras conductoras conservando la distancia de aislamiento mínima requerida.



Figura 2-31 Aislador Cerámico

Los aisladores deben poseer ciertas características eléctricas y dinámicas, deben permitir la distancia de aislamiento necesaria entre las partes en tensión y tierra, así como también deben ser capaces de soportar los esfuerzos electrodinámicos que se presentan durante un corto circuito.

Las barras, las líneas aéreas y los bajantes de conexión son usualmente tensados con cadenas de aisladores simples, dobles o triples según sea el caso.

Los aisladores pueden ser de varios tipos según sus características constructivas:

- De cuerpo rígido de material cerámico
- Conformado por varias piezas de aisladores más pequeñas unidas entre si
- De material polimérico de un solo cuerpo

Los aisladores de cuerpo rígido de material cerámico se emplean normalmente como soporte de barras rígidas o flexibles. Puede emplearse más de un cuerpo en serie para lograr la longitud y la distancia de aislamiento requerida.

Los aisladores conformados por varias piezas de aisladores más pequeñas unidas entre sí (Cap-and-Pin o caperuza y vástago) se emplean normalmente como cadenas de amarre o suspensión de líneas aéreas y conductores flexibles. Tienen la ventaja que puede lograrse cualquier distancia de aislamiento requerida, mediante la adición de tantas unidades de aisladores una a continuación de la otra. Típicamente las unidades de aisladores se fabrican de material cerámico o vidrio.

Estas cadenas requieren de herrajes apropiados para el amarre de los conductores, siendo necesarias las grapas de tipo pistola, los grilletes, alargador, para la formación de una cadena completa.

Los aisladores de material polimérico de un solo cuerpo se emplean tanto para el soporte de barras rígidas o flexibles, como para el amarre o suspensión de líneas aéreas y conductores flexibles. Tienen la ventaja frente a los aisladores de material cerámico de no fracturarse, ser más ligeros y poder construirse en una sola pieza hasta de 6 metros de largo aproximadamente. En el caso de los aisladores de material polimérico, los elementos de anclaje que se emplean en las cadenas de aisladores compuestos por unidades de aisladores unidas entre si, no se requieren.

Siendo el material polimérico un compuesto con propiedades hidrófugas, estos aisladores responden mejor frente a la contaminación que los aisladores cerámicos.

2.4.5.9 Cajas de centralización

Dentro del parque de alta tensión en intemperie y generalmente dispuestas en proximidad a cada interruptor de potencia, pueden encontrarse cajas de centralización de la calle de línea, de transformador o de acoplamiento según corresponda. En configuración de interruptor y medio también es común encontrar una caja de centralización de circuitos, señales e intensidades dispuesta a un lado de cada interruptor de potencia. Dichas cajas de centralización no solamente agrupan las señales y circuitos provenientes del interruptor, sino también las señales y circuitos correspondientes al resto de elementos o equipos que conforman la calle.

Mediante la agrupación de señales de la calle en la caja de centralización de módulo, se logran organizar los circuitos y señales para facilitar el acceso y disponibilidad de cada uno. Esto resulta especialmente importante a la hora de efectuar pruebas y detectar posibles fallos de cableado durante el montaje y la puesta en servicio. Mediante la implementación de las cajas de centralización también se logra reducir la cantidad de cableado de fuerza y control requerido, se optimiza su distribución y se facilitan las pruebas y detección de fallos al tener disponible las señales de la calle en un mismo punto.

Típicamente las cajas de centralización de módulo están conformadas por cables y bornas terminales, relés auxiliares, resistencias de caldeo y en casos excepcionales iluminación y hasta posibilidad de ejecutar comandos de control, mediante pulsadores o manetas sobre sinópticos de la posición dispuestos convenientemente en el interior de la caja o armario de centralización.

Las cajas de centralización deben contar con el grado de protección apropiado para su instalación en intemperie. Se construyen por lo general de acero (galvanizado o inoxidable) o de poliéster, según los requerimientos particulares de la instalación. La acometida de cables de interconexión se encuentra típicamente en la base del armario y el acceso se hace mediante prensa estopas para garantizar la mayor hermeticidad y evitar la humedad dentro del armario.

Para el agrupamiento y distribución de los circuitos de intensidad o tensión provenientes de los transformadores de corriente y transformadores de tensión respectivamente, se emplean cajas de centralización adosadas a la estructura soporte del transformador. Típicamente las tensiones e intensidades de cada tres transformadores se agrupan en una caja. Las cajas de centralización de intensidades o tensiones se construyen, al igual que las cajas de centralización de módulo, de acero o poliéster, según los requerimientos particulares de la instalación, aunque su tamaño es más reducido frente a la caja de centralización de módulo.

Cuando se requiere de medida fiscal, los circuitos de tensión e intensidad correspondientes deben generalmente precintarse por exigencia de la normativa aplicable, en cuyo caso se suministran cajas de centralización exclusivas para circuitos de tensión y para circuitos de intensidad cuyo propósito sea la medida fiscal. Estos circuitos quedarán precintados.

En algunos casos se puede evitar el suministro e instalación de las cajas exclusivas para circuitos de tensión e intensidad para medida fiscal, pero en su lugar habrá que separar convenientemente y precintarse el conjunto de bornas de conexión de estos circuitos.

2.4.6 Control y Protección

2.4.6.1 *Sistema de control y protección*

El sistema de control y protección de un sistema eléctrico de potencia lo conforman todos los medios e instalaciones necesarias para la óptima supervisión, protección, control y gestión de todos los parámetros y componentes del sistema y en particular de los equipos de alta, media y baja tensión.

El alcance del sistema de control y protección incluye desde los relés de señalización dispuestos en los propios aparatos eléctricos, hasta los complejos sistemas para la gestión de redes de orden superior.

Los sistemas de control ofrecen la posibilidad de maniobrar los equipos y aparatos. En el ámbito de una subestación eléctrica pueden existir varios niveles de control dependiendo de las necesidades de operación particulares. En una subestación puede existir tanto operación local a nivel del propio equipo, como operación remota desde un edificio de control o despacho alejado del parque.

Para la operación coordinada de los diferentes niveles de control se emplean redes y medios de comunicación.

En subestaciones eléctricas el sistema de protección y control está formado por un conjunto de funciones y sub-sistemas. La información para la operación de estos sistemas se obtiene directamente de los aparatos de alta, media y baja tensión en el parque de la subestación.

El sistema de protección es sin embargo el más importante de cualquier instalación eléctrica y subestación. Los equipos de protección son los encargados de aislar selectivamente las partes del sistema eléctrico afectadas por una falta en el menor tiempo posible minimizando los daños en las instalaciones y procurando la continuidad del suministro del servicio eléctrico.

Los sistemas de control y protección han evolucionado aceleradamente en los últimos años. El avance de la electrónica digital, los microprocesadores y sus buenos resultados, ha permitido el desarrollo de sistemas digitales tanto de protección como de control, e incluso el desarrollo de sistemas que integran las funciones de protección, control, medida y que además incorporan amplias facilidades de comunicación.

Los equipos y sistemas modernos de tecnología digital basados en microprocesadores han sido ampliamente probados y aceptados por los usuarios y operadores de los sistemas eléctricos de potencia y por las empresas eléctricas, son altamente versátiles y sus posibilidades de ajuste cubren cualquier necesidad. En general resultan muy fiables y además ofrecen amplias funciones de protección y control, autosupervisión, almacenamiento de datos, manejo de eventos, alarmas, medidas, etc., reduciendo la cantidad de equipos necesarios y la necesidad de espacio físico.

2.4.6.2 Control

2.4.6.2.1 *Estructura general del sistema de control de subestaciones*

Una subestación de alta tensión está por lo general dividida, desde el punto de vista del control, en tres (3) sectores:

El primero, en el ámbito de los equipos primarios (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión), se denomina nivel de campo. La operación de los interruptores y seccionadores se hace por lo general en el mando del propio equipo. El control a este nivel reside en el propio mando del interruptor y seccionador y en la lógica de control implementada en el propio gabinete de mando.

Un segundo nivel, se denomina nivel de control de posición, conformado por elementos intermedios como lo son: armarios de agrupamiento, unidades de control de posición (unidades de control digital o control convencional mediante manetas, pulsadores y relés auxiliares, dependiendo de la tecnología de control empleada) y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas al conjunto de la posición, tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.

En un nivel superior, nivel de control de subestación, en el cual se realizan las tareas de supervisión, maniobra y control del conjunto de toda la subestación incluyendo toda la aparamenta y las posiciones de alta, media y baja tensión.

Esto nos define una estructura lógica del sistema de control, con dos niveles jerárquicos superiores desde donde pueden ejecutarse ordenes y supervisar el sistema o parte de este (en el caso del control de posición), y un nivel de campo donde se realiza la adquisición de datos fundamentales para la operación y control de la subestación, tales como:

Estado de los equipos de maniobra.

Tensiones y corrientes en el sistema.

Temperatura en los devanados de los transformadores.

Nivel de aceite en los transformadores.

Nivel de gas en los interruptores.

Etc.

Todos los niveles deben estar interconectados para lograr el intercambio de información.

2.4.6.2.2 Estructura de los sistemas de control digitales

Los sistemas de control digitales han sido concebidos y diseñados para realizar el control, la supervisión y la protección de una subestación y de sus líneas de entrada y salida.

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste, siguiendo la estructura general de los sistemas de control de subestaciones mencionada anteriormente, en un nivel de campo, un nivel de control de posición, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos.

2.4.6.2.2.1 Nivel de campo

El nivel de campo proporciona los datos básicos necesarios para el control eficiente de la subestación. A través de estas unidades el sistema de control digital realizará:

- La adquisición de datos analógicos:
 - Corrientes y tensiones, tomados desde los transformadores de corriente y tensión respectivamente.
 - Temperatura de equipos, tomados desde, por ejemplo, RTDs (“Resistance temperature device”) en los transformadores.
 - Niveles de aceite en los transformadores.
 - Presión de gas en los interruptores.
- La adquisición de datos digitales (“Status”), incluyendo la indicación del estado del equipo, operación local, remota, mantenimiento.



Figura 2-32 Mando de Interruptor. Control Local

Se encuentran además, los equipos de alta tensión que llevarán a cabo las ordenes generadas en los niveles de control superiores o en el propio nivel de campo a través del mando del equipo respectivo.

A este nivel de control, se puede realizar las siguientes operaciones en estos equipos de alta tensión:

- Apertura manual de interruptores y seccionadores.

- Control manual de cambiadores de tomas.
- Control manual de bancos de condensadores y/o reactancias.

Finalmente, a este nivel también se encuentran los canales de comunicación encargados de establecer el intercambio de datos y órdenes entre el control digital y los equipos de alta tensión. Estos canales están conformados por cables de cobre multiconductores que deben estar diseñados de manera que establezcan una barrera contra las interferencias electromagnéticas, deben contar con el aislamiento galvánico y el blindaje apropiado. Esto se logra generalmente mediante el uso de cables de baja tensión apantallados.

2.4.6.2.2.2 Nivel de control de posición

El segundo nivel, nivel de control de posición, está conformado por todos aquellos elementos encargados de las funciones automáticas de control y supervisión de la posición, además, en este nivel se encuentran los elementos de protección asociados a la posición. Las funciones que conforman este segundo nivel son:

- Protección de la posición: línea o transformador.
- Protección de barras.
- Protección contra fallas en los interruptores.
- Medición.
- Registro de eventos.
- Enclavamientos.
- Regulación de voltaje.
- Automatismos.
- Control y señalización de la posición.

Los equipos dispuestos al nivel de posición realizan las siguientes operaciones:

- Mando de los equipos de interrupción por operación de las protecciones de las subestación:
 - Apertura automática de interruptores ante condiciones de falta.
 - Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otros subestaciones.
 - Recierre automático de los interruptores, en aquellos esquemas de protección donde aplique.
- Mando de los equipos de seccionamiento o los equipos de interrupción a voluntad del operador (maniobras de operación).
 - Apertura y cierre de seccionadores de línea, barra y seccionadores de puesta a tierra por maniobras en la subestación.
 - Apertura y cierre de interruptores por maniobras en la subestación.

Las funciones estas llevadas a cabo por relés de protección, relés de medición, controladores de posición y en general equipos electrónicos (IEDs, Intelligent Electronic Devices por sus siglas en inglés).



Figura 2-33 Unidad Control de Posición

En muchos casos, el equipo empleado para la posición es un terminal multifunción que incluye las funciones de control de la posición, las funciones de protección de la posición, medidas, función de oscilografía, señalización del estado de la posición, etc. En otros casos se emplean equipos independientes de control, de protección, de medida, osciloperturbógrafos y paneles de alarma independientes, incluso se emplean uno o varios equipos de protección para cubrir las funciones de protección requeridas en la posición.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo los datos con entradas y salidas analógicas y digitales. Así mismo, este nivel puede realizar las funciones de supervisión y operación de la posición asociada, ante la ausencia del nivel superior, a través de interfaces de usuario (HMI, Human Machine Interface por sus siglas en inglés) en la unidad controladora de posición.

La unidad de control, al igual de que los relés de protección o los equipos multifunción (control y protección), cuentan con facilidades de comunicación que permiten implementar redes de comunicación para el intercambio de información entre los elementos del propio nivel de posición y hacia niveles superiores, como el nivel de control de la subestación o SCADA (Supervisiry, Control and Data Acquisition) de subestación.

El controlador de la posición envía al SCADA de subestación las señales de medición, los estados y los controles para todos los interruptores y seccionadores de la posición controlada. El envío de los estados y cambios de estado en general se hace con formato SOE (Secuence of Events, por sus siglas en inglés) de manera que el SCADA de subestación reciba los eventos con un estampado de tiempo asociado.

En la posición también se realiza la automatización de los enclavamientos por medio de lógica programada en la propia unidad de control de la posición.

Finalmente, en muchos casos, la unidad de control de la posición dispone de una interfaz mímica local para el manejo de la posición, a través de despliegues gráficos configurables dispuestos en el frente del terminal de control. Desde dicho interfaz se podrán ejecutar maniobras y se dispondrá de información relevante tal como señalización y alarmas.

Los equipos individuales de control, protección o control y protección se instalan en armarios generalmente construidos de chapa metálica.

Las compañías eléctricas suelen normalizar los tipos de armarios, de línea, transformador, de acoplamiento, etc. según la aplicación particular.

2.4.6.2.2.3 Nivel de control de subestación

El tercer nivel, nivel de control de la subestación, se encuentra relacionado con las tareas de operación y vigilancia de la subestación.

A este nivel los operadores de la subestación ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se vigila el estado de los parámetros propios del sistema, tales como:

- Tensiones de barra.
- Corriente en las salidas.
- Potencias entregadas y recibidas.



Figura 2-34 Unidad Central de Control

Todo esto a través de interfaces hombre-máquina, utilizando un software SCADA local para la subestación, normalmente instalado sobre estaciones de operación con redundancia. A través de estas estaciones de operación, los operadores pueden con facilidad:

- Ordenar la operación de interruptores, cambiadores de toma, seccionadores motorizados de la subestación.

- Supervisar las alarmas y eventos importantes de toda la subestación, a través de los SOE obtenidos de las unidades controladoras de bahía.
- Examinar la subestación en su conjunto o cualquier parte de la misma a través de los despliegues gráficos configurables, actualizados en tiempo real y con indicaciones de estado y valores medidos.
- Generar informes sobre aspectos fundamentales del funcionamiento como por ejemplo, oscilogramas de perturbaciones, información sobre localización de averías y estadísticas sobre perturbaciones.
- Mantenimiento de la base de datos en el ámbito de la subestación.
- Supervisión y cambio de los parámetros de ajuste de las protecciones.
- Supervisión de las funciones de autodiagnóstico y secuenciación de eventos de todos los IEDs de la subestación.

Además de esto, en el ámbito de control de la subestación, el SCADA local puede realizar funciones automáticas de control y supervisión tales como:

- Funciones de automatización que impliquen más de una bahía, como por ejemplo:
 - Transferencia de barras
 - Programa de maniobras de transformadores, maniobras de líneas.
- Sincronización de tiempo con las unidades controladoras de bahía.
- Supervisión del programa de mantenimiento de equipos.
- Restauración automática del sistema por pérdida de alimentación.
- Deslastre de carga cuando las condiciones establecidas se cumplan.

El interfaz de comunicación hacia niveles superiores (gateway) es utilizado para la comunicación con el centro, o los centros, de control remoto (tales como los centros de despacho de carga regionales o nacionales). De esta manera se puede realizar el control remoto de la subestación.

Esto se logra a través de la transferencia de estados, control, mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto. Dichas transferencia se hace empleando un protocolo de comunicación. Existen diferentes protocolos de comunicación. La selección de uno u otro dependerá de las prácticas habituales de la compañía eléctrica y de sus necesidades de transmisión de información. Generalmente se emplean protocolos no propietarios IEC para poder integrar sistemas de diferentes fabricantes y permitir una fácil expansión o actualización del sistema en caso de requerirse.

A través de un conjunto de switches y conexiones, por lo general de fibra óptica, se confeccionan las redes de área local (LAN) para el intercambio de datos en el nivel de subestación. Estas redes son por lo general del tipo estrella redundante, aunque también se emplea el esquema de anillo redundante entre los controladores de posición y los equipos en el nivel de control de subestación.

El equipo receptor GPS proporciona una referencia de tiempo precisa, necesaria para ser utilizada por las estaciones de operación, el gateway, y por los IEDs de protección y control para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos (SOE).

El receptor GPS suele instalarse, en muchos casos, a nivel de la posición. Mediante una red de comunicación simple con cable coaxial, los IEDs pueden conectarse al receptor GPS, en cuyo caso el estampado de tiempo lo harían los terminales de posición.

2.4.6.2.3 *Protección*

Como ya se mencionó, los equipos de protección son los encargados de aislar selectivamente las partes del sistema eléctrico afectadas por una falta, en el menor tiempo posible, minimizando los daños en las instalaciones y procurando la continuidad del suministro del servicio eléctrico.

Los equipos de protección se ubican en el nivel de posición. En muchos casos los equipos de protección suelen ser equipos que, además de proporcionar las funciones de protección propias de la posición, también son capaces de controlar la posición y hasta realizar las funciones de medición de las variables eléctricas de la posición, tales como tensión, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, etc. Estos equipos suelen contar con interfaces de comunicación o contactos auxiliares que permiten su interacción con el resto del sistema.

En otros casos se emplean equipos independientes de protección que ofrecen una o varias funciones de protección. En este último caso los equipos de protección se denominan equipos multifunción.

La selección de equipos que ofrezcan una función de protección, equipos multifunción, equipos de protección y control o equipos de protección, control y medida, dependerá de factores económicos, y de la aplicación de prácticas habituales y de normalización de la compañías eléctricas.

2.4.6.2.3.1 *Funciones y relés de protección*

Los sistemas eléctricos, y en particular las subestaciones eléctricas modernas, se protegen empleando equipos que emplean las señales captadas directamente de los equipos primarios (tensiones, intensidades, etc.) y la aplicación de determinados algoritmos, para activar la actuación de mecanismos para aislar selectivamente las partes del sistema eléctrico afectadas por una falta, en el menor tiempo posible, minimizando los daños en las instalaciones y procurando la continuidad del suministro del servicio eléctrico.

Los algoritmos de protección contienen magnitudes y variables de referencia que pueden ajustarse a discreción del usuario, lo que determina la actuación o no del equipo de protección ante la presencia de determinadas condiciones.

Según las magnitudes, el umbral de actuación y el tiempo de actuación, existen diferentes funciones de protección. Dependiendo del tipo de posición que se desee proteger en una subestación, se emplearán una o varias funciones de protección y por tanto uno o varios equipos de protección.

Las funciones, y por tanto relés, más empleadas para la protección de las diversas posiciones eléctricas en una subestación son:

2.4.6.2.3.2 Relés de sobreintensidad instantánea o con retardo de tiempo:

Detectan las corrientes por encima de un valor de umbral ajustable en una o más fases, y actúan después de un tiempo preestablecido. El tiempo de actuación es el mismo sin importar cuánto se ha excedido el umbral ajustado.

En muchos casos se emplean curvas en los relés de sobrecorriente de tiempo inverso, los cuales responden más rápidamente cuanto mayor sea corriente. Los relés de sobrecorriente se emplean en redes radiales con un sólo punto de entrada de potencia.

Al incorporar un componente direccional al algoritmo que mide la corriente y la tensión, el relé puede proporcionar protección direccional de sobrecorriente temporizada. Tales relés se usan principalmente en líneas paralelas.



Figura 2-35 Relés de Protección

2.4.6.2.3.3 Relés de sobrecarga:

La condición de operación en el elemento protegido se simula con la misma constante de tiempo en el relé. Cualquier componente de carga es tomado en consideración por la réplica térmica en el relé, de acuerdo con las curvas de temperatura. En caso de que se sobrepase la temperatura ajustada, se emiten señales de alarma u ordenes de disparo según el caso. Los relés de sobrecarga se emplean usualmente en máquinas que puedan recalentarse, tales como transformadores y alternadores, y ocasionalmente en cables.

2.4.6.2.3.4 Relés diferenciales:

La corriente medida a la entrada y salida del elemento protegido se corresponden en fase, ángulo y magnitud y además se corresponden con una medida de referencia. En caso de que se sobrepase la corriente diferencial ajustada, el relé emite una orden de disparo.

Los relés diferenciales se aplican principalmente a transformadores o generadores. Los sistemas de protección diferenciales para líneas cuentan con un elemento de medición (relé) a cada lado de la línea. Los relés están comunicados por medio de un sistema de comunicación o se comunican directamente entre ellos siempre que la tecnología del relé empleado lo permita. El sistema de comunicación debe de estar supervisado para garantizar la correcta operación del sistema de protección.

2.4.6.2.3.5 Relés de distancia:

La distancia entre una falta y el relé es asignada a un rango de disparo mediante la medición de la resistencia con referencia a la tensión y corriente de falta. De acuerdo con una característica distancia/tiempo ajustada en el relé, este dispara el interruptor apropiado o sirve como protección de respaldo. Los relés de distancia operan de forma selectiva y extremadamente rápido en redes malladas con múltiples alimentadores y no requieren necesariamente de facilidades de comunicación como en el caso de los relés diferenciales.



Figura 2-36 Unidad con Protección de Distancia

2.4.6.2.3.6 Protección de barras

Es un sistema conformado por un circuito de medición que evalúan las magnitudes medidas de un determinado número de puntos, en las líneas o en el embarrado. Usualmente el sistema de protección diferencial de barras incluye una protección de respaldo como la protección de falla de interruptor.

La protección de barras limita el impacto de una falta en las barras de distribución sobre toda la red. Los esquemas de protección de las barras deben ser muy fiables de modo que no se produzcan disparos innecesarios y se seleccionen sólo los interruptores apropiados para aislar el fallo de la barra de distribución. Es importante el tiempo dedicado a aislar el fallo, a fin de limitar los daños, y la selectividad es crucial para mantener la integridad del sistema.



Figura 2-37 Unidades Central y Local de Protección de Barras

Los modernos sistemas de protección diferencial de barras pueden instalarse de varias formas:

- Instalación descentralizada:

En este caso, las unidades de posición) se instalan en cajas o armarios asociados a la posición correspondiente, están distribuidos en la subestación y se conectan a la unidad de procesamiento central por medio de cables de fibra óptica. La unidad de procesamiento central está normalmente ubicada en un armario centralizado o en la sala de control. Tanto las unidades de posición como la unidad de procesamiento central su ubican en el nivel de posición según la jerarquía indicada en los capítulos anteriores.

- Instalación centralizada:

Las unidades de bahía individuales se montan típicamente en bastidores de 19 pulgadas, los cuales pueden contener varias unidades de bahía, los bastidores y la unidad de procesamiento central se instalan dependiendo del tamaño del sistema en uno o varios armarios.

- Combinación de una instalación centralizada y descentralizada:

Básicamente la única diferencia entre un sistema descentralizado y uno centralizado es la localización de las unidades de posición y por lo tanto se pueden hacer una combinación de los dos sistemas, resultando en una instalación combinada.

2.4.6.2.3.7 *Relés de frecuencia:*

En caso de que la frecuencia supere los límites pre-ajustados, o en caso de una tasa de fluctuación inaceptable (df/dt), tal situación es detectada por un relé de frecuencia, siendo el resultado una desconexión o rechazo de carga.

2.4.6.2.3.8 *Relés de tensión:*

Estos relés actúan desconectando la carga en caso de que aparezcan desviaciones de la tensión pre-ajustada.

Existen otros equipos de protección aplicados específicamente a ciertos y determinados componentes del sistema. Tales equipos serían: relés de secuencia negativa, relés de potencia inversa para generadores, relés Buchholz, etc.

2.4.7 Comunicación

El sistema de comunicación entre dos subestaciones es un elemento crítico a la hora de establecer la selectividad de un sistema de protección. Tan importante como el hecho de proteger el sistema, es el saber distinguir que tipo de falta ha sucedido. Para ello es necesario tener información conjunta de los equipos que vigilan el mismo dispositivo. En el caso de líneas es necesario implementar un sistema de comunicación instantánea a larga distancia.

2.4.7.1 *Sistema de Onda Portadora*

Es el sistema de comunicación que utiliza las trampas de onda. Es el conjunto formado por un transformador de tensión, un emisor / receptor de una señal de alta frecuencia y una bobina de bloqueo además de otros dispositivos necesarios como bobinas de drenaje etc.

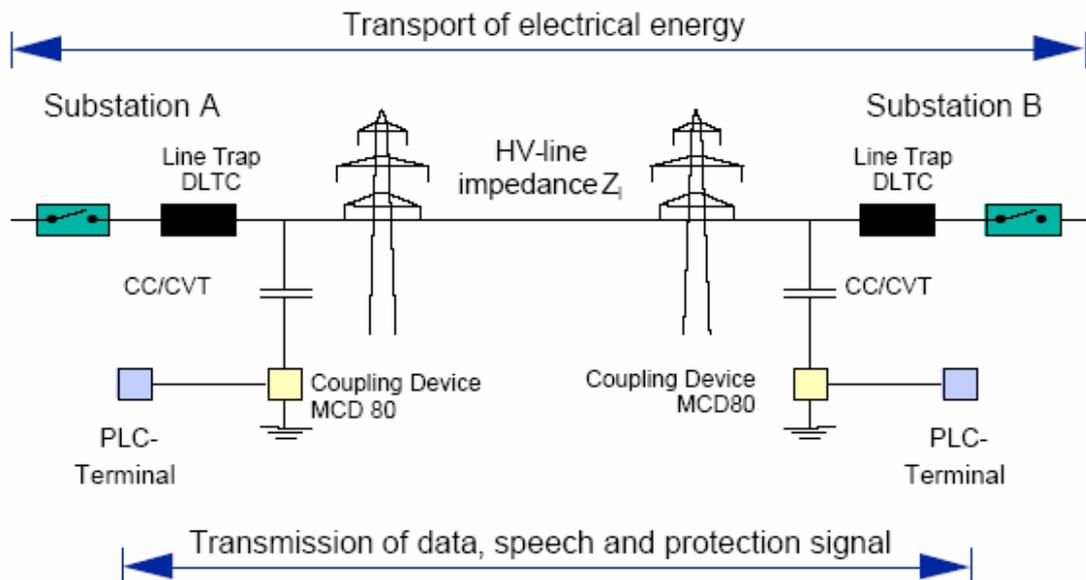


Figura 2-38 Comunicación por Onda Portadora

Con este equipo lo que se hace es utilizar el conductor normal de potencia para transmitir una señal de información de alta frecuencia, es sensible a las interferencias y aun necesitando implementar la aparamenta es bastante interesante ya que evita el tendido de el cable.

2.4.7.2 Sistema de Fibra Óptica

La información es transmitida por fibra óptica. Para evitar un tendido adicional, se suele llevar la fibra por el interior del cable de guarda pero tiene el inconveniente de que hay que haber previsto en la línea un cable de guarda con fibra en su interior.

Al utilizar la tecnología de la fibra, no existen problemas de interferencias ni afecta a la medida en caso de sobretensiones. Sin embargo puede ser, por el material, sensible a las muy altas temperaturas.

2.4.7.3 Enlaces vía radio

Utilizado antiguamente por aquellas subestaciones que no tenían posibilidad de comunicación por dificultades geográficas o por dificultad en el tendido del cable. Su uso es ahora muy limitado ya que presenta un gran problema de interferencias al ser ondas de radio.

La utilización de otros elementos tales como armaduras, etc, están condicionados por los requerimientos de utilización del cable.

En estos cables, además del proceso de fabricación, es crítico el proceso de tendido del cable, que debe ser realizado con extremo cuidado y siguiendo en todo momento las recomendaciones del fabricante en lo relativo a tiros y radios de curvatura.

También cobra una importancia capital la correcta ejecución de los terminales, pues un fallo en la confección de los mismos puede provocar puntos calientes o defectos en el aislamiento. que evolucionen hacia una falta, con el consiguiente deterioro del cable y los terminales. Para ellos, una vez instalados estos cables se suele proceder a la realización de determinados ensayos, recogidos en la norma IEC. Entre ellos, cabe señalar el ensayo en corriente continua para comprobar la integridad de la cubierta del cable, o ensayos resonantes para comprobar el aislamiento del mismo.

2.4.8.2 Cables de media tensión

Se suelen utilizar en las acometidas y salidas del nivel de distribución de los transformadores de potencia, o para conectar elementos internos de la instalación, tales como transformadores de servicios auxiliares, baterías de condensadores, puentes entre celdas, etc. Estos cables, si bien están sometidos también a importantes solicitaciones, son más comunes y su proceso de fabricación y tendido es menos complejo que los anteriores.



Figura 2-40 Bobinas de Cable Media Tensión

El aislamiento vuelve a ser polietileno reticulado (XLPE) o etileno propileno (EPR). Este último suele presentar mejor comportamiento para su instalación en terrenos con nivel freático alto (elevada humedad), si bien se han desarrollado cables XLPE con obturación longitudinal, que los hacen aptos también para este tipo de aplicaciones.

Las cubiertas suelen ser de poliolefina, por su mejor comportamiento ante el fuego, por sus propiedades retardantes, no propagadoras de la llama y libre de halógenos. La pantalla puede ser de alambre de cobre o hélice, y se suele conectar a tierra. La inclusión o no de armaduras depende de las condiciones de su instalación (si van a soportar tránsito rodado por encima, si hay peligro de que sean dañados por maquinaria, etc).

Una vez instalados estos cables, es conveniente realizar ensayos (por ejemplo, hipot) para confirmar su correcto tendido y ejecución de terminales.

La instalación de los cables se puede realizar en galerías visitables, canales de cables registrables, o directamente enterrados en zanjas en el terreno (sobre un lecho de arena, con losetas y cinta de señalización y a veces protegidos dentro de ductos de PVC). En cualquier caso, es importante determinar la disposición física de los conductores (al tresbolillo, en capa, etc) para tener en cuenta el coeficiente de disipación de calor resultante, pues este afecta a la capacidad de transporte de los mismos. En el caso de ir directamente enterrados en el terreno, es importante conocer la resistencia térmica del terreno, por razones similares.

2.4.8.3 Cables de baja tensión

Se utilizan en el interior de las subestaciones para un correcto funcionamiento, control y mando de todo el equipamiento de la instalación. Se distinguen tres tipos de cables de baja tensión: los de fuerza, que se utilizan para llevar las alimentaciones de servicios auxiliares a los distintos equipos, los de control, que se utilizan para transmitir las señales de la aparamenta (estados, órdenes y posiciones de equipos) y los de medidas de tensión e intensidad, que se utilizan para obtener las medidas de corriente y voltaje de los transformadores de medida. Los cables de control y medida suelen ser apantallados, para evitar interferencias electromagnéticas, y suelen tener un número mayor de venas, de secciones más reducidas. Los cables de fuerza no se suelen apantallar, y tienen un número de venas inferior, pero de mayor sección. El armado o no de los cables, vuelve a depender de las condiciones de su instalación, así como otros tratamientos contra termitas, roedores, etc. Los conductores son de cobre, el aislamiento polietileno reticulado o PVC, y la cubierta exterior, PVC o poliolefina.

2.4.9 Servicios Auxiliares

Aparte de otras funciones secundarias, los servicios auxiliares constituyen la fuente de alimentación de los sistemas de mando, control y protecciones de las subestaciones; por ello deben ser diseñados con el objetivo de mantener la propia fiabilidad de los elementos principales de estos sistemas.

El criterio fundamental de diseño del sistema de servicios auxiliares debe ser garantizar los suministros de energía necesarios para la instalación, aun cuando se produzcan fallos en el propio sistema o en las fuentes que lo alimentan: en general un primer fallo no debe producir problemas, y en ciertos equipos ni siquiera un segundo fallo simultáneo. El estudio de los servicios auxiliares contempla considerar los siguientes factores:

2.4.9.1 *Fuentes de suministro en c.a.:*

Un análisis de la fiabilidad de las fuentes de suministro es determinante para establecer los requerimientos funcionales del sistema, la necesidad de fuentes de transferencias automáticas o manuales, etc. Las fuentes principales deben disponer de una redundancia del 100 %.

Las fuentes podrán ser:

- Internas (dependientes de la subestación).
- Externas (una red de media tensión). Lógicamente esta red deberá ser independiente de las presentes en la subestación.

2.4.9.1.1 *Fuentes de apoyo:*

- Grupos Diesel. Para cubrir ciertas situaciones que pudieran producirse y si la importancia de la subestación lo aconseja, puede ser conveniente la utilización de un generador de emergencia. Este grupo no constituirá un apoyo del 100%, sino que alimentaría únicamente los “servicios esenciales” para garantizar el funcionamiento de líneas, transformadores, etc.

- Sistemas de alimentación ininterrumpida, para alimentación de equipos de control digital (terminales, etc.) y otros que lo precisen.

2.4.9.1.2 *Distribución de c.a.*

La distribución de c.a. debe realizarse aplicando el criterio citado de garantía del servicio. Se deben tener en cuenta aspectos como:

- Selectividad entre los sucesivos elementos de protección.
- Conveniencia de incorporar en los cuadros de distribución dispositivos de transferencia automática entre alimentaciones alternativas.

2.4.9.2 Fuentes de suministro en c.c.:

Habitualmente se requieren alimentaciones de c.c. a dos o más tensiones distintas por necesidades de los diferentes sistemas: control convencional, control digital, comunicaciones, etc.

El estudio, en general, debe contemplar diversos aspectos, entre ellos:

- Equipos rectificador-batería. El estudio de la necesidad y/o conveniencia de instalar fuentes de c.c. redundantes debe ser realizado para cada tensión o sistema de suministro. Hay que determinar las características de cada equipo rectificador-batería en función de los consumos y del tiempo especificado de mantenimiento de la tensión de servicio en caso de ausencia de corriente de carga. Este punto es particularmente importante en subestaciones “desasistidas” donde la autonomía de la batería debe ser elegida teniendo en cuenta los tiempos de respuesta del personal de explotación en caso de una avería que ponga en peligro la continuidad del servicio de la instalación.
- Utilización de “doble canal” para los sistemas de protección.

2.4.9.2.1 *Distribución de c.c.:*

De forma similar al sistema de c.a., la distribución de c.c. debe realizarse aplicando el criterio citado de garantía del servicio. No obstante, y dada la importancia básica de los sistemas de c.c. tanto en la fiabilidad como en la seguridad de la instalación, los aspectos antes enunciados deben considerarse con criterios más estrictos y rigurosos.

2.4.9.3 Elementos de Sistemas Auxiliares

Los elementos de generación, tanto de corriente continua como de corriente alterna, abastecen unos servicios que deben de ser proporcionados para la instalación con sus respectivos elementos de control y de seguridad. Son necesarios para la operación y explotación de la instalación.

2.4.9.3.1 *Fuerza y alumbrado*

Los diferentes dispositivos, tanto electrónicos como de aparamenta necesitan una fuente de alimentación para su funcionamiento además de requerir la iluminación, tanto del edificio como del parque, para el personal de trabajo y por seguridad.

2.4.9.3.1.1 *Exterior*

La gran mayoría de los armarios de intemperie requieren resistencias de caldeo para evitar la condensación de agua que perjudicaría los elementos metálicos y dispositivos electrónicos que se encuentren en el exterior.

Además se debe iluminar el parque de la subestación para evitar accidentes y por seguridad visual frente a intrusos y frente animales a los que pueda ahuyentar.

2.4.9.3.1.2 *Interior*

El interior del edificio, donde opera el personal de la subestación debe de ser iluminado para su estancia en este. Además de alimentar a todos los sistemas electrónicos, ordenadores y puntos accesibles.

2.4.9.3.2 *Climatización*

Los dispositivos de interior, como armarios o subestaciones blindadas, requieren unas condiciones de operación adecuadas tanto de temperatura como de humedad. Además de dotar al edificio de unas condiciones normales para el trabajo del personal.

2.4.9.3.3 *Contra incendios*

Debido a la importancia de los elementos de una subestación, y en determinadas ocasiones, al peligro en las inmediaciones de llamas o incendios, suele ser necesario un sistema de detección y / o extinción según el caso.

Con mayor motivo si la instalación planteada forma parte de alguna planta petrolífera, química o con otras condiciones particulares.

2.4.9.3.4 *Anti-intrusos*

El recinto de la subestación contiene elementos y dispositivos, no sólo susceptibles de robo sino extremadamente peligrosos por tratar con elementos de muy alta tensión, es por ello que se debe controlar y vigilar el recinto. Principalmente se lleva a cabo con detectores volumétricos por toda la instalación y con iluminación del parque exterior para facilitar la vigilancia.

2.4.10 Obra civil

Si bien no es objeto de estudio en este proyecto, sí es conveniente señalar la importancia de las obras civiles para la ejecución de una subestación, tanto por su importe económico como por la complejidad de su realización como por sus características técnicas específicas.

Otro de los problemas de este sector es la dificultad de establecer unas directrices generales para estimar el posible coste que podría suponer en el proyecto de la instalación ya que se debe realizar bastante particularización en cada caso.

Por tanto, se hará un breve resumen de los principales aspectos a considerar en las obras civiles de una subestación.

A partir de las características del terreno, definidas en el Estudio Geotécnico previo y de las necesidades de espacio, se establecerán las bases del proyecto de obra civil. Sus principales capítulos pueden comprender:

2.4.10.1 *Explanación:*

- Condicionantes topográficos. De acuerdo con la topografía del lugar, se estudia la posibilidad de explanación en un solo nivel. No obstante, razones económicas y técnicas pueden llevar a la conveniencia diseñar una disposición en varias plataformas a diferentes niveles. Para ello se han de considerar diferentes taludes o muros de contención.
- Requerimientos y distribución de espacios para las diferentes utilidades.
- Viales de acceso e interiores, tanto para los vehículos de transporte como para los de mantenimiento.

2.4.10.2 Saneamiento y drenaje del terreno

Se estudia la red de drenaje para evacuar no sólo el agua de lluvia recogida en la plataforma de la subestación sino también la procedente de aportaciones de los terrenos colindantes. Las canalizaciones y redes drenantes necesarias se calculan en función de las características del terreno y los datos de precipitaciones en la zona del emplazamiento.

Las aguas residuales vierten a la red de drenaje tras recibir un tratamiento biológico adecuado.

2.4.10.3 Red de tierras

Después del desbroce y del planteamiento de drenaje del terreno se implanta la red de tierras. Esta debe ser realizada con conductor de cobre entrecruzado y prever las correspondientes subidas a cada equipo. Si es necesario se ha de clavar las picas diseñadas.

Las soldaduras de la malla de tierra, como se ha visto, son aluminotérmicas y realizadas en este momento.

2.4.10.4 Viales y Accesos

En función de los viales existentes en la zona se estudian los accesos a la subestación, teniendo en cuenta las grandes cargas y los radios mínimos y pendientes máximas admisibles por los vehículos de transporte.

En el interior de la subestación se fijan los viales internos necesarios tanto para la explotación como para el mantenimiento de equipos, fijando los gálibos para vehículos que puedan acceder a zonas en tensión.

Finalmente se especifican las tipologías y características constructivas de los viales en función de las cargas, formas constructivas y materiales utilizados en la zona de emplazamiento.

2.4.10.5 Cimentaciones

El cálculo de las cimentaciones de bancadas y vías de transformadores, así como las de depósitos, edificios, etc. se realiza siguiendo el criterio de carga sobre el terreno y asentamientos admisibles, salvo condiciones geológicas singulares tratadas con soluciones ad hoc.

Para las cimentaciones de la estructura principal y de la de soporte del aparellaje se considera además el criterio de seguridad al vuelco. Para ello se tiene en cuenta la colaboración lateral del terreno determinándose un coeficiente de seguridad y una excentricidad máxima admisible.

Los cálculos de las cimentaciones se realizan con la ayuda de varios programas de cálculo.

Se tendrán en cuenta los diferentes aspectos involucrados, como:

- Tipo de cimentaciones:
 - Superficial o profunda.
 - De hormigón en masa o armado.
- Esfuerzos a considerar sobre:
 - Bancadas de equipos (transformadores, reactancias, etc.), y las zonas afectadas por su movimiento (vías, apoyos de gatos, etc.).
 - Cimentaciones del aparellaje y de estructura.

Las bancadas de los transformadores requieren una mención especial, no sólo por el diseño tan complejo que conllevan sino por el peso que han de soportar. Requieren emparrillados múltiples y unos raíles para la situación del transformador.

Además, se ha de prever el foso del transformador para el caso del vaciado de aceite y así poder recuperarlo de manera segura o aislarlo en caso de incendio. Por ello cada transformador debe ir rodeado de muros cortafuegos que impidan, en caso de incendio, que el fuego se propague al equipo inmediato.



Figura 2-41 Foso de un Transformador

Con la propia obra del parque se han de prever las conexiones que habrá entre el edificio y los diferentes dispositivos y el cableado que ello conlleva. Por este motivo, se han de situar las arquetas para cables necesarias con sus correspondientes arquetas de registro para el control del estado de estos.

2.4.10.6 Edificios:

Fundamentalmente en las subestaciones se utilizan los siguientes tipos de edificaciones:

- Edificio de Mando.
- Pequeños edificios (casetas) de relés.
- Otros edificios auxiliares.

Para cada una de las edificaciones se realiza el diseño teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Implantación de equipos de control, protección y comunicaciones.
- Zanjas y canalizaciones para cables de control y potencia, y su interconexión con las instalaciones de intemperie.
- Instalaciones auxiliares: aire acondicionado, iluminación, protección contra incendios, anti-intrusismo, etc.

Asimismo se redactan especificaciones técnicas en las que se fijan las calidades y acabados tanto de Obra Civil como de las Instalaciones Auxiliares.

2.4.10.7 Acabados

Como finalización de las obras civiles de la instalación, se realizan los acabados necesarios correspondientes de las cimentaciones y de la urbanización del parque.

El parque se ha de engravar como mejora del sistema de puesta a tierra para seguridad de las personas, en caso de falta atmosférica en la instalación

2.4.11 Montaje

Las tareas de montaje de una subestación, si bien no suponen un gran aporte en el coste total del proyecto, sí deben ser realizadas con extremo cuidado, pues un incorrecto montaje de los equipos y demás elementos de la instalación puede derivar en posteriores problemas y fallos con un coste muy superior, tanto en el ámbito económico, como tiempo de reparación, indisponibilidad de la subestación, etc.



Figura 2-42 Montaje de un Interruptor

Por tanto, estas labores de montaje deben ser realizadas por personal cualificado, bajo la supervisión de especialistas de cada uno de los equipos o disciplinas involucrados.

De igual manera es importante la correcta coordinación entre las diversas actividades de montaje, con el fin de evitar molestias entre personal de diferentes especialidades y optimizar el tiempo de ejecución de la obra. Por tanto, es conveniente planificar con antelación a su ejecución las tareas a efectuar y su secuencia adecuada, con el fin de minimizar los recursos necesarios, tanto en el ámbito de personal como de maquinaria, y mantener el plazo de ejecución convenido.

Normalmente los montajes se realizan por equipos con cierta especialización (ensamblajes mecánicos, cableados eléctricos, etc), estando éstos compuestos por un capataz que controla las actividades de su cuadrilla, formada principalmente por oficiales de primera, oficiales de segunda, y algunos ayudantes para tareas de menor responsabilidad. Estas cuadrillas, además de pequeño material de montaje, utilizan otros elementos que deben ser considerados en la valoración de los trabajos, tales como grúas y medios de elevación, carretillas transportadoras, soldadores, sierras, etc.

En particular hay que prestar atención a la realización de estas actividades con seguridad, ya sea tanto al efectuar trabajos en proximidad de tensión o en descargos, como en el manejo de la maquinaria anteriormente indicada. Por tanto, es necesario delimitar las zonas de trabajo y señalarlas correctamente, asegurarse de que las instalaciones objeto del montaje están correctamente puestas a tierra, etc, así como la utilización de equipos de protección individual (cascos, guantes, botas...) y colectivos (andamios apropiados y líneas de vida para actividades en altura, etc)

De igual manera es conveniente resaltar la necesidad de cumplir la legislación vigente en materia medioambiental, evitando el vertido de productos contaminantes, gestionando los residuos generados, y controlando el impacto sobre la flora y la fauna.

2.4.12 Supervisión de montaje

Para la correcta ejecución de las actividades de obra civil y/o montaje de una subestación es conveniente la supervisión de las mismas por un jefe de obra.



Figura 2-43 Supervisión de Obra

La organización de supervisión en obra de los trabajos de construcción y montaje, tiene como objeto las siguientes funciones principales:

- Garantizar que la ejecución de los trabajos sea realizada de acuerdo a la correcta práctica profesional y a las prescripciones del proyecto.
- Garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad.
- Seguimiento de los programas establecidos e implantación de las acciones necesarias para su cumplimiento; y en caso de desviaciones, de las acciones correctivas oportunas.
- Redacción de informes y asistencia a reuniones con la Propiedad.
- Coordinación con la oficina de Ingeniería y el Director Técnico del Proyecto por parte del contratista.
- Representación de la Dirección Facultativa en las funciones que ésta delegue.
- Recopilación de las correcciones de montaje.

- La vigilancia de las actividades de construcción y montaje, deberá incluir inspecciones de las áreas de trabajo y del propio trabajo en curso de realización. La inspección se realizará para verificar que el equipo se ha situado, instalado, montado y conectado según la última edición aprobada para construcción de planos, instrucciones del fabricante y especificaciones de instalación. Tales inspecciones incluirán las comprobaciones de:
 - Características de los equipos; comprobando con listas de montaje y planos.
 - Nivelación y alineación. Como tolerancias admisibles en el montaje de estructuras metálicas de pórticos y soportes de aparellaje se suele aceptar las siguientes; Alineación ± 5 mm; Nivelación $\pm 2,5$ mm y Aplomo \pm Altura/1000.
 - Localización y caminos de cables. Inspección del tendido de cables; peinado, etiquetado, paso por tubos, arquetas y bandejas. Sujeción a bancadas y estructuras.
 - Presión adecuada de las conexiones.
 - Libertad de movimientos de órganos de transmisión.
 - Polaridad correcta en circuitos eléctricos de control.
 - Tierra apropiada. Engrasado superficial de contactos de p.a t.
 - Comprobación de la utilización de moldes adecuados en la soldadura del sistema de p.a.t., así como cartuchos, corte, limpieza y preparación de cables.
 - Adecuada p.a.t. de las pantallas de los cables.
 - Terminaciones. Pintura y acabado de cimentaciones.
 - Ausencia de goteo.
 - Integridad física. Ausencia de roturas, grietas y deformaciones.

- Identificaciones del equipo, posición y sistemas (disponibilidad de la placa de características).
 - Sujeciones y anclajes según proyecto.
 - Engrases adecuados según instrucciones de aparatos.
 - Ausencia de oxidaciones.
 - Estado y limpieza de aisladores.
 - Comprobar distancias de aislamiento y seguridad.
 - Ubicación adecuada de puntos fijos con estribo para la p.a.t. portátil de embarrados y equipos.
 - Señalización de cables y puntos de conexión.
 - Control dimensional conforme a planos aprobados.
 - Comprobaciones para asegurar los puntos de conexión, especialmente las soldaduras en el sistema de puesta a tierra (incluye pruebas en una muestra de soldaduras procediendo a un corte transversal) y conexiones eléctricas en equipos, bastidores, paneles y cuadros.
 - Ensayos específicos en componentes del sistema de obra civil.
 - Actualización de esquemas de cableado y desarrollados.
 - Adecuación características del aparato en la instalación, según proyecto.
- Inspecciones para verificar la conservación. Se realizarán inspecciones para verificar que la conservación de los equipos en las áreas de trabajo es adecuada. Se evaluará la necesidad de colocar cubiertas protectoras, vallas, etc., que aseguren que los equipos no sufran daños como consecuencia de otros trabajos que se realicen en las proximidades.

- Inspección de condiciones temporales. Se realizarán inspecciones para verificar que las medidas de protección de equipos y materiales en espera son adecuadas y que están claramente identificadas y documentadas de forma que se modifiquen antes de poner el equipo en servicio.

Además, supervisará que se ejecuten las pruebas descritas en el capítulo “Puesta en Servicio”.

2.4.13 Puesta en servicio

Con objeto de asegurar el correcto funcionamiento de los diferentes dispositivos y circuitos, en cada una de las fases de montaje necesarias, es preciso efectuar una serie de pruebas eléctricas previas a su puesta en servicio. Evidentemente, durante el montaje, ya se habrá verificado el correcto funcionamiento y ajuste mecánico del aparellaje, principalmente los seccionadores.

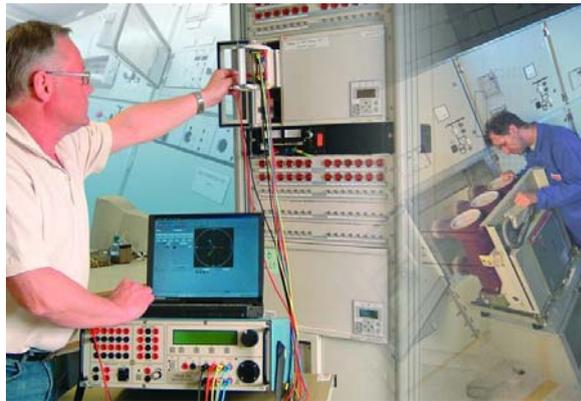


Figura 2-44 Puesta en Servicio

Se realizarán las pruebas pertinentes a los equipos que las normas así lo aconsejen:

- Una vez tendidos los cables de fuerza y control, y antes de conectarlos, se realizará una medida de aislamiento entre el conjunto de los conductores y la armadura o pantalla. Se hará a 500 V debiendo obtener un valor no inferior a 25 M Ω .
- Verificación del conexionado de los cables de interconexión mediante timbrado.
- Pruebas funcionales de los siguientes circuitos que han de estar de acuerdo con lo expuesto en los esquemas desarrollados respectivos:
 - Cierre y apertura de interruptores y seccionadores.
 - Señalizaciones y alarmas.
 - Comprobación de secuencias de enclavamientos mecánicos y eléctricos. Disparos y bloqueos.

- Sistemas auxiliares de c.a. y c.c. (alimentación a motores, calefacciones, etc.).
- Chequeo de las características de todos los transformadores de intensidad:
 - Prueba de aislamiento entre
 - primario y tierra
 - secundario y tierra
 - primario y secundario.
 - Polaridad o identificación de bornas homólogas.
 - Relación de transformación.
- Chequeo de las características de todos los transformadores de tensión:
 - Prueba de aislamiento entre secundario y tierra.
 - Polaridad o identificación de bornas homólogas.
- Chequeo de las características de todos los interruptores.
- Inyección secundaria en todos los t/i para verificar la continuidad de los circuitos y el correcto funcionamiento de los aparatos de medida, así como obtener la seguridad de que las protecciones miden intensidad.
- Prueba de polaridad y verificación del bucle de salida en señal analógica de los convertidores de medida.

Las pruebas anteriores se comentarán en los correspondientes protocolos, en los que además, se dejará constancia de los ajustes de los equipos de protección.

Con todos los protocolos se emitirá un informe final que, una vez firmado por la Dirección Facultativa y la Propiedad, se adjuntará al Acta de Recepción Provisional.

2.4.14 Gestión de proyecto

Para cumplir los objetivos de plazo y calidad impuestos por un proyecto como la construcción de una subestación es necesario contar con una organización adecuada para la ejecución de los trabajos.

A continuación pasa a describirse una propuesta para la estructuración de las diversas actividades a coordinar.

La Jefatura del Proyecto recaería sobre un responsable de proyecto (Project Manager), el cual sería el interlocutor frente al cliente y contaría con plena autoridad para decidir y representar a su empresa en todo lo concerniente al proyecto. Asimismo sobre él recaerían las funciones de coordinación y control de los diferentes especialistas, que formarían parte de la organización.

Para el desarrollo del proyecto contará con los siguientes colaboradores.

La responsabilidad del desarrollo del proyecto de ingeniería recaería en el Jefe del Dpto. de Ingeniería Básica y Coordinación.

Dentro del Proyecto de la Subestación se distinguen tres especialidades básicas, al frente de cada una de las cuales estaría un especialista de la organización de ingeniería, con amplia experiencia específica en sus respectivas disciplinas.

Las especialidades previstas son las siguientes:

- Diseño Civil y Estructural
- Estructura Metálica y Proyecto Electromecánico
- Control y Protección.

Para la preparación de suministros y la coordinación de compras, se contará con la participación del Departamento de Compras, con personal con amplia experiencia en la coordinación de proyectos y trabajos en obra, incluyendo la preparación de especificaciones y la gestión con proveedores.

Para el desarrollo de los planes de seguridad y salud, se cuenta con la colaboración del servicio de prevención, que cubre los servicios de seguridad en el trabajo, higiene industrial y ergonomía-psicosociología.

Los trabajos de construcción y montaje se realizarán con un personal de supervisión en obra, descrito anteriormente.

Por último, los trabajos de pruebas y puesta en servicio serían realizados por personal de la División de Asistencia Técnica.

Toda la organización contará con el apoyo de los consultores apropiados para todo aspecto técnico relacionado con el Proyecto:

Esta estructura se plasma en un organigrama que se adjunta a continuación.

2.4.15 Ingeniería

Para el correcto diseño de las instalaciones es necesario contar con la colaboración de un departamento de ingeniería, que desarrolle el proyecto, partiendo de una ingeniería básica, para posteriormente finalizar con una ingeniería de detalle que permita la definición detallada y compra de todos los materiales necesarios para la subestación, así como su adecuada instalación y montaje.

2.4.15.1 *Trabajos preliminares e ingeniería básica*

Los trabajos de ingeniería comenzarían con una etapa preliminar de definición del proyecto, que permita después del desarrollo rápido y coherente de los trabajos de detalle. En esta etapa preliminar se realizarían los siguientes trabajos:

Esquemas unifilares de las instalaciones (Alta tensión y servicios auxiliares).

Lista preliminar de equipos de control, protecciones y servicios auxiliares, y estimación de sus dimensiones.

Implantación general de las instalaciones. Plantas y secciones.

Planos de disposición del equipo eléctrico en el edificio.

2.4.15.2 *Ingeniería Civil y estructural*

Como primera fase pasarían a realizarse los diseños civiles, para poder comenzar con estas actividades en obra. A continuación se relacionan algunos los trabajos que podrían realizarse en esta etapa:

- Movimientos de tierras, excavaciones y rellenos para obtención de una plataforma explanada para la construcción de la subestación, incluyendo muros de contención o taludes, en el caso de que fuesen necesarios.
- Cerramientos.
- Vías de acceso, y su prolongación hasta la unión con las existentes.

- Conexión con la red de galerías y canales para cables de control y potencia de interconexión.
- Drenaje y saneamiento.
- Proyecto de detalle del edificio, incluyendo cimentaciones, estructuras, forjados y cubiertas, cerramientos, carpinterías, saneamiento y fontanerías, red de tierras y canalizaciones y huecos coordinados con el resto de las instalaciones.
- Mediciones.

2.4.15.3 Ingeniería Electromecánica

Una vez esté definida la plataforma y los principales condicionantes de la obra civil, pasaría a realizarse el diseño electromecánico, con la disposición e implantación física de equipos. A continuación se relacionan algunos de los posibles trabajos previstos:

- Planos de disposición de equipo eléctrico de alta tensión, control, protección y servicios auxiliares en el edificio.
- Planos de recorridos de cables de alta, media y baja tensión y de detalles de montaje de los mismos.
- Planos de las instalaciones de puestas a tierra.
- Planos de las instalaciones de alumbrado, normal y de emergencia, tanto en el interior como en intemperie.
- Planos de canalizaciones de cables.
- Especificación para el suministro de los puentes-grúa.
- Especificación para el proyecto y suministro de las instalaciones de climatización y acondicionamiento de aire y protección contra incendios en el edificio.
- Planos de las estructuras metálicas auxiliares para soportes de equipos.
- Listas de Materiales.

2.4.15.4 Ingeniería de Control y Protección

Por último, se procederá a realizar la ingeniería de control y protección, donde se podrían desarrollar entre otras, las siguientes actividades:

- Revisión y chequeo de la documentación de los equipos con objeto de adaptarlos a las necesidades del proyecto.
- Esquemas desarrollados de c.c. y c.a de los circuitos de los distintos niveles de tensión. conteniendo los circuitos de potencia en los que se representará en un esquema trifilar, la aparamenta de alta tensión (transformadores de intensidad, transformadores de tensión, interruptores y seccionadores) con sus características y conexiones, los circuitos propios de control asociados a las celdas y a las calles, los circuitos de protecciones, los circuitos de medida, alarmas, señalización locales, así como los circuitos de entradas analógicas, entradas digitales y salidas digitales de cada posición.. Dichos esquemas complementarán los realizados por el fabricante de los equipos;
- Esquemas desarrollados del Sistema de Servicios Auxiliares de c.a. y c.c. para las instalaciones de los distintos niveles de tensión.
- Diagramas de cableado para la interconexión de todos los nuevos elementos de la instalación, incluidos en el alcance (armarios de control y protecciones, cuadros de servicios auxiliares de c.a. y c.c., Sistema de Control Integrado, equipos de medida, transformadores de potencia).
- Frente, listas de materiales, diagramas de cableado interno y disposición de equipos en los armarios de control y protecciones de las posiciones de los distintos niveles de tensión y cuadros de servicios auxiliares de c.a. y c.c..
- Listas de cables de control y fuerza que se generen.

Por último, se realizarán los estudios de coordinación y ajuste de las protecciones, a partir de los flujos de cortocircuito máximos y mínimos suministrados por el cliente, para el tarado del sistema de protecciones.

3

DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO.

3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO

Basándose en los problemas anteriormente descritos se ha desarrollado una herramienta que permite, a partir de unos datos básicos, conseguir de manera aproximada un presupuesto aproximado del coste total de la subestación con un conocimiento de pocos datos a priori.

Se basa como ya se ha comentado, en los datos conocidos dentro de la empresa ABB y basándose en su experiencia en el sector de las subestaciones de muy alta tensión.

En esta herramienta se ha hecho hincapié en la necesidad de no pedir excesivos datos ya que, no sólo no se suelen conocer, sino que harían tedioso el proceso. Sin embargo, debe permitir una gran flexibilidad y capacidad de modificación de valores y detalles y que sean contemplados en el resultado final.

Por último se deben presentar los resultados de manera clara y familiar para las personas que la van a utilizar, para poder ser manejada con sencillez.

3.1 Datos iniciales

La herramienta desarrollada concentra el conocimiento básico sobre subestaciones extraído de los manuales, cursos y normativas y basándose en, principalmente, proyectos pasados ya ejecutados.

En realidad no se ha seguido más que una estructura lógica de análisis del problema a tratar, intentando plasmar en ello el modo de resolución aplicado a las instalaciones ya realizadas y siguiendo una estructura esquemática claramente diferenciada.

Para ello se ha realizado una labor de investigación de proyectos y datos dispersos para encontrar mediciones y valores de elementos que sean necesarios a la hora de realizar un recuento de los elementos de la subestación. Los datos obtenidos responden a dos categorías:

- Inventario, propiedades y modos de cálculo de los elementos y dispositivos utilizados.
- Precios de dichos elementos

3.2 Estructura de la herramienta

La aplicación generada tiene claramente cuatro partes diferenciadas según los datos empleados y la estructura que forma cada una de ellas.

La primera es la encargada de guiar por los diferentes aspectos de la subestación de forma que la herramienta asista en el cálculo e implementación de los elementos y dispositivos necesarios así como sus propiedades características. Son 12 módulos que responden a los apartados mencionados en la introducción de los diferentes campos según la naturaleza de las componentes empleadas:

- “Selección” para los datos generales
- “Aparamenta”
- “Física” para la disposición de la subestación
- “Pesos” para las estructuras de acero
- “Metal” para el resto de estructuras, conductores y sistema de puesta a tierra
- “C & P” para control, protección, comunicación y medida.
- “Cables” para el cableado de control y suministro
- “SSAA” para los servicios auxiliares.
- “Montaje” para montaje y puesta en servicio
- “P. Management” para la dirección de proyecto, jefatura de obra, seguridad y salud y vigilancia
- “Ingeniería”
- “Otros” para avales y otros costes financieros

Por otra parte se tienen los módulos destinados a la introducción de precios con una estructura similar entre sí y que quedan disponibles para añadir de manera manual otros elementos o dispositivos que no hayan sido considerados en la herramienta inicial:

- "1-Swg-Main"
- "2-Steel-Conn"
- "3-Ctrl-Prot"
- "4-Cables-Acc"
- "5-Aux-System"
- "6-Special-Syst"
- "7-Civil-Work"
- "8-Erection-Comm"
- "9-P-Manag"

Para realizar este paso se ha implementado otra de las partes, que resulta ser la relación de productos con sus precios en la hoja de "PRECIOS".

Por último el total de los resultados económicos aparecen reflejados en la pestaña final de "VENTAS".

El cuarto y último grupo de módulos corresponde a las hojas de datos que utiliza la herramienta cuando se ejecutan sus rutinas de cálculo. Es en estas hojas donde se debe indicar los datos estándar o predeterminados que la van a caracterizar. Son los denominados submódulos.

3.2.1 Módulo “Selección”

Es el inicio del programa, donde se establecen los parámetros más importantes de la Instalación que se pretende estudiar y dónde se van a indicar los parámetros básicos necesarios para la estimación.

Está estructurado en tres áreas de las cuales dos requieren introducción de datos.

3.2.1.1.1 Área superior

| | | | | | | | | |
|---------------------|--------------|-----|------------|-----|--------|---|-----------------|---|
| Tipo de Subestación | Simple Barra | 400 | Tecnología | AIS | Bahías | 0 | Niveles tensión | 1 |
|---------------------|--------------|-----|------------|-----|--------|---|-----------------|---|

Figura 3-1 Selección Superior

A la izquierda de esta área se pueden encontrar unas celdas donde se introduce según el número de niveles de tensión, las tensiones correspondientes que caracterizan a los dos niveles de la instalación y la topología utilizada en cada caso. En el caso de esta herramienta, se ha diseñado para tratar niveles de tensión de 400, 220 y 132 kilovoltios y topologías de simple y doble barra e interruptor y medio ya que son los casos más habituales en subestaciones de la red de transporte en muy alta tensión. Además es el lugar para indicar si para un nivel de tensión se desean los resultados cumpliendo con los estándares de Red Eléctrica Española o no. Básicamente afecta a los módulos de estructuras metálicas y al sistema de control y protección.

Por último, a la derecha se introduce el número de calles de los que está dotada la instalación y el número de niveles de tensión.

3.2.1.1.2 Área inferior

| BAHÍA | TIPO | Man | | | Aut | | | Man | | | Aut | | | Man | | | Aut | | | Suma | | | |
|-------|--------|-----|-----|------|-----|-----|------|-----|-----|------|-----|-----|------|-----|-----|------|-----|-----|------|------|---|---|-----|
| | | Man | Aut | Suma | | | | |
| 1 | Línea | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 400 |
| 2 | Trafo | 0 | 1 | 1 | -1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 3 | 3 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 400 |
| 3 | Acop L | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 3 | 220 |
| 4 | Línea | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 220 |

Figura 3-2 Selección Inferior

Aquí aparecerán desglosadas las calles de la subestación según el número antes. Para cada una de ellas se debe indicar el tipo que es, si es de línea, de trafo (transformador) o de acoplamiento. A continuación según la topología y el tipo de calle la herramienta propone la aparamenta habitual según las condiciones. Los datos a los que acude se encuentran en el submódulo “SSEE”. El valor proporcionado puede modificarse caso por caso de manera incremental. Es decir, el valor en rojo añade al valor automático en azul la cantidad indicada, sea positiva o negativa. Utilizando para el desarrollo de la herramienta el resultado de ambas.

Primero se obtiene de izquierda a derecha, el número de juegos de interruptores, de juegos de seccionadores tanto de puesta a tierra como sin ella, el número de autoválvulas, el número de transformadores de medida (de intensidad, de tensión inductivos y de tensión capacitivos), el nivel de tensión al que pertenece esa bahía, y por último el número de bobinas de bloqueo para el sistema de onda portadora y el número de aisladores soporte adicionales.

Es, por tanto, el lugar donde se distingue a qué nivel de tensión pertenece cada una de las calles.

3.2.1.1.3 Área central

| RESET | | Interruptor | Seccionador | Secc. PAT | Autoválvula | TI | TT | TT Cap | Tensión |
|--------------|-----|-------------|-------------|-----------|-------------|----|----|--------|---------|
| TOTAL | | 4 | 2 | 3 | 3 | 12 | 6 | 3 | |
| VOLCAR | 400 | 2 | 1 | 2 | 3 | 6 | 3 | 0 | |
| | 220 | 2 | 1 | 1 | 0 | 6 | 3 | 3 | |
| | 132 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | 66 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| ... | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |

Figura 3-3 Selección Central

Es una tabla resumen de aparamenta según los niveles de tensión y el total de elementos empleados según el dispositivo que se considere en la columna. Además posee el primero de los botones de ejecución del programa: “Volcar”.

El resultado de la aparamenta empleada se vuelca sobre el módulo “Aparamenta” al pulsar este botón.

3.2.1.2 *Submódulo "SSEE"*

| | | | Interrupor | Seccionador | Secc. PAT | Autoválvulas | TI | TT | TT Cap | Aisladores | Line Trap |
|--------------------|--------|-----|------------|-------------|-----------|--------------|-----|----|--------|------------|-----------|
| Simple Barra | Línea | AIS | 1 | 1 | 1 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| Simple Barra | Trafo | AIS | 1 | 1 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Simple Barra | Acop L | AIS | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Simple Barra | Acop T | AIS | * | * | * | * | * | * | 0 | 0 | 0 |
| Doble Barra | Línea | AIS | 1 | 2 | 1 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| Doble Barra | Trafo | AIS | 1 | 2 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Doble Barra | Acop L | AIS | 2 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Doble Barra | Acop T | AIS | 1 | 2 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Interrupor y medio | Línea | AIS | 1,5 | 1 | 2 | 0 | 4,5 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| Interrupor y medio | Trafo | AIS | 1,5 | 1 | 0 | 3 | 4,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Interrupor y medio | Acop L | AIS | * | * | * | * | * | * | 0 | 0 | 0 |
| Interrupor y medio | Acop T | AIS | * | * | * | * | * | * | 0 | 0 | 0 |

Figura 3-4 SSEE

En este módulo se puede encontrar un listado de configuraciones de diferentes bahías de diferentes subestaciones según la tecnología empleada (en este caso AIS), la configuración de la instalación (simple barra, doble barra e interruptor y medio) y el tipo de bahía (línea, trafo o acoplamiento). En él se indica el número de juegos de interruptores, de juegos de seccionadores, de transformadores de intensidad y de transformadores de tensión.

3.2.2 Módulo “Aparamenta”

En este módulo recibe los resultados desde la hoja de “Selección”. Esta dividida en dos partes separadas por unas celdas horizontales coloreadas.

3.2.2.1.1 Zona superior

| APARAMENTA | | |
|-------------|----|-----------------------|
| Dispositivo | Nº | |
| 400 | 38 | RESET -> Precios |
| 220 | 47 | |
| 132 | 0 | |
| 70 | 0 | |
| 66 | 0 | |
| 15 | 0 | < > |
| 11 | 0 | |
| ... | 0 | |

Figura 3-5 Aparamenta Superior

Se encuentra en esta área un resumen de elementos según el nivel de tensión independientemente de qué dispositivo sea.

El botón de “precios ->” simplemente traslada este resultado a la hoja y apartados correspondientes de los módulos de resultados donde añade el consiguiente precio adecuado para el dispositivo. Los botones de desplazamiento “<” y “>” permiten ir a los módulos anterior y posterior respectivamente.

El botón de “Reset” elimina todos los datos que aparecen en la parte inferior de la pantalla y por lo tanto pone a cero los valores de esta zona superior que son resumen de la inferior

3.2.2.1.2 Zona inferior

| 400 | | | |
|---------------|------------------------|-----------|----------------------|
| CB400 | Interruptor | 4 | |
| TTI400 | T.T. Inductivo | 6 | |
| TI400 | T.I. | 12 | |
| SA400 | Autoválvula | 6 | |
| ESV400 | Secc. PAT | 3 | No Pantógrafo |
| PS400 | Seccionador | 7 | Pantógrafo |
| 220 | | | |
| CB220 | Interruptor | 6 | |
| TTC220 | T.T. Capacitivo | 3 | |
| TTI220 | T.T. Inductivo | 6 | |
| TI220 | T.I. | 18 | |
| SA220 | Autoválvula | 6 | |
| ESV220 | Secc. PAT | 4 | No Pantógrafo |
| PS220 | Seccionador | 4 | Pantógrafo |

Figura 3-6 Aparamenta Inferior

Aparecen de manera desglosada, para cada nivel de tensión, el número total de elementos según el tipo de dispositivo empleado. Los resultados se presentan por bloques para cada nivel de tensión y dentro de ellos, para cada elemento, se puede encontrar el tipo de dispositivo, su código y el número de estos. Si el dispositivo es un seccionador o un seccionador de puesta a tierra aparecerá además una casilla a la derecha que nos permite seleccionar si son de tipo pantógrafo o no.

Como siempre, se consideran los seccionadores, seccionadores de puesta a tierra e interruptores como juegos de tres. El resto de dispositivos se cuentan individualmente.

3.2.3.1.2 Zona Inferior

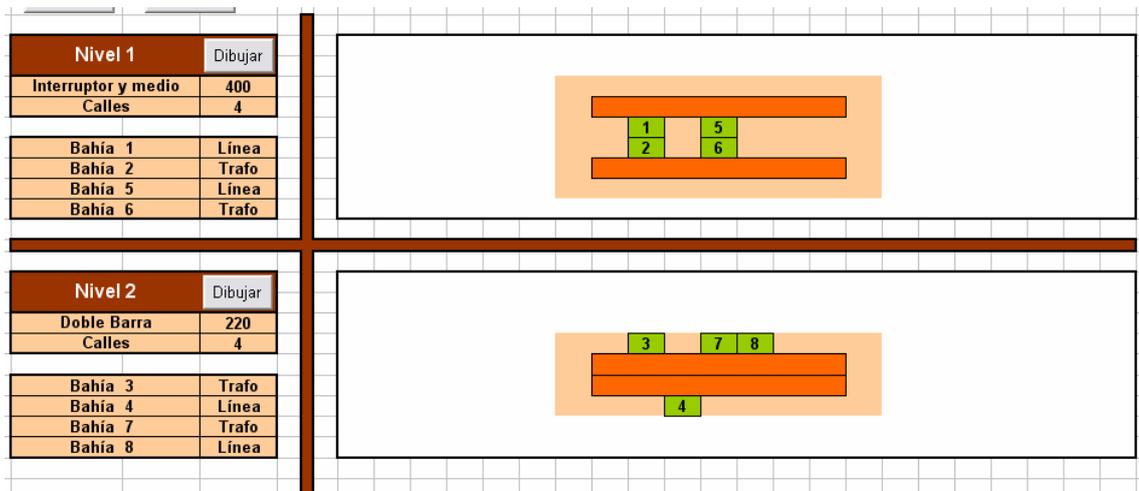


Figura 3-8 Física Inferior

Esta zona es la más importante y está subdividida en cuatro cuadrantes. La mitad superior e inferior de la zona está entera destinada al nivel superior e inferior respectivamente.

En la parte izquierda se encuentra, después de pulsar el botón de “Refrescar” comentado en la parte anterior, un resumen de los parámetros más importantes relativos a la disposición física de la subestación, es decir, el tipo de topología y las calles empleadas en ella, así como el tipo de bahía ya sea de línea, transformador y acoplamiento.

Una vez actualizado se pulsa el botón de “Dibujar” el cual representa en un diagrama mímico, en la zona de la derecha, la disposición de las barras de la subestación en naranja oscuro y el área de posible situación de estas en color más claro. Ahí, con el menú desplegable se posicionan las distintas calles teniendo en cuenta la posición relativa que mantienen entre sí.

En el mímico se pueden apreciar las dos barras del doble barra pegadas, las del interruptor y medio separadas y las del simple barra con su embarrado correspondiente. Cuando se marca una calle la casilla en la que está ubicada pasa a ser de color verde.

Se tienen los dos mímicos correspondientes a la alta y a la baja tensión, ambos en la parte derecha y uno encima del otro a la derecha de su correspondiente lista de datos.

Esta pestaña no vuelca ningún valor en las hojas de listado de precios ya que simplemente se establecen en ella valores físicos de la instalación aunque sí son necesarios para módulos posteriores.

3.2.4 Módulo “Pesos”

Este módulo es el encargado de calcular la cantidad de acero que se va a utilizar en la instalación tanto en la estructura metálica que soporta la apartamenta como los pórticos de soporte de embarrados o los pórticos de acceso y llegada de línea.

Esta hoja se divide en cuatro apartados separados por títulos anchos.

3.2.4.1.1 Inicial

| PESOS | | | | | |
|------------|--|--------------|----------------|---|----------------|
| -> Precios | | Alma llena | 162.836 | 0 | 162.836 |
| < > | | Celosía | 0 | 0 | 0 |
| | | Tubular | 27.827 | 0 | 27.827 |
| | | REE | 0 | 0 | 0 |
| | | TOTAL | 190.662 | | 190.662 |

Figura 3-9 Pesos Cabecera

Corresponde a la zona situada justo debajo del título de “Pesos”. Aparecen los cuatro tipos de estructura: Alma llena, Celosía, Tubular y alma llena de tipo Red Eléctrica con los correspondientes totales de los tres apartados siguientes. Existe la posibilidad de modificarlos con un valor incremental.

Con el botón de “Precios ->” como siempre se vuelca en las hojas de precios los resultados del total en peso de las estructuras de acero con el correspondiente peso por kilogramo según la estructura y con los botones de desplazamiento se puede acceder a los módulos anterior y posterior.

3.2.4.1.2 *Aparamenta*

| APARAMENTA | Tensión | Nº | Peso unitario | Pernos | Peso pernos | Peso total | Tipo | Sí/No |
|-----------------|---------|----|---------------|--------|-------------|------------|------------|-------|
| Interruptor | 400 | 4 | 645,00 | 78,00 | 78,00 | 2.892,00 | Alma llena | Sí |
| T.T. Inductivo | 400 | 6 | 1.211,91 | 78,00 | 78,00 | 2.579,82 | Alma llena | Sí |
| T.I. | 400 | 12 | 1.485,00 | 78,00 | 78,00 | 6.252,00 | Alma llena | Sí |
| Autoválvula | 400 | 6 | 1.350,00 | 78,00 | 78,00 | 8.568,00 | Alma llena | Sí |
| Secc. PAT | 400 | 3 | 2.316,00 | 52,00 | 52,00 | 7.104,00 | Alma llena | Sí |
| Pantógrafo | 400 | 7 | 1.308,00 | 78,00 | 78,00 | 9.702,00 | Alma llena | Sí |
| Interruptor | 220 | 6 | 629,31 | 42,00 | 42,00 | 4.027,86 | Tubular | Sí |
| T.T. Capacitivo | 220 | 3 | 573,21 | 42,00 | 42,00 | 615,21 | Tubular | Sí |
| T.T. Inductivo | 220 | 6 | 385,41 | 42,00 | 42,00 | 2.054,82 | Tubular | Sí |
| T.I. | 220 | 18 | 659,88 | 42,00 | 42,00 | 4.211,28 | Tubular | Sí |
| Autoválvula | 220 | 6 | 659,88 | 42,00 | 42,00 | 4.211,28 | Tubular | Sí |
| Secc. PAT | 220 | 4 | 1.236,10 | 28,00 | 28,00 | 5.056,40 | Tubular | Sí |
| Pantógrafo | 220 | 4 | 707,67 | 42,00 | 42,00 | 2.998,68 | Tubular | Sí |
| Plantillas | | 62 | 40,00 | 0,00 | 0,00 | 2.480,00 | Alma llena | Sí |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |

Figura 3-10 Pesos Aparamenta

En este apartado se contempla la estructura asociada a la aparamenta en función del tipo de estructura utilizada, del tipo de dispositivo que soporta y del nivel de tensión. Además se contabiliza el peso de los pernos según el número de estos usado. Además añade un número de plantillas aproximado que van a ser necesarias a la hora de realizar el montaje de las estructuras. En principio se toma aproximadamente una plantilla para cada dos dispositivos. Los datos de las estructuras de los dispositivos los toma del submódulo al que se accede con el botón de “Datos”.

El botón de “Poner a cero”, como se indica, reinicia las celdas para su uso dejando todos los valores borrados y eliminados de la parte de la aparamenta.

“Refrescar” ejecuta los comandos necesarios para obtener los datos de la estructura implantada en función de la aparamenta de la subestación. Para cada nivel de tensión y estructura indicada, plantea el peso de la estructura y los pernos necesarios.

Para añadir una escalera de acceso al mando del interruptor simplemente se pulsa el botón “Añadir escalera” que nos abre un formulario en el que se decide el nivel de tensión y el número de escaleras que se desea tener en cuenta.

Si fuera necesario añadir algún dato o modificarlo se accedería al submódulo correspondiente mediante el botón de “Datos”. Para mayor detalle se recomienda mirar el apartado correspondiente.

3.2.4.1.3 Pórticos de línea

| PÓRTICOS LÍNEA | Tensión | Nº | Columnas | Viga | Peso calle | Peso solapes | Tipo | Sí/No |
|----------------|---------|----|----------|----------|------------|--------------|------------|-------|
| Bahía 1 | 400 | 2 | 9.241,85 | 3.843,43 | 22.327,13 | 22.327,13 | Alma llena | Sí |
| Bahía 2 | 400 | 2 | 9.241,85 | 3.843,43 | 22.327,13 | 22.327,13 | Alma llena | Sí |
| Bahía 3 | 220 | 2 | 3.944,06 | 1.266,96 | 9.155,08 | 9.155,08 | Alma llena | Sí |
| Bahía 4 | 220 | 1 | 3.944,06 | 1.266,96 | 9.155,08 | 5.211,02 | Alma llena | Sí |
| Bahía 5 | 400 | 2 | 9.241,85 | 3.843,43 | 22.327,13 | 22.327,13 | Alma llena | Sí |
| Bahía 6 | 400 | 1 | 9.241,85 | 3.843,43 | 22.327,13 | 13.085,28 | Alma llena | Sí |
| Bahía 7 | 220 | 1 | 3.944,06 | 1.266,96 | 9.155,08 | 5.211,02 | Alma llena | Sí |
| Bahía 8 | 220 | 2 | 3.944,06 | 1.266,96 | 9.155,08 | 9.155,08 | Alma llena | Sí |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | | Alma llena | No |

Figura 3-11 Pesos Pórticos Línea

Aquí el módulo según la disposición física y topológica de la instalación calcula los pórticos de línea para cada bahía según el nivel de tensión y su consiguiente peso. Para cada bahía contabiliza una viga y establece un reparto de las columnas en función de la posición relativa que tengan entre sí.

En el caso de simple barra, cuando dos calles son contiguas le asigna a la primera dos columnas y a la segunda una, ya que la otra la comparte con la bahía anterior. Si están enfrentadas, al estar los embarrados en línea, asigna dos columnas a cada una.

En doble barra, proporciona los mismos resultados excepto en el caso de bahías enfrentadas que es imposible con esta topología, dando un mensaje de error.

En el caso del interruptor y medio se considera que si las calles están enfrentadas forman parte del mismo diámetro y cada una lleva su pórtico con dos columnas. Si son adyacentes compartirán una de ellas y por tanto a la primera bahía se le asignarán dos columnas y a la siguiente una.

Al igual que antes, los botones de “Poner a cero” y “Refrescar” tienen la función respectivamente de limpiar y eliminar los valores de los pórticos ya introducidos y de actualización de estos según los datos de los módulos de “Física” y “Selección”.

El botón de “Datos” accede directamente al submódulo correspondiente de los datos de pórticos de línea.

3.2.4.1.4 Pórticos de barras

| PÓRTICOS BARRAS | Tensión | Nº | | Peso Pórtico | Peso | Tipo | Sí/No |
|-----------------|---------|----|--|--------------|----------|------------|-------|
| Bahía 1 | 400 | 2 | | 3.614,71 | 7.229,42 | Alma llena | Sí |
| Bahía 2 | 400 | 0 | | 3.614,71 | 0,00 | Alma llena | Sí |
| Bahía 3 | 220 | 4 | | 1.162,77 | 4.651,08 | Tubular | Sí |
| Bahía 4 | 220 | 2 | | 1.162,77 | 2.325,54 | Tubular | Sí |
| Bahía 5 | 400 | 2 | | 3.614,71 | 7.229,42 | Alma llena | Sí |
| Bahía 6 | 400 | 0 | | 3.614,71 | 0,00 | Alma llena | Sí |
| Bahía 7 | 220 | 2 | | 1.162,77 | 2.325,54 | Tubular | Sí |
| Bahía 8 | 220 | 4 | | 1.162,77 | 4.651,08 | Tubular | Sí |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |
| | | | | | | Alma llena | No |

Figura 3-12 Pésos Pórticos de Barras

Incluye los pórticos de barras necesarios en función de la posición de las calles tanto adyacentes como enfrentadas. Proporciona los pesos de éstos en función al nivel de tensión considerado.

Para el caso de simple barra, con dos calles adyacentes sitúa tres pórticos de barras, dos para una bahía y uno para la otra. Con calles enfrentadas, sólo le asigna dos pórticos a una de ellas, ya que la otra utiliza los mismos. Cuando las calles son adyacentes pero enfrentadas se consideran de igual manera que una contigua.

Con doble barra, al no existir la posibilidad de tener dos calles enfrentadas solamente se dan los casos de tener una calle contigua o contigua pero opuesta y en ambos casos sitúa cuatro pórticos para la primera de las bahías y dos para la segunda (ahora hay dos embarrados).

En el caso de interruptor y medio dos calles o pertenecen al mismo diámetro, es decir se representan enfrentadas en el mímico, o considera que están en diámetros contiguos si se presentan al lado. Por este motivo, con una de las calles sitúa cuatro pórticos de barras y con la correspondiente al mismo diámetro ninguno más. Si es una calle adyacente o enfrentada pero contigua sitúa otros dos pórticos, uno para cada embarrado. Si se encuentra distanciada del diámetro situara de nuevo otros cuatro pórticos para ambas barras.

En este caso las operación de eliminación de datos, de puesta a cero y de actualización según los datos de la hoja de “Física” son llevados a cabo por los botones anteriores mencionados en el apartado de pódicos de línea.

3.2.4.2 *Submódulo de “Datos” de Aparamenta*

| Dispositivo | Tensión | < Fila Nueva | Polos | Tipo | X | Y | Z | Z^2 | Peso | PESO | Pernos | Nº | Total | Peso | Fuera Altura | PESO OUT. | PERN O OUT |
|--------------------|---------|--------------------------|----------|--------------------|------|------|------|----------|--------|---------|--------|----|-------|------|--------------|-----------|------------|
| 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interruptor | 132 | Interruptor 132.1 | 2 apoyos | 2 1 1 t Tubular | 540 | 540 | 1970 | 3880900 | 95.5 | 311 | M24 | 4 | 8 | 28 | 1 | 311 | 28 |
| Seccionador | 132 | Seccionador 132.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 5400 | 1070 | 2630 | 6916300 | 592.23 | 592.23 | M24 | 8 | 8 | 28 | 1 | 592.23 | 28 |
| Sec. PAT | 132 | Sec. PAT 132.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 5400 | 1070 | 2630 | 6916300 | 610.08 | 610.08 | M24 | 8 | 8 | 28 | 1 | 610.08 | 28 |
| Pantógrafo | 132 | Pantógrafo 132.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 540 | 540 | 2240 | 8955600 | 190.11 | 540.33 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 540.33 | 42 |
| T.I. | 132 | T.I. 132.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 5530 | 640 | 2760 | 7617600 | 831.71 | 831.71 | M30 | 4 | 4 | 26 | 1 | 831.71 | 26 |
| T.T. Capacitivo | 132 | T.T. Capacitivo 132.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 540 | 540 | 2680 | 7075600 | 209.19 | 627.57 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 627.57 | 42 |
| T.T. Inductivo | 132 | T.T. Inductivo 132.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 5542 | 640 | 2635 | 6343225 | 643.86 | 643.86 | M30 | 4 | 4 | 26 | 1 | 643.86 | 26 |
| Autoválvula | 132 | Autoválvula 132.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 5312 | 640 | 4364 | 19044486 | 585.94 | 585.94 | M30 | 4 | 4 | 26 | 1 | 585.94 | 26 |
| T.T. Inductivo | 132 | T.T. Inductivo 132.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 5542 | 550 | 4335 | 17698225 | 743.65 | 743.65 | M30 | 4 | 4 | 26 | 1 | 743.65 | 26 |
| T.T. Inductivo | 400 | T.T. Inductivo 400.a | 1 polo | 3 1 1 a Alma llena | 700 | 700 | 2670 | 7128900 | 403.97 | 1211.91 | M30 | 4 | 12 | 78 | 1 | 1211.91 | 78 |
| Soporte Aisladores | 400 | Soporte Aisladores 400.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 540 | 540 | 2635 | 6937225 | 156.13 | 468.39 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 468.39 | 42 |
| Soporte Aisladores | 66 | Soporte Aisladores 66.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 3000 | 250 | 4065 | 16524225 | 238.06 | 238.06 | M24 | 4 | 4 | 14 | 1 | 238.06 | 14 |
| Interruptor | 66 | Interruptor 66.1 | 2 apoyos | 2 1 1 t Tubular | 360 | 240 | 2339 | 5470921 | 212.83 | 427.66 | M24 | 4 | 8 | 28 | 1 | 427.66 | 28 |
| Seccionador | 66 | Seccionador 66.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 3400 | 1290 | 2375 | 5640625 | 440.96 | 440.96 | M24 | 8 | 8 | 28 | 1 | 440.96 | 28 |
| Sec. PAT | 66 | Sec. PAT 66.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 3400 | 1290 | 2375 | 5640625 | 443.74 | 443.74 | M24 | 8 | 8 | 28 | 1 | 443.74 | 28 |
| T.I. | 66 | T.I. 66.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 3350 | 320 | 2650 | 6502500 | 289.07 | 289.07 | M24 | 4 | 4 | 14 | 1 | 289.07 | 14 |
| T.T. Capacitivo | 66 | T.T. Capacitivo 66.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 530 | 500 | 1900 | 3610000 | 127.35 | 382.05 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 382.05 | 42 |
| T.T. Inductivo | 66 | T.T. Inductivo 66.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 3400 | 370 | 2095 | 4920025 | 283.33 | 283.33 | M16 | 4 | 4 | 4 | 1 | 283.33 | 4 |
| Interruptor | 220 | Interruptor 220.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 420 | 420 | 3250 | 1056000 | 209.77 | 629.31 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 629.31 | 42 |
| Pantógrafo | 220 | Pantógrafo 220.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 330 | 330 | 3915 | 15327225 | 235.69 | 707.67 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 707.67 | 42 |
| Seccionador | 220 | Seccionador 220.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 7490 | 2280 | 3620 | 13104400 | 1236.1 | 1236.1 | M24 | 8 | 8 | 28 | 1 | 1236.1 | 28 |
| Sec. PAT | 220 | Sec. PAT 220.1 | 3 polos | 1 1 1 t Tubular | 7490 | 2280 | 3620 | 13104400 | 1236.1 | 1236.1 | M24 | 8 | 8 | 28 | 1 | 1236.1 | 28 |
| T.I. | 220 | T.I. 220.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 550 | 550 | 3780 | 1434100 | 216.96 | 659.88 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 659.88 | 42 |
| T.T. Capacitivo | 220 | T.T. Capacitivo 220.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 530 | 500 | 3915 | 1641025 | 191.07 | 573.21 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 573.21 | 42 |
| T.T. Inductivo | 220 | T.T. Inductivo 220.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 690 | 550 | 5140 | 26419600 | 328.47 | 985.41 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 985.41 | 42 |
| Soporte Aisladores | 220 | Soporte Aisladores 220.1 | 1 polo | 3 1 1 t Tubular | 330 | 330 | 3935 | 15484225 | 189.4 | 568.2 | M24 | 4 | 12 | 42 | 1 | 568.2 | 42 |

Figura 3-13 Datos Aparamenta

En este se pueden encontrar a modo de lista los datos conocidos a partir de proyectos o históricos sobre las estructuras asociadas a los diferentes dispositivos. Entre ellos, el dispositivo asociado, el nivel de tensión, el tipo de estructura, las cotas, el peso, los pernos que lleva y el peso de estos. Además sobre un hipervínculo se permite la visualización del plano en formato de impresión.

Pulsando el botón de “Añadir una fila” se abre un formulario donde se pueden introducir los datos necesarios y al darle al botón de aceptar los inserta como una fila nueva al final del listado. El otro botón “<” devuelve al módulo original.

3.2.4.3 Submódulo de “Datos” de Pórticos de línea

| Pieza | Tensión | < Fila Nueva | Tipo | X | Y | Z | Z^2 | Perno | Peso | PESO |
|---------|---------|-------------------------------|--------------|-------|------|-------|-----------|---------|---------|---------|
| | | - | | | | | 0 | | | 0 |
| Columna | 220 | Columna 220.a | a Alma llena | 3000 | 700 | 19405 | 378554025 | 980,8 | 2963,26 | 3944,06 |
| Viga | 220 | Viga 220.a | a Alma llena | 500 | 300 | 14000 | 196000000 | | 1266,96 | 1266,96 |
| Columna | 132 | Columna 132.t | t Tubular | 2500 | 650 | 10900 | 118810000 | 339,44 | 1083,7 | 1423,14 |
| Viga | 132 | Viga 132.t | t Tubular | 380 | 614 | 9695 | 93993025 | | 505,74 | 505,74 |
| Columna | 132 | Columna 132.c | c Celosía | 2500 | 650 | 10900 | 118810000 | 339,44 | 790 | 1129,44 |
| Viga | 132 | Viga 132.c | c Celosía | 380 | 614 | 9695 | 93993025 | | 375 | 375 |
| Columna | 220 | Columna 220.r | r REE | 18015 | 2400 | 21670 | 469588900 | 980,8 | 4839,74 | 5820,54 |
| Viga | 220 | Viga 220.r | r REE | 13500 | 590 | 330 | 108900 | | 3247,69 | 3247,69 |
| Columna | 220 | Columna 220.c | c Celosía | 2330 | 2330 | 20000 | 400000000 | 980,8 | 2840,14 | 3820,94 |
| Viga | 220 | Viga 220.c | c Celosía | 14070 | 900 | 900 | 810000 | | 865,93 | 865,93 |
| Columna | 400 | Columna 400.r | r REE | 4010 | 1400 | 24850 | 617522500 | 1118,96 | 8122,89 | 9241,85 |
| Viga | 400 | Viga 400.r | r REE | 20000 | 866 | 480 | 202500 | | 3843,43 | 3843,43 |
| Columna | 400 | Columna 400.a | a Alma llena | 4010 | 1400 | 24850 | 617522500 | 1118,96 | 8122,89 | 9241,85 |
| Viga | 400 | Viga 400.a | a Alma llena | 20000 | 866 | 480 | 202500 | | 3843,43 | 3843,43 |
| Columna | 220 | Columna 220.t | t Tubular | 3180 | 650 | 19050 | 362902500 | 502,48 | 3095,81 | 3598,29 |
| Viga | 220 | Viga 220.t | t Tubular | 13100 | 510 | 772 | 595984 | | 1319,33 | 1319,33 |

Figura 3-14 Datos Pórtico Línea

Aquí se puede encontrar a modo de lista los datos conocidos a partir de proyectos o históricos sobre las estructuras de pórticos de línea existentes. Los datos que figuran son la pieza a tener en cuenta (columna o viga), el nivel de tensión, el tipo de estructura, las cotas el peso de la estructura y el peso de los pernos. Además sobre un hipervínculo se permite la visualización del plano en formato de impresión.

Pulsando el botón de “Añadir una fila” se abre un formulario donde se pueden introducir los datos necesarios y al darle al botón de aceptar los inserta como una fila nueva al final del listado. El otro botón “<” devuelve al módulo original.

3.2.4.4 Submódulo de “Datos” de Pórticos de barras

| Pórticos de barras | Tensión | < Fila Nueva | Tipo | X | Y | Z | Z^2 | Peso |
|--------------------|---------|-------------------------------|--------------|-------|-----|-------|-----|---------|
| | | - | | | | | | |
| PBarras | 220 | PBarras 220.c | c Celosía | 8500 | 690 | 6350 | | 1966,69 |
| PBarras | 220 | PBarras 220.r | r REE | 7500 | 382 | 8005 | | 1751,78 |
| PBarras | 132 | PBarras 132.c | c Celosía | 5350 | 614 | 5570 | | 659,83 |
| PBarras | 400 | PBarras 400.r | r REE | 10500 | 502 | 10105 | | 3614,71 |
| PBarras | 400 | PBarras 400.a | a Alma llena | 10500 | 502 | 10105 | | 3614,71 |
| PBarras | 132 | PBarras 132.t | t Tubular | 5366 | 640 | 5485 | | 962,79 |
| PBarras | 220 | PBarras 220.t | t Tubular | 7342 | 420 | 8335 | | 1162,77 |

Figura 3-15 Datos Pórticos Barras

Aquí es donde se encuentra a modo de lista los datos conocidos a partir de proyectos o históricos sobre las estructuras de pórticos de barras existentes. Los datos que figuran son la pieza a tener en cuenta (columna o viga), el nivel de tensión, el tipo de estructura, las cotas el peso de la estructura y el peso de los pernos. Además sobre un hipervínculo se permite la visualización del plano en formato de impresión.

Pulsando el botón de “Añadir una fila” se abre un formulario donde se pueden introducir los datos necesarios y al darle al botón de aceptar los inserta como una fila nueva al final del listado. El otro botón “<” devuelve al módulo original.

3.2.5 Módulo “Metal”

En este módulo la aplicación hace un recuento de todas los componentes metálicos y conductores utilizados en la subestación que no son directamente la estructura pero son necesarios, como conectores o el propio material conductor en sí.

Se divide en dos partes: “Estructuras metálicas” y “Tierras”. Todos los datos calculados vienen presentados con un valor incremental para permitir posibles modificaciones. El valor en rojo se añade con su signo al valor automático. Todo uso de ese valor que se haga después se hará sobre el cómputo de ambos.

El botón de “precios->” vuelca en los precarios correspondientes los valores asignados en este módulo y los botones de desplazamiento permiten acceder a los módulos anterior y posterior.

3.2.5.1.1 Estructuras metálicas

| ESTRUCTURAS METÁLICAS | | | | -> Precios | | |
|--|--|---|-----|------------|---------|---------------|
| Tensión 1 | | | 400 | | | |
| Tensión 2 | | | 220 | | | |
| Número de bahías | | | 8 | | | |
| Bahías de tensión 1 | | | 4 | | | |
| Bahías de tensión 2 | | | 4 | | | |
| Número de embarrados tensión 1 | | | 1 | | | |
| Número de embarrados tensión 2 | | | 2 | | | |
| Diámetro/Sección Barras nivel tensión 1 (mm) | | | 250 | | | |
| Diámetro/Sección Barras nivel tensión 2 (mm) | | | 160 | | | |
| BAL250 | Barras nivel tensión 1 (m) | 0 | 186 | 186 | Tensión | Sección barra |
| BAL160 | Barras nivel tensión 2 (m) | 0 | 228 | 228 | 400 | 250 |
| CAL250 | Cable antivibratorio embarrado tensión 1 (m) | 0 | 248 | 248 | 220 | 160 |
| CAL160 | Cable antivibratorio embarrado tensión 2 (m) | 0 | 304 | 304 | 132 | 120 |
| | | | | | | 63 |

Figura 3-16 Metal Conductores Principales

Bajo esta parte se engloban todas las partes asociadas a las estructuras metálicas como las propias barras, los conectores de alta tensión y las cajas de centralización. Además se tiene en cuenta el propio material conductor utilizado tanto en barras principales como secundarias.

Las barras se calculan con la longitud del embarrado introducida en el módulo “Física” y la sección de éstas con el nivel de tensión. Se ha asociado a cada nivel un diámetro y un espesor con los valores más usuales. Además se incluye el doble cable interno de dimensiones de dos tercios de la longitud total con el fin de amortiguar las vibraciones en caso de cortocircuito.

| Conectores Alta tensión | | | | | |
|-------------------------|--|---|--------|-----|------------------------|
| | Número porticos barras tensión 1 | 0 | 4 | 4 | |
| | Número pórticos barras tensión 2 | 0 | 12 | 12 | |
| | Número dispositivos tensión 1 | 0 | 54 | 54 | |
| | Número dispositivos tensión 2 | 0 | 69 | 69 | |
| | Tipo embarrado secundario | | Barras | | |
| | Diámetro/Sección barras secundarias nivel tensión 1 (mm) | | 160 | | Tensión Longitud calle |
| | Diámetro/Sección barras secundarias nivel tensión 2 (mm) | | 120 | | 400 40 |
| BAL160 | Embarrados secundarios barras tensión 1 (m) | 0 | 480 | 480 | 220 20 |
| BAL120 | Embarrados secundarios barras tensión 2 (m) | 0 | 240 | 240 | 132 15 |
| CAL160 | Cable antivibratorio embarrado secundario tensión 1 (m) | 0 | 640 | 640 | |
| CAL120 | Cable antivibratorio embarrado secundario tensión 2 (m) | 0 | 320 | 320 | |
| CABE400 | Conductor embarrado secundario tensión 1 (m) | 0 | 0 | 0 | |
| CABE220 | Conductor embarrado secundario tensión 2 (m) | 0 | 0 | 0 | |
| COM400 | Conectores de barras tensión 1 | 0 | 12 | 12 | |
| CON220 | Conectores de barras tensión 2 | 0 | 36 | 36 | |
| IS400 | Aisladores de barras tensión 1 | 0 | 12 | 12 | |
| IS220 | Aisladores de barras tensión 2 | 0 | 36 | 36 | |
| TAP400 | Tapones fin de embarrado tensión 1 | 0 | 6 | 6 | |
| TAP220 | Tapones fin de embarrado tensión 2 | 0 | 12 | 12 | |
| CDER400 | Conectores de derivación tensión 1 | 0 | 12 | 12 | |
| CDER220 | Conectores de derivación tensión 2 | 0 | 12 | 12 | |
| CSEC400 | Conectores de equipos tensión 1 | 0 | 108 | 108 | |
| CSEC220 | Conectores de equipos tensión 2 | 0 | 138 | 138 | |

Figura 3-17 Metal Conductores Secundarios y Conectores

El embarrado secundario se calcula a partir de una longitud estándar de calle según el nivel de tensión y permite la opción de decidir si se desea que sea contemplado como embarrado propiamente dicho o como cable. Si es embarrado tiene en cuenta el cable antivibratorio correspondiente pero no los aisladores ya que estos se han introducido en la parte de apartamentación.

En el apartado de conectores de alta tensión están los conectores de las barras principales que enlazan los diferentes tramos de las barras y se apoyan en los pórticos de embarrado. Pueden ser de tres tipos, fijos, deslizantes y elásticos. Se considera que están repartidos en partes iguales. Además también se consideran los tapones finales de los embarrados.

Además se pueden considerar cadenas de aisladores adicionales como sujeción del cable. Debido a la gran particularidad de estas se ha optado por un recuento manual que se introduce a la herramienta. Éstas se introducen como cadenas y en función del nivel de tensión la herramienta estima el número de platos necesarios y de herrajes para su amarre. Por norma general si el embarrado secundario se ha seleccionado como conductor, se estiman seis conductores por bahía y el doble si la disposición de la subestación cuenta con dos embarrados.

3.2.5.1.2 Tierras

| TIERRAS | | | | |
|-----------------------|-------------------------------------|---|-------|-------|
| Red de Tierra | | | | |
| Tamaño de la retícula | | | | |
| | | 0 | 5 | 5 |
| | Longitud cable tierra (m) | 0 | 4.420 | 4.420 |
| | Anillo adicional (m) | 0 | 480 | 480 |
| Cable toma a pie | | | | |
| | | 0 | 2 | 2 |
| | Altura dispositivos 1(m) | 0 | 3 | 3 |
| | Altura dispositivos 2 (m) | 0 | 3 | 3 |
| | Altura embarrados 1(m) | 0 | 10 | 10 |
| | Altura embarrados 2 (m) | 0 | 8 | 8 |
| | Altura pórticos línea tensión 1(m) | 0 | 24 | 24 |
| | Altura pórticos línea tensión 2 (m) | 0 | 18 | 18 |
| | Número dispositivos tensión 1 | 0 | 54 | 54 |
| | Número dispositivos tensión 2 | 0 | 69 | 69 |
| | Número pórticos barras tensión 1 | 0 | 4 | 4 |
| | Número pórticos barras tensión 2 | 0 | 12 | 12 |
| | Número pórticos línea tensión 1 | 0 | 7 | 7 |
| | Número pórticos línea tensión 2 | 0 | 6 | 6 |
| | Longitud cable tensión 1 (m) | 0 | 641 | 641 |
| | Longitud cable tensión 2 (m) | 0 | 759 | 759 |
| | Longitud cable malla (m) | 0 | 4.900 | 4.900 |
| | Longitud total (m) | 0 | 6.300 | 6.300 |
| | Peso cable tensión 1 (kg) | 0 | 855 | 855 |
| | Peso cable tensión 2 (kg) | 0 | 811 | 811 |
| | Peso cable malla (kg) | 0 | 6.542 | 6.542 |
| CU | Peso total Cobre (kg) | 0 | 8.208 | 8.208 |

| Tensión | Altura P. Línea | Altura P. Barras | Altura disp |
|---------|-----------------|------------------|-------------|
| 400 | 24 | 10 | 3,2 |
| 220 | 18 | 8 | 3 |
| 132 | 14 | 6 | 2,7 |

| Tensión | Cable usado | Densidad Cu |
|---------|-------------|-------------|
| 400 | 150 | 0,00890 |
| 220 | 120 | |
| 132 | 95 | |

Figura 3-20 Metal Tierras

El apartado de tierras en primer lugar se encarga de calcular la cantidad en metros de cable de cobre que va a ser necesario en la subestación. Para la malla de tierras, se aproxima con una retícula cuadrada de tamaño a definir según el tamaño físico del parque. A esta cantidad se le añade un anillo exterior situado a una distancia igual al tamaño de la cuadrícula.

Se contabiliza además el cable de subida para la conexión a tierra de los diferentes dispositivos, pórticos de línea y pórticos de barras. Para ello en la zona derecha se encuentra una tabla donde vienen indicadas las alturas de los diferentes pórticos según los niveles de tensión.

Las subidas se realizan por duplicado, una que une el pie de la estructura con la malla de tierra y otra que además de esta distancia, incrementa otra perteneciente a las denominadas “tierras superiores” que abarca desde el pie de la estructura al pie del dispositivo.

Finalmente, con todo el cable tenido en cuenta y con la sección empleada, se calculará el peso del cobre a partir de la densidad de éste. Como la malla de tierras es común para los niveles de tensión, se ha considerado que en las zonas comunes se utiliza la sección mayor de cobre.

| Grapas, Conectores y Soldaduras | | | | | |
|--|---------------------------------------|--|---|-------|-----|
| | Longitud total tierras superiores (m) | | 0 | 806 | 806 |
| | Grapas por metro | | 0 | 1 | 1 |
| GTIE | Grapas | | 0 | 806 | 806 |
| | Número de intersecciones | | 0 | 465 | 465 |
| | Número de pórticos y aparatos | | 0 | 152 | 152 |
| STIE | Soldaduras aluminotérmicas | | 0 | 769 | 769 |
| PTIE | Conexiones Pernadas | | 0 | 304 | 304 |
| | Tipo sistema descargas atmosféricas | | | Cable | |
| PFRK | Puntas Franklin | | 0 | 0 | 0 |
| CGUA | Cable de guarda (m) | | 0 | 630 | 630 |
| HGUA | Herrajes del cable de guarda | | 0 | 12 | 12 |

Figura 3-21 Metal Conectores y Descargas atmosféricas

Por otra parte, se contabiliza para la malla de tierras, el número de soldaduras aluminotérmicas, el número de conexiones apernadas y grapas. Las primeras calculadas a partir de la retícula y de las conexiones a la propia malla, las conexiones pernadas con el número de subidas a los dispositivos y a sus estructuras y las grapas con una tasa de unidades por metro de conductor en tierras superiores.

Por último, el sistema de protección para las descargas atmosféricas puede ser elegido con cable de guarda o con puntas Franklin, pero como siempre, se ha permitido la adición simultánea de manera incremental en ambos dispositivos. El cable de guarda proporciona los herrajes necesarios para la unión de los pódicos de barras con cable en forma de zigzag cuando las calles se encuentran enfrentadas. Por tanto, serán necesarias dos conexiones de cable por cada tramo entre pódicos de línea y el cable correspondiente teniendo en cuenta la longitud de las calles. Si el sistema elegido es por puntas Franklin se situarán cuatro por defecto en el parque.

3.2.6 Módulo "C & P"

Este modulo esta dividido en tres zonas según la función a la que están destinadas. Una para el control y protección, otra para la comunicación y una tercera para la medida fiscal.

3.2.6.1.1 Control y protección



Figura 3-22 C & P Cabecera

En este apartado se encuentran dos botones que nos remiten a los submódulos correspondientes de control y protección dependiendo de si se desea utilizar un sistema de control de tipo centralizado con protecciones genéricas o un sistema cumpliendo las normativas de Red Eléctrica de España.

3.2.6.1.2 *Comunicación*

| COMUNICACIONES | | | | | |
|---------------------------------|---------------------------------------|---|-----|-----|--|
| | | | | 8 | |
| | | | | 4 | |
| 1 FIBRA ÓPTICA | | | | | |
| PDH | Sistema PDH | 0 | 0 | 0 | |
| SDH | Sistema SDH | 0 | 0 | 0 | |
| IYPPDH | Instalación y Puesta en Servicio | 0 | 0 | 0 | |
| 2 ONDA PORTADORA | | | | | |
| UAM | Unidad de acoplamiento UAM-4 | 0 | 8 | 8 | |
| TDIF | Transformador diferencial CHD-4 | 0 | 4 | 4 | |
| CCOA | Cable coaxial armado RG11/U SY (m) | 0 | 600 | 600 | |
| SWUNI | Seccionador unipolar | 0 | 8 | 8 | |
| BDE | Bobina drenaje externa | 0 | 8 | 8 | |
| ARD40 | Armario RD-40 | 0 | 2 | 2 | |
| OFC | OFC-220/T | 0 | 4 | 4 | |
| TPU | TPU-I/2 | 0 | 4 | 4 | |
| 3 SISTEMA DE TELECONTROL | | | | | |
| MMAS | Modem MAS-2 con MAFF | 0 | 2 | 2 | |
| NNAFP | Modem MAFF para panel MDD-2 | 0 | 2 | 2 | |
| 4 RED DE FIBRA | | | | | |
| ARFO | Armario 600x600x2000mm | 0 | 1 | 1 | |
| ROMONO | Repartidor óptico monomodo 19" 24 fo | 0 | 4 | 4 | |
| ROMULTI | Repartidor óptico multimodo 19" 16 fo | 0 | 2 | 2 | |
| AREP | Armario repartidor óptico mural 32 fo | 0 | 1 | 1 | |
| 5 INGENIERÍA | | | | | |
| INGCOM | Ingeniería | 0 | 1 | 1 | |
| 6 PUESTA EN SERVICIO | | | | | |
| PESCOM | Puesta en servicio | 0 | 8 | 8 | |

Figura 3-23 C & P Comunicación

Aquí se tienen en cuenta los sistemas de comunicación de la propia subestación con el resto del sistema eléctrico. Para ello hay que implementar un sistema de Fibra óptica, uno de onda portadora y el telecontrol. Son valores, de nuevo, presentados de manera incremental por si se desea modificar alguno de ellos.

3.2.6.2 *Medida Fiscal*

| MEDIDA FISCAL | | | | | |
|------------------------|---------------------------|---|---|---|--|
| 1 MEDIDA FISCAL | | | | | |
| CONREG | Contador / Registrador | 0 | 8 | 8 | |
| CONT | Contadores Puros | 0 | 0 | 0 | |
| REG | Registradores | 0 | 0 | 0 | |
| MFARM | Armarios de medida fiscal | 0 | 2 | 2 | |
| UREM | Unidades Remotas | 0 | 1 | 1 | |
| MULTI | Multiconectores | 0 | 3 | 3 | |
| MFMOD | Modems | 0 | 2 | 2 | |

Figura 3-24 C & P Medida Fiscal

En este apartado es donde se contabilizan los sistemas de medida que tiene la subestación. Por defecto, se considera un equipo Contador-registrador. Cabe la posibilidad de añadir manualmente contadores unitarios y equipos registradores aunque, como viene siendo habitual, los valores se introducen de manera incremental.

Para el cálculo de armarios se considera que caben cuatro equipos contador o contador/registrador por armario. Cada armario además implica un equipo multiconector más uno central para conectar con la unidad remota. Además se deben considerar dos modems para la conexión.

3.2.6.3 Submódulo "C & P (REE)"

En este submódulo se implementa un sistema de control y protección de la subestación según las normativas impuestas por Red Eléctrica de España.

El sistema de control se lleva a cabo con armarios de control de bahías con sistemas propios de control denominados "miniULC". El sistema de protección tiene ya las protecciones asignadas para cada tipo de bahía.

3.2.6.3.1 Control

| CONTROL | | | |
|---------------------------------|---|-----|-----|
| Número de Bahías | | 400 | 4 |
| Número de Bahías | | 220 | 4 |
| 1 UNIDAD CONTROL DE SUBESTACIÓN | | | |
| UCR | Unidad Central Redundante CCS (1) para montaje con presencia de 220 Vac | 0 | 1 1 |
| EYTUCR | Embalaje y transported | 0 | 1 1 |
| INDUCR | Ingeniería, configuración del sistema y documentación (máximo 3 ULC/mULC/UDA/ERT) | 0 | 1 1 |
| PEFUCR | Pruebas en fábrica | 0 | 1 1 |
| PEMUOCR | Puesta en Marcha de una (1) semana, dos (2) técnicos (máximo de 3 ULC/mULC/UDA/ERT)d,3 | 0 | 2 2 |
| HSSUCR | Hardware, software y servicios(1) | 0 | 1 1 |
| INFUCR | Impresora para Informes | 0 | 1 1 |
| MYDUCR | Mobiliario para disposición y operación desde los IDS, incluyendo mesa, cajoneras y sillas | 0 | 1 1 |
| IULC | Ingeniería en CCS e IDS para la integración de una ULC o equivalente a partir del 3er equipo(| 0 | 1 1 |
| TUCR | Tarjeta de comunicaciones serie adicional (MP1 o SM_SER)2,3 | 0 | 0 0 |
| 2 MINI - ULC | | | |
| CYEULC | Caja Integrada y Equipamiento de mULC Estándar (mULC) (1) | 0 | 4 4 |
| MPXULC | Conjunto de Multiplexores para equipar el CCS (dos MbCF) (5) | 0 | 4 4 |
| CIULC | Configuración e Ingeniería de la mULC o mULC-C | 0 | 4 4 |
| EYTULC | Embalaje y Transporte (aplica a todos los tipos de mULC) (d) | 0 | 4 4 |
| 3 FIBRA ÓPTICA | | | |
| FQE | Conexión FO en equipo esclavo | 0 | 4 4 |
| FQM | Conexión FO en equipo maestro | 0 | 1 1 |
| 4 SINCRONIZACIÓN | | | |
| SDRX | Difusor RX | 0 | 4 4 |
| SDTX | Difusor TX | 0 | 1 1 |
| GPS | GPS | 0 | 1 1 |
| AGPS | Antena GPS | 0 | 1 1 |
| RFO | Repartidores, fibras y varios | 0 | 1 1 |

RESET

ACTUALIZAR PROTECCIONES

DATOS

-> Precios

<

Figura 3-25 C & P (REE) Control

Se encuentran los parámetros habituales del sistema de control, con sus valores según el número de bahías y la naturaleza de éstas. Vienen presentados de manera incremental para poder modificar el valor habitual tomado.

Se tienen en cuenta el control de la Subestación, los sistemas de control de cada una de las bahías, el sistema de fibra óptica y el de sincronización para el funcionamiento interno de este sistema.

3.2.6.3.2 Protección

| PROTECCIÓN | | | | | |
|----------------|--|---------------|----|----------|-----|
| | Armario bastidor trafo o acoplamiento | AB | | | 4 |
| | Armario bastidor de línea | ABL | | | 4 |
| | Armario bastidor diferencial | ABD | | | 2 |
| | Relé de protección diferencial de barras - Unidad central | 87B | | | 2 |
| | Relé de protección diferencial de barras - Unidades distribuidas | 87B-n | | | 8 |
| | Relé vigilancia de circuitos de disparo de interruptor 8SCT-CIN | 3-2IL - 3-1IL | | | 16 |
| | Relé protección diferencial de trafo T60 | 87T | | | 4 |
| | Relé protección secundaria SEL 421 | P.S.I.L | | | 8 |
| | Relé protección de interruptor SEL 421 | P.I.L | | | 4 |
| | Relé protección diferencial de línea MICOM P545 | P.P.I.L | | | 4 |
| | Relés locales de protección diferencial línea P591 | P.P.I.L L | | | 8 |
| | Caja comprobación para 14 circuitos de medida MMLG04 | 95P-1-W2 | | | 8 |
| | Caja comprobación para 14 circuitos de medida MMLG03 | 95P-3/2-2H | | | 16 |
| | Ingeniería Diferencial | INGD | | | 8 |
| Desglose | | | | | |
| 1 Barras400 | | | | | |
| POS | DESCRIPCIÓN | FUNCIÓN | N° | FUNCIÓN | |
| 1 Armario | | | | | |
| - | Armario bastidor diferencial | ABD | 1 | Proymeca | 400 |
| 2 Protecciones | | | | | |
| - | Relé de protección diferencial de barras - Unidad central | 87B | 1 | ABB | 400 |
| AA - AS | Relé de protección diferencial de barras - Unidades distribuidas | 87B-n | 4 | ABB | 400 |
| AA - AS | Ingeniería, latiguillos | INGD | 4 | ABB | 400 |
| 2 Barras220 | | | | | |
| POS | DESCRIPCIÓN | FUNCIÓN | N° | FUNCIÓN | |
| 1 Armario | | | | | |
| - | Armario bastidor diferencial | ABD | 1 | Proymeca | 220 |
| 2 Protecciones | | | | | |

Figura 3-26 C & P (REE) Protección

En esta área se desarrolla el sistema de protección para cada una de las bahías según el tipo de calle que sea. En primer lugar se aprecian a modo de resumen las protecciones posibles con el número de unidades que se encuentra desarrollado a continuación. Después una vez ejecutado el proceso, aparece por debajo un listado de las bahías con el tipo que son y las protecciones y armarios asignados a cada una de ellas, además de las asignadas a las barras de la subestación.

Para desarrollar el proceso de situación y asignación de protecciones, se ha de pulsar el botón de “Actualizar Protecciones” que volcará los resultados en la parte inferior de este apartado.

El botón de “Reset” elimina toda propuesta de protecciones planteada y reinicia la hoja sólo en el apartado de protecciones. El de “Datos”, activa el submódulo donde se encuentra todo lo relativo a estas.

Por último el botón de “precios->” copia los datos tanto de protección como de control y comunicación a la pestaña de precario correspondiente “3-CTRL-PROT” con los precios correspondientes en la pestaña de “Precios”

3.2.6.4 Submódulo de “C & P (NORM)”

| CONTROL Y PROTECCIÓN | | | |
|--|---|----------|---|
| Viajes Control y Protección | | Nacional | |
| NIVEL TENSIÓN I | | | |
| Cantidad de líneas AT | | 2 | |
| Cantidad de Trafos AT/MT | | 2 | |
| Cantidad Acoplamiento AT | | 0 | |
| Cantidad Posiciones MT | | 0 | |
| Cantidad Posiciones SSAA | | 0 | |
| Relés Adicionales | | | |
| Protección y Control de Media Tensión | 0 | 0 | 0 |
| Control de Servicios Auxiliares | 0 | 0 | 0 |
| Diferencial de Barras AT | | | |
| Protección Dif. Barras AT | | No | |
| 50BF incluido en diferencial de barras | | No | |
| Cantidad de armarios | | | |
| Posiciones de media tensión en Armarios | | No | |
| Posiciones de SSAA en Armarios | | No | |
| ¿Control y Protección en armarios separados? | | Sí | |

Figura 3-27 C & P (NORM) Control y Protección

En este submódulo se ha intentado modelar un sistema de control y protección genérico pudiendo ser modificado en función de varios parámetros. Aparte del apartado del control de la estación, que es único, se tiene repetido el control y la protección para cada uno de los dos niveles de tensión si ambos coexisten.

El botón de “precios->” vuelca en la hoja correspondiente del preciarío, cantidad y precio y el botón “<” retorna el módulo inicial. El botón de “Datos” traslada al subformulario donde se calculan los elementos necesarios que serán trasladados a la hoja del preciarío correspondiente.

3.2.6.4.1 Control de subestación

| MICROSCADA | | | | |
|---------------------------------|---|-----------------|---|--|
| MicroSCADA | | No | | |
| Protocolos nivel SE | 0 | 0 | 0 | |
| Protocolos nivel hacia despacho | 0 | 0 | 0 | |
| Cantidad de puestos de operador | 0 | 0 | 0 | |
| Soporte Físico | | Plástico | | |
| Redundancia | | No | | |
| Impresora | | Sí | | |
| GPS | | Sí | | |

<
-> Precios
Datos

Figura 3-28 C & P (NORM) MicroSCADA

El control de subestación puede ser llevado a cabo por un sistema denominado “MicroSCADA” que permite un control automatizado de la subestación. Permite elegir diversos elementos del sistema como la redundancia y el material del medio transmisor de información sea fibra o plástico. Además es posible la modificación de forma incremental del número de los diferentes protocolos posibles.

3.2.6.4.2 Control Local

| Protecciones Línea AT | | | | Unidades C & P Línea AT | | | |
|--|---|----------|---|--|---|--------|---|
| Tipo de Protección Principal de Línea | | REL670 | | Tipo de Unidad P&C Principal de Línea | | REL670 | |
| Cantidad Protección Principal de Línea AT | 0 | 2 | 2 | Cantidad P&C Principal de Línea AT | 0 | 0 | 0 |
| Tipo de Protección de Respaldo de Línea | | REF543_M | | Tipo de Unidad P&C de Respaldo de Línea | | RED670 | |
| Cantidad Protección Respaldo de Línea AT | 0 | 2 | 2 | Cantidad P&C Respaldo de Línea AT | 0 | 0 | 0 |
| Protecciones Transformador AT/MT | | | | Unidades C & P Transformador AT/MT | | | |
| Tipo de Protección Principal de Trafo | | RET543_M | | Tipo de Unidad P&C Principal de Trafo | | RET670 | |
| Cantidad Protección Principal de Trafo AT/MT | 0 | 2 | 2 | Cantidad P&C Principal de Trafo AT/MT | 0 | 0 | 0 |
| Tipo de Protección de Respaldo de Trafo | | REF543_M | | Tipo de Unidad P&C de Respaldo de Trafo | | REF54# | |
| Cantidad Protección Respaldo de Trafo AT/MT | 0 | 2 | 2 | Cantidad P&C Respaldo de Trafo AT/MT | 0 | 0 | 0 |
| Protecciones Acoplamiento AT | | | | Unidades C & P Acoplamiento AT | | | |
| Tipo de Protección Principal de Acoplamiento | | REF543_M | | Tipo de Unidad P&C Principal de Acoplamiento | | REF54# | |
| Cantidad Protección Principal de Acoplamiento AT | 0 | 0 | 0 | Cantidad P&C Principal de Acoplamiento AT | 0 | 0 | 0 |
| Tipo de Protección de Respaldo de Acoplamiento | | REF543_M | | Tipo de Unidad P&C de Respaldo de Acoplamiento | | REF54# | |
| Cantidad Protección Respaldo de Acoplamiento AT | 0 | 0 | 0 | Cantidad P&C Respaldo de Acoplamiento AT | 0 | 0 | 0 |
| Control | | | | | | | |
| Tipo de Unidad de Control de Línea | | REC670_C | | | | | |
| Cantidad Unidad de Control de Línea | 0 | 2 | 2 | | | | |
| Tipo de Unidad de Control de Trafo | | REF543_C | | | | | |
| Cantidad Unidad de Control de Trafo | 0 | 2 | 2 | | | | |
| Tipo de Unidad de Control de Acoplamiento | | REF543_C | | | | | |
| Cantidad Unidad de Control de Acoplamiento | 0 | 0 | 0 | | | | |

Figura 3-29 C & P (NORM) Armarios Separados

El submódulo estima las unidades de control necesarias por bahía según si el control y la protección se hacen en unidades separadas o en unidades únicas. Si se ejecuta de esta última manera aparecerá las unidades como protección en el mismo armario.

3.2.6.4.3 Protección

| Protecciones Línea AT | | | | Unidades C & P Línea AT | | | |
|--|---|----------|---|--|---|--------|---|
| Tipo de Protección Principal de Línea | | REL670 | | Tipo de Unidad P&C Principal de Línea | | REL670 | |
| Cantidad Protección Principal de Línea AT | 0 | 0 | 0 | Cantidad P&C Principal de Línea AT | 0 | 2 | 2 |
| Tipo de Protección de Respaldo de Línea | | REF543_M | | Tipo de Unidad P&C de Respaldo de Línea | | RED670 | |
| Cantidad Protección Respaldo de Línea AT | 0 | 0 | 0 | Cantidad P&C Respaldo de Línea AT | 0 | 2 | 2 |
| Protecciones Transformador AT/MT | | | | Unidades C & P Transformador AT/MT | | | |
| Tipo de Protección Principal de Trafo | | RET543_M | | Tipo de Unidad P&C Principal de Trafo | | RET670 | |
| Cantidad Protección Principal de Trafo AT/MT | 0 | 0 | 0 | Cantidad P&C Principal de Trafo AT/MT | 0 | 2 | 2 |
| Tipo de Protección de Respaldo de Trafo | | REF543_M | | Tipo de Unidad P&C de Respaldo de Trafo | | REF54# | |
| Cantidad Protección Respaldo de Trafo AT/MT | 0 | 0 | 0 | Cantidad P&C Respaldo de Trafo AT/MT | 0 | 2 | 2 |
| Protecciones Acoplamiento AT | | | | Unidades C & P Acoplamiento AT | | | |
| Tipo de Protección Principal de Acoplamiento | | REF543_M | | Tipo de Unidad P&C Principal de Acoplamiento | | REF54# | |
| Cantidad Protección Principal de Acoplamiento AT | 0 | 0 | 0 | Cantidad P&C Principal de Acoplamiento AT | 0 | 0 | 0 |
| Tipo de Protección de Respaldo de Acoplamiento | | REF543_M | | Tipo de Unidad P&C de Respaldo de Acoplamiento | | REF54# | |
| Cantidad Protección Respaldo de Acoplamiento AT | 0 | 0 | 0 | Cantidad P&C Respaldo de Acoplamiento AT | 0 | 0 | 0 |
| Control | | | | | | | |
| Tipo de Unidad de Control de Línea | | REC670_C | | | | | |
| Cantidad Unidad de Control de Línea | 0 | 0 | 0 | | | | |
| Tipo de Unidad de Control de Trafo | | REF543_C | | | | | |
| Cantidad Unidad de Control de Trafo | 0 | 0 | 0 | | | | |
| Tipo de Unidad de Control de Acoplamiento | | REF543_C | | | | | |
| Cantidad Unidad de Control de Acoplamiento | 0 | 0 | 0 | | | | |

Figura 3-30 C & P (NORM) Armarios no Separados

En primer lugar se considera la existencia o no de una diferencial de barras para cada uno de los niveles de tensión. Además es posible configurar una diferencial de barras con fallo de interruptor

Por otro lado, las protecciones de media tensión y servicios auxiliares pueden ser tenidas en cuenta con sus correspondientes armarios.

Si el control y la protección se llevan a cabo en armarios separados, se considerarán los relés necesarios tanto para el control como para la protección. Si, por el contrario, se llevan a cabo en el mismo armario, los dispositivos serán únicos para ambas funciones y en cada nivel de tensión.

Los relés considerados pueden ser elegidos y su número modificado de manera incremental.

3.2.6.5 *Submódulo Datos de REE*

| CYP Barras 220 | | | | | | |
|-----------------------|--|---------------|----|------------|---------|--|
| POS. | DESCRIPCIÓN | FUNCIÓN | N° | FABRICANTE | TENSION | |
| 1 Armario | | | | | | |
| - | Armario bastidor diferencial | ABD | na | Proymeca | 220 | |
| 2 Protecciones | | | | | | |
| - | Relé de protección diferencial de barras - Unidad central | 87B | 1 | ABB | 220 | |
| AA - AS | Relé de protección diferencial de barras - Unidades distribuidas | 87B-n | n | ABB | 220 | |
| AA - AS | Ingeniería, latiguillos | INGD | n | ABB | 220 | |
| CYP Calle Línea 220 | | | | | | |
| POS. | DESCRIPCIÓN | FUNCIÓN | N° | FABRICANTE | TENSION | |
| 1 Armario | | | | | | |
| - | Armario bastidor de línea | ABL | 1 | Proymeca | 220 | |
| 2 Protecciones | | | | | | |
| AA - AS | Relé vigilancia de circuitos de disparo de interruptor 8SCT-CIN | 3-2IL - 3-1IL | 2 | ZIV | 220 | |
| AB | Relé protección secundaria SEL 421 | P.S.JL | 1 | Schweitzer | 220 | |
| AF | Relé protección de interruptor SEL 421 | P.I.JL | 1 | Schweitzer | 220 | |
| AM | Relé protección diferencial de línea MICOM P545 | P.P.JL | 1 | Areva | 220 | |
| - | Relés locales de protección diferencial línea P591 | P.P.JL L | 2 | Areva | 220 | |
| AK | Caja comprobación para 14 circuitos de medida MMLG04 | 95P-1-112 | 2 | Areva | 220 | |
| AC | Caja comprobación para 14 circuitos de medida MMLG03 | 95P-312-211 | 4 | Areva | 220 | |
| CYP Calle General 220 | | | | | | |
| POS. | DESCRIPCIÓN | FUNCIÓN | N° | FABRICANTE | TENSION | |

Figura 3-31 Datos REE

Para cada tipo de bahía o si hay un juego de barras se encuentran en este módulo las protecciones necesarias o que se quieran implantar a modo de listado.

El botón “<” nos devuelve al módulo de “C & P”

3.2.6.6 Submódulo Datos de hoja normal

| Relés sólo Control | | Cantidad | | Ingeniería | | | Pta. En Servicio | | | |
|--|--------------------|----------|---|------------|------|------|------------------|------|------|------|
| REC670_C | REC670_C | 0 | 2 | 2 | 20,0 | 10,0 | 30,0 | 16,0 | 8,0 | 24,0 |
| REF543_C | REF543_C | 0 | 2 | 2 | 16,0 | 10,0 | 26,0 | 16,0 | 8,0 | 24,0 |
| Relés sólo Protección | | Cantidad | | Ingeniería | | | Pta. En Servicio | | | |
| REL670 | REL670 | 0 | 2 | 2 | 20,0 | 10,0 | 30,0 | 16,0 | 8,0 | 24,0 |
| RED670 | RED670 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| RET670 | RET670 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| REB670BF | REB670 (87B, 50BF) | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| REB670 | REB670 (87B) | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| REB670P | Posiciones REB670 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| REF543_M | REF543_M | 0 | 2 | 2 | 16,0 | 10,0 | 26,0 | 16,0 | 8,0 | 24,0 |
| RET543_M | RET543_M | 0 | 4 | 4 | 16,0 | 30,0 | 46,0 | 16,0 | 24,0 | 40,0 |
| Relés Protección y Control | | Cantidad | | Ingeniería | | | Pta. En Servicio | | | |
| REL670 | REL670 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| RED670 | RED670 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| RET670 | RET670 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| REF543_M | REF543_M | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| RET543_M | RET543_M | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Relés Protección y Control (Media tensión) | | Cantidad | | Ingeniería | | | Pta. En Servicio | | | |
| REF543_M | REF543_M | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Relés Control (SSAA) | | Cantidad | | Ingeniería | | | Pta. En Servicio | | | |
| RET543_C | RET543_C (Control) | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

Figura 3-32 Datos Normal

En este subformulario hay un listado de todos los elementos que pueden ser tenidos en cuenta en función de las condiciones elegidas en el submódulo de control y protección correspondiente.

A la derecha de cada elemento se encuentra un número calculado de dispositivos que es posible modificar de manera incremental y las horas de ingeniería y montaje necesarias para su implementación.

Después se lleva a cabo un cálculo de las horas totales tanto de montaje como de ingeniería.

El botón “<” devuelve al submódulo inicial.

3.2.7 Módulo “Cables”

En este módulo el programa calcula el número de puntas y los metros de cable empleados en la instalación. Se compone de tres zonas, siendo las dos primeras de resumen y la tercera en la que se va a hacer el desarrollo detallado de los cables empleados. Se ha tomado como datos de partida el cableado para una subestación de 220 kilovoltios y se ha supuesto que, para los otros niveles de tensión el tipo de cables empleados sean prácticamente iguales debido a que son señales de control, protección, medida y servicios y suministro a los dispositivos.

Lo que sí varía significativamente son las distancias y esas se han modelado como valores libres y modificables en el submódulo encargado de las distancias. Como es complicado introducir todas las cotas de la subestación en el programa, se ha supuesto que las distancias entre los diferentes elementos de una bahía son iguales (aproximación bastante lógica). Como entre diferentes bahías no hay grandes cableados, se ha supuesto un sistema con caja de centralización de módulo para cada calle y con el control y la protección centrados en el edificio de control y no repartidos en casetas (como algunas veces suele estar).

Por otro lado, la que es variable es la distancia entre las calles y el edificio de control. Por hacer una herramienta sencilla se ha optado por establecer una distancia promedio igual para todas las calles que proporcione como resultado una medida de cableado similar.

3.2.7.1.1 Zona superior

| CABLEADOS | | | | |
|------------|-------|-------|-------|-------|
| | Bahía | SA | CT | IT |
| RESET | 1 | 1.080 | 2.709 | 1.387 |
| | 2 | 679 | 1.273 | 1.075 |
| | 3 | 720 | 1.474 | 1.447 |
| | 4 | 679 | 1.273 | 1.075 |
| DISTANCIAS | 5 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 |
| | 9 | 0 | 0 | 0 |
| | 10 | 0 | 0 | 0 |
| CABLEAR | 11 | 0 | 0 | 0 |
| | 12 | 0 | 0 | 0 |
| | 13 | 0 | 0 | 0 |
| | 14 | 0 | 0 | 0 |
| | 15 | 0 | 0 | 0 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 |
| DATOS | 17 | 0 | 0 | 0 |
| | 18 | 0 | 0 | 0 |
| | 19 | 0 | 0 | 0 |
| | 20 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL (m) | | 3.157 | 6.729 | 4.983 |

Figura 3-33 Cables Superior

Hay un resumen de cada bahía con los cables utilizados en ésta, clasificados según sean de servicios auxiliares, de control y telemando o de intensidad y tensión.

El botón de “Distancias” y el de “Datos” llevan a otros submódulos donde se tratan las distancias relativas de la propia calle y los datos sobre cableado de calles y dispositivos respectivamente. El de “Reset” elimina todo cableado desarrollado anteriormente y reinicia la hoja. Por último, “Cablear” inicia el proceso de cableado de la subestación, analizando calle por calle estableciendo el cableado elemento por elemento, preguntando los datos que sean necesarios:

- Si el mando del interruptor es tripolar o monopolar
- Si el seccionador en cuestión es de barras o de línea
- El número de secundarios de los transformadores de intensidad y su naturaleza.

A medida que avanza, localiza los cables necesarios y su distancia correspondiente en la tabla de datos. Además, como copia los valores, es posible modificar las distancias sin alterar el funcionamiento de la herramienta.

3.2.7.1.2 Zona intermedia

| Cable | | Long |
|-----------------|-----------------|--------------|
| | Cable SA 2x2,5 | 494 |
| | Cable SA 2x4 | 830 |
| | Cable SA 2x10 | 1.053 |
| | Cable SA 2x25 | 240 |
| | Cable SA 4x4 | 360 |
| | Cable SA 4x10 | 180 |
| | Cable IT 2x4 | 120 |
| | Cable IT 2x16 | 1.680 |
| | Cable IT 2x4 | 0 |
| | Cable IT 4x4 | 652 |
| | Cable IT 4x6 | 690 |
| | Cable IT 4x10 | 1.680 |
| | Cable IT 6x4 | 101 |
| | Cable IT 8x4 | 0 |
| | Cable IT 10x4 | 60 |
| | Cable CT 4x1,5 | 130 |
| | Cable CT 4x2,5 | 691 |
| | Cable CT 4x0,9 | 74 |
| | Cable CT 7x1,5 | 1.419 |
| | Cable CT 7x2,5 | 2.276 |
| | Cable CT 12x1,5 | 46 |
| | Cable CT 12x2,5 | 1.148 |
| | Cable CT 19x1,5 | 280 |
| | Cable CT 19x2,5 | 665 |
| | Puntas | 3.328 |
| Desglose | | |

Figura 3-34 Cables Intermedia

En esta zona se encuentra el resumen adaptado para realizar la estimación de coste, es decir, el cableado clasificado no por bahía sino por tipo de cable y sección del mismo. Es por ello que aquí es donde se encuentra el botón de “Precios->” que traslada estos cables a la pestaña de “4-CABLES-Acc” con su correspondiente precio. Además de los botones de desplazamiento que permiten acceder a los módulos directamente anterior y posterior.

3.2.7.1.3 Zona inferior

| Desglose | | | | | | | | | | |
|------------|--|-----|---|-----|--------|--|-------|--|--|----|
| 1 Bahía 1 | | | | | | | | | | |
| | ORIGEN | | FINAL | | CABLE | | LONG. | | SERVICIO | |
| 1-1 | Calle de Línea | | | | | | | | | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.A. 380/220 V | CCA | Armario centr. Ctos. Línea. Regletas fuerza | ACL | 4 x 10 | | 120 | | Alim. Calefacciones pos. línea | 8 |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 1) | CCC | Armario centr. Ctos. Línea regletas fuerza | ACL | 2 x 25 | | 120 | | Alimentación CC. motores interr. Pos. línea | 4 |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 1) | CCC | Armario centr. Ctos. Línea regletas fuerza | ACL | 2 x 25 | | 120 | | Alimentación CC. motores secc. Pos. línea | 4 |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 1) | CCC | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 2 x 4 | | 20 | | Polaridad de prot. Interconex. Línea | 4 |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 2 x 4 | | 20 | | Polaridad disparo BD2 interr 52-1 | 4 |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 2 x 4 | | 20 | | Polaridad prot. Secundaria línea | 4 |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 2 x 4 | | 20 | | polaridad teledisparo línea | 4 |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC | Edificio SET Cuadro de control | BCL | 2 x 4 | | 20 | | Polaridad de mando secc. Pos línea | 4 |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 2 x 4 | | 20 | | Polaridad de relés repetidores de línea | 4 |
| IT | Edificio SET Bastidor línea | BCL | Edificio SET Cuadro de control | BCL | 4 x 6 | | 10 | | Intensidad línea medida | 8 |
| IT | Edificio SET Bastidor línea | BCL | Edificio SET Cuadro de control | BCL | 4 x 4 | | 10 | | Intensidad línea medida | 8 |
| CT | Edificio SET Cuadro de control | BCL | Armario centr. Ctos. Línea regletas control | ACL | 19 x 3 | | 120 | | Mando y control secc línea | 38 |
| CT | Edificio SET Bastidor línea | BCL | Armario secc. Ctos. Línea regletas control | ACL | 19 x 3 | | 120 | | Control secc. Prot línea | 38 |
| CT | Edificio SET Cuadro de control | BCL | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 19 x 3 | | 10 | | Mando cuadro de control pos línea | 38 |
| CT | Edificio SET bastidor protecc 87L línea | BPL | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 4p x 1 | | 10 | | Emisión-recepcion teledisparo y acel zona | 8 |
| CT | Edificio SET bastidor protecc 87L línea | BPL | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 4 x 3 | | 10 | | Reles repet teleprot línea | 8 |
| CT | Edificio SET bastidor protecc 87L línea | BPL | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 19 x 3 | | 10 | | Control protecc 87L bat 1 | 38 |
| CT | Edificio SET bastidor protecc 87L línea | BPL | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 7 x 3 | | 10 | | Control protecc 87L bat 2 | 14 |
| CT | Edificio SET bastidor prot interconex trafos | BPT | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 12 x 3 | | 10 | | Enclav 98 TT a prot intercon trafos | 24 |
| CT | Edificio SET Cuadro de control | BCL | Armario centr. Ctos. Línea regletas control | ACL | 19 x 2 | | 120 | | Señales diversas pos secc línea | 38 |
| CT | Edificio SET Cuadro de control | BCL | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 4 x 2 | | 10 | | Señal bloqueo cierre lint 52-1 por TMER2 | 8 |
| CT | Edificio SET Cuadro de control | BCL | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 19 x 2 | | 10 | | Alarmas diversas línea, incluye comunes | 38 |
| CT | Edificio SET bastidor protecc 87L línea | BPL | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 7 x 2 | | 10 | | Alarmas y oscilo prot 87L | 14 |
| CT | Edificio SET bastidor prot interconex trafos | BPT | Edificio SET Bastidor línea | BCL | 7 x 2 | | 10 | | Alarms div. Prot interconex trafos en oscilo | 14 |
| CT | Edificio SET Bastidor línea | BCL | Edificio SET remota ER2 | REM | 4p x 1 | | 16 | | Telemidas línea ER2 | 8 |
| CT | Edificio SET Bastidor línea | BCL | Edificio SET remota ER2 | REM | 7 x 2 | | 16 | | Telemando interr línea ER2 | 14 |
| CT | Edificio SET Cuadro de control | BCL | Edificio SET remota ER2 | REM | 12 x 2 | | 16 | | Señales posic interr y secc línea en TMEF | 24 |
| CT | Edificio SET Bastidor línea | BCL | Edificio SET remota ER2 | REM | 7 x 2 | | 16 | | Alarmas diversas líneas en TMEF | 14 |

Figura 3-35 Cables Inferior

Aquí es donde se desarrolla el cableado de cada bahía y de cada dispositivo como resultado de haber pulsado el botón “Cablear”. Una vez finalizado se sintetiza cada tramo de cable con su función, longitud y sección para cada dispositivo dentro de cada una de las calles.

3.2.7.2 *Submódulo de "Distancias"*

| Distancias Físicas | | | | | | NOMENCLATURA | | | |
|--------------------|---------------------|-----|---------------------|-----|-------|---------------------|---------|-----|-----|
| Da | Cuadro CA | CCA | Cuadro CA | CCA | 10 | Interruptor | CB | | |
| Db | Cuadro CC | CCC | Cuadro CC | CCC | 10 | Seccionador Línea | DSL | | |
| Dc | Bastidor Proteccion | BP | Bastidor Proteccion | BP | 10 | Seccionador Barra | DSB | | |
| Dd | Bastidor Mando | BM | Bastidor Mando | BM | 10 | TI | TI | | |
| De | Cuadro CA | CCA | Cuadro CC | CCC | 15 | TT | TT | | |
| Df | Cuadro CA | CCA | Bastidor Proteccion | BP | 20 | Autoválvula | AV | | |
| Dg | Cuadro CA | CCA | Bastidor Mando | BM | 20 | Caja C de Módulo | CCM | | |
| Dh | Cuadro CC | CCC | Bastidor Proteccion | BP | 20 | Edificio Control | EDC | | |
| Di | Cuadro CC | CCC | Bastidor Mando | BM | 20 | Cuadro CA | CCA | | |
| Dj | Bastidor Proteccion | BP | Bastidor Mando | BM | 20 | Cuadro CC | CCC | | |
| | | | | | | Bastidor Proteccion | BP | | |
| | | | | | | Bastidor Mando | BM | | |
| Distancias Fijas | | | | | | < | | | |
| 400 | | | | | | | | | |
| 400 D1 | Interruptor | CB | Caja C de Módulo | CCM | 15 | 400 | SBB | 1 | SBB |
| 400 D2 | Seccionador Línea | DSL | Caja C de Módulo | CCM | 35 | | DBB | 1 | DBB |
| 400 D3 | Seccionador Barra | DSB | Caja C de Módulo | CCM | 19,5 | | I12 | 1 | I12 |
| 400 D4 | TI | TI | Caja C de Módulo | CCM | 20 | 220 | SBB | 1 | SBB |
| 400 D5 | TT | TT | Caja C de Módulo | CCM | 40,5 | | DBB | 1 | DBB |
| 400 D6 | Autoválvula | AV | Caja C de Módulo | CCM | 44,5 | | I12 | 1 | I12 |
| 400 D7 | Caja C de Módulo | CCM | Edificio Control | EDC | 120 | 132 | SBB | 1 | SBB |
| 400 D8 | Interruptor | CB | Edificio Control | EDC | 135 | | DBB | 1 | DBB |
| 400 D9 | Seccionador Línea | DSL | Edificio Control | EDC | 155 | | I12 | 1 | I12 |
| 400 D10 | Seccionador Barra | DSB | Edificio Control | EDC | 139,5 | Nivel 1 | 400 | SBB | |
| 400 D11 | TI | TI | Edificio Control | EDC | 140 | | Nivel 2 | 220 | DBB |
| 400 D12 | TT | TT | Edificio Control | EDC | 160,5 | | | | |
| 400 D13 | Autoválvula | AV | Edificio Control | EDC | 164,5 | | | | |
| 400 D14 | Fase | | Fase | | 5 | | | | |
| 400 D15 | Fase | | Caja C de Módulo | | 20 | | | | |
| 400 D16 | Calle | | Calle | | 20 | | | | |
| 220 | | | | | | | | | |
| 220 D1 | Interruptor | CB | Caja C de Módulo | CCM | 3 | | | | |

Figura 3-36 Distancias

En este apartado se introducen las diferentes distancias necesarias para la estimación del cableado. En primer lugar, las llamadas distancias físicas que dependen de la propia disposición física de los armarios y bastidores.

Después se establece según el nivel de tensión las distancias entre los dispositivos y bahías además de las propias intrínsecas a cada uno de los niveles de tensión como la distancia entre fases. Por último la distancia promedio de las calles al edificio de la instalación donde se encuentran los bastidores.

Cada una de las medidas viene en filas con los dos elementos que unen y la distancia en sí. Como viene siendo habitual, los valores en rojo son valores modificables y los valores en azul son aquellos que vienen calculados a partir de otros valores.

Para el ajuste con datos reales y poder corregir el efecto de considerar las simplificaciones correspondientes, se ha implementado un sistema de coeficientes que multiplican las distancias según el caso (nivel de tensión y topología) que pueden ser modificadas y ajustadas en cualquier momento.

El botón “<” simplemente devuelve al módulo inicial de “Cables”

3.2.7.3 Submódulo de “Datos”

| Barras 220 | | | | | | | | | |
|------------|---|--|------------|--------|-----|--|---------|-----|---|
| | ORIGEN | FINAL | CABLE | DIST | | SERVICIO | TENSION | | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.A. 380V/220 V | CCA Armario centr. Ctos. Línea. Piegletas fuerza | ACL 4 x 10 | 220 D7 | 100 | Alim. Calefacciones pos. línea | 8 | 220 | < |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 1) | CCC Armario centr. Ctos. Línea regletas fuerza | ACL 2 x 25 | 220 D7 | 100 | Alimentación CC motores interr. Pos. línea | 4 | 220 | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 1) | CCC Armario centr. Ctos. Línea regletas fuerza | ACL 2 x 25 | 220 D7 | 100 | Alimentación CC motores secc. Pos. línea | 4 | 220 | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 1) | CCC Edificio SET Bastidor línea | BCL 2 x 4 | Di | 20 | Polaridad de prot. Interconex. Línea | 4 | 220 | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC Edificio SET Bastidor línea | BCL 2 x 4 | Di | 20 | Polaridad disparo EDC2 interr 52-1 | 4 | 220 | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC Edificio SET Bastidor línea | BCL 2 x 4 | Di | 20 | Polaridad prot. Secundaria línea | 4 | 220 | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC Edificio SET Bastidor línea | BCL 2 x 4 | Di | 20 | Polaridad tele-disparo línea | 4 | 220 | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC Edificio SET Cuadro de control | BCL 2 x 4 | Di | 20 | Polaridad de mando secc. Pos línea | 4 | 220 | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 2) | CCC Edificio SET Bastidor línea | BCL 2 x 4 | Di | 20 | Polaridad de relés repetidores de línea | 4 | 220 | |
| IT | Edificio SET Bastidor línea | BCL Edificio SET Cuadro de control | BCL 4 x 6 | Dd | 10 | Intensidad línea medida | 8 | 220 | |
| IT | Edificio SET Bastidor línea | BCL Edificio SET Cuadro de control | BCL 4 x 4 | Dd | 10 | Intensidad línea medida | 8 | 220 | |

| Calle Línea 220 | | | | | | | | | |
|-----------------|---|--|------------|--------|-----|--|---------|-----|---|
| | ORIGEN | FINAL | CABLE | DIST | | SERVICIO | TENSION | | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.A. 380V/220 V | CCA Armario centr. Ctos. Línea. Piegletas fuerza | ACL 4 x 10 | 220 D7 | 100 | Alim. Calefacciones pos. línea | 8 | 220 | < |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 1) | CCC Armario centr. Ctos. Línea regletas fuerza | ACL 2 x 25 | 220 D7 | 100 | Alimentación CC motores interr. Pos. línea | 4 | 220 | |
| SA | Edificio SET Cuadro de C.C. 125 V (BAT 1) | CCC Armario centr. Ctos. Línea regletas fuerza | ACL 2 x 25 | 220 D7 | 100 | Alimentación CC motores secc. Pos. línea | 4 | 220 | |

Figura 3-37 Cables Datos

Aquí se encuentran los datos generales de cableado comunes para cada bahía y cada dispositivo, sin distancia asociada ni datos particulares. Son los datos que, a posteriori, establecerá el módulo de “Cables” para cada uno de los casos.

El botón “<” devuelve al módulo inicial de “Cables”

3.2.8 Módulo “SSAA”

| SERVICIOS AUXILIARES | | | | |
|---------------------------|---|---|---------------|---------------|
| Corriente Alterna | | | | |
| | Número de bahías | | 8 | |
| CPCAM1 | Cuadro M1 | 0 | 1 | 1 |
| CPCAM3 | Cuadro M3B | 0 | 1 | 1 |
| CGAL | Cuadro general de Alumbrado | 0 | 1 | 1 |
| CDFC | Cuadro de fuerza y climatización | 0 | 1 | 1 |
| CDCM | Cuadro de c.a. comunicaciones | 0 | 1 | 1 |
| CDCR | Cuadro de c.a. Regulada | 0 | 1 | 1 |
| GE | Grupo Electrónico | 0 | | 0 |
| | Potencia del Trafo de SSAA (kVA) | | 100 | |
| T100 | Trafo SSAA | 0 | | 0 |
| Corriente Continua | | | | |
| CPCCM1 | Cuadro principal corriente continua M1 | 0 | 1 | 1 |
| CPCCM2 | Cuadro principal corriente continua M3 | 0 | 1 | 1 |
| CP48 | Cuadro corriente continua 48V | 0 | 1 | 1 |
| CD48 | Cuadro corriente continua 48V | 0 | 1 | 1 |
| RECBAT125 | Rectificadores/Batería | 0 | | 0 |
| RECBAT48 | Rectificadores/Batería | 0 | | 0 |
| Iluminación | | | | |
| ILUM | Iluminación (m ² iluminados) | 0 | 10.500 | 10.500 |

-> Precios

<

>

Figura 3-38 SSAA

En este módulo aparecen resumidos los diferentes dispositivos de servicios auxiliares que posee la instalación a realizar. Aparecen como valores en forma incremental para poder modificar el valor predefinido.

El sistema de cálculo de los armarios es en función de la normativa de Red Eléctrica de España denominada P.I.A. o proyecto de integración de nuevos activos para el caso de servicios auxiliares.

Básicamente se tienen en cuenta tres elementos: la corriente alterna, la continua y la iluminación de la instalación. Éstos mediante el botón de “precios ->” se trasladan a la hoja de preciarío correspondiente “5-AUX-SYSTEM”. Los botones de desplazamiento permiten acceder a los módulos inmediatamente anterior y posterior.

3.2.8.1.1 Corriente alterna

En corriente alterna se tiene en cuenta un cuadro para la alterna con posibilidad de aumentar la capacidad en función del número de bahías con otro tipo de cuadros.

Además para cada sistema alimentado se necesita un cuadro diferente, ya sea para alumbrado, para fuerza y climatización, para corriente alterna para comunicaciones o para alterna regulada.

Aparte de esto, según la subestación podría ser necesario algún transformador de servicios auxiliares y un grupo electrógeno. Estos serán introducidos de manera manual ya que dependen de condiciones ajenas a la propia instalación como el número de vías de suministro independientes.

3.2.8.1.2 *Corriente continua*

Para corriente continua simplemente se utiliza un cuadro principal y los complementarios del principal en función del número de calles. Sin embargo, pueden existir dos niveles habituales de tensión, de 125 y 48 Voltios respectivamente, cada uno de ellos con sus propios cuadros.

3.2.8.1.3 *Iluminación*

La iluminación del parque se tiene en cuenta según el área de éste. A esta de corresponderá un precio por unidad de área. En el precio promedio se han incluido no sólo las luminarias sino los postes y el montaje.

3.2.9 Módulo “Montaje”

A pesar del nombre, en este módulo no sólo se contempla el montaje de la instalación sino además la puesta en servicio de esta. Por este motivo, este módulo se divide en dos apartados, el montaje y la puesta en servicio o Commissioning.

3.2.9.1.1 Montaje

| MONTAJE | | | | |
|---------|-----------------|--------------------|-------|------------|
| | RESET | ACTUALIZAR MONTAJE | DATOS | |
| | | | | -> Precios |
| HMON | Horas Totales | 0 | 14520 | 14520 |
| | | 0 | 0,00 | 0 |
| | Aparamenta | 0 | 4.374 | 4.374 |
| | | 0 | 0 | 0 |
| | Seccionador | 4 | 99,2 | 396,8 |
| | Secc. PAT | 4 | 128,8 | 515,2 |
| | Autoválvula | 6 | 10,99 | 65,94 |
| | T.I. | 18 | 13,87 | 249,66 |
| | T.T. Inductivo | 6 | 13,87 | 83,22 |
| | T.T. Capacitivo | 3 | 16,64 | 49,92 |
| | Interruptor | 6 | 83,2 | 499,2 |

Figura 3-39 Montaje

Con un funcionamiento parecido a las hojas de precios simplemente vuelca en ella todos los dispositivos que requieren montaje y les asocia unas horas de la hoja de horas hombre.

Cada uno de los elementos tiene asociado tres valores, el primero es el número de unidades correspondientes de ese elemento, el segundo las horas hombre por unidad y el tercero el total de horas hombre. En cada uno de los apartados, los valores no significan lo mismo, sino que están dispuestos de manera incremental para poder modificar con signo el subtotal de horas hombre de dicho apartado. Los apartados corresponden a los que forman la hoja de precios y diferencian los aspectos distintos de las instalaciones.

En la parte superior se encuentran los botones de acción de “Reset” que borra todo cálculo de horas anterior, “Datos” que lleva a la hoja de horas de montaje y “Actualizar montaje” que inicia el proceso de toma de datos. Al iniciar dicho proceso se pregunta al usuario si el cálculo de horas de montaje que se desea imputar es el correspondiente a una subestación de pequeño o de gran tamaño. Al ser de mayor tamaño las horas de montaje específicas han de ser menores.

Inmediatamente debajo de estos, se encuentra el total de horas hombre estimadas para la instalación, también con un valor incremental para posibles redondeos sobre el total.

El botón de “precios->” asigna un coste a las horas de montaje que traslada a las hojas de preciaris y los de desplazamiento permiten un acceso directo a los módulos inmediatamente anterior y posterior.

3.2.9.1.2 Commissioning

| Interruptores | | | | | | | |
|---------------|---|-----|-----|-----|------|-----|------|
| CM400 | Interruptores nivel de tensión 1 | 0 | 4 | 4 | | | |
| CM220 | Interruptores nivel de tensión 2 | 0 | 4 | 4 | | | |
| Nivel 1 | | | | | | | |
| | Cálculo ajustes | 20 | 1,1 | 88 | SBB | DBB | II2 |
| | Elaboración protocolos previos PES | 15 | 1,1 | 66 | 20 | 20 | 20 |
| | Elaboración protocolos PES | 10 | 1,1 | 44 | 15 | 20 | 25 |
| | Asistencia pruebas previas energización | 90 | 1,1 | 396 | 10 | 12 | 15 |
| | Asistencia energización | 10 | 1,1 | 44 | 90 | 130 | 150 |
| | | | | | 10 | 12 | 15 |
| Nivel 2 | | | | | | | |
| | Cálculo ajustes | 20 | 1 | 80 | 132 | 220 | 400 |
| | Elaboración protocolos previos PES | 20 | 1 | 80 | 0,95 | 1 | 1,10 |
| | Elaboración protocolos PES | 12 | 1 | 48 | 0,95 | 1 | 1,10 |
| | Asistencia pruebas previas energización | 130 | 1 | 520 | 0,95 | 1 | 1,10 |
| | Asistencia energización | 12 | 1 | 48 | 0,95 | 1 | 1,10 |
| | | | | | | | REE |

Figura 3-40 Puesta en Servicio

La puesta en servicio se puede distinguir entre la puesta en servicio de los interruptores y la general. A la primera se le asigna un coste por interruptor dependiendo del número de estos y la tensión cuando se pulsa el botón de “precios->”

El apartado de puesta en servicio general, sin embargo, se ha realizado mediante un cálculo por coeficientes. Para ello se ha partido de las horas de puesta en servicio de instalaciones de diferentes topologías y configuraciones para 220 kilovoltios. Éstos, para diferentes niveles de tensión quedan proporcionados por un coeficiente asociado.

Todos estos valores vienen claramente expuestos a la derecha de las celdas de cálculo en forma tabular.

Aparte de los tres niveles de tensión habituales se ha considerado un caso excepcional y es cuando la instalación tiene que cumplir normativa de Red Eléctrica Española, lo cual implica han de hacerse un mayor número de pruebas y ensayos a la instalación que no dependen tanto del nivel de tensión porque son similares.

Principalmente las horas hombre para la puesta en servicio de una instalación se reparten en:

Cálculo de ajustes

Elaboración de protocolos previos a la puesta en servicio

Elaboración de los protocolos necesarios en la puesta en servicio

Asistencia mediante pruebas previas a la energización

Asistencia a la propia energización.

Se calculará con los coeficientes adecuados a cada caso las horas para cada nivel de tensión. Aún así habrá la posibilidad de modificarlas de manera incremental cuando se desglosan los totales por separado.

El total de horas hombre es el que se utiliza no sólo para el precio de la puesta en servicio sino para otros costes asociados a ella. Así, solamente introduciendo el número de personas que realizan la puesta en servicio se puede estimar la duración de esta y por tanto el número de viajes (según el lugar de destino) y de noches de alojamiento necesarias para ambas que también han de ser computados.

El traslado a la hoja de precios se realiza con el botón de “precios->” que aparece en el área superior del apartado de montaje.

3.2.9.2 Submódulo de horas hombre

| HORAS HOMBRE | | | | | | |
|-------------------|---------------------|--------|--------------|---------------|-------------|---------------|
| Código | Descripción | Unidad | Sub. Pequeña | Horas montaje | Sub. Grande | Horas montaje |
| | | | K | 1 | K | 1 |
| Aparamenta | | | | | | |
| CB400 | Interrupor 400 AIS | ud | 99,200 | 99,200 | 99,200 | 99,200 |
| CB220 | Interrupor 220 AIS | ud | 83,200 | 83,200 | 83,200 | 83,200 |
| CB132 | Interrupor 132 AIS | ud | 41,600 | 41,600 | 41,600 | 41,600 |
| SW400 | Seccionador 400 AIS | ud | 149,960 | 149,960 | 149,960 | 149,960 |
| SW220 | Seccionador 220 AIS | ud | 99,200 | 99,200 | 99,200 | 99,200 |
| SW132 | Seccionador 132 AIS | ud | 49,600 | 49,600 | 49,600 | 49,600 |

Figura 3-41 Horas Hombre

Tiene una estructura y un funcionamiento similar a la hoja de precios pero en vez de tener éstos se tienen las horas hombre que requiere cada uno de los elementos en su montaje. Tiene cuatro columnas agrupadas de dos en dos. El primer grupo corresponde a las horas hombre necesarias para la obra de una subestación de pequeño tamaño en el cual los valores en horas del montaje de las estructuras metálicas y de otros elementos son mayores por ser un menor número. El segundo de los grupos es para subestaciones de mayor tamaño en el que las horas para el montaje están más optimizadas. Cada uno de los grupos tiene el valor original en color rojo que es modificable y una columna en azul que es la que se tiene en cuenta según en caso. Esta columna formulada viene multiplicada por un coeficiente que se encuentra en la cabecera de la columna y que pretende modelar las desviaciones en montaje debidas a la variación de precios según las diferentes zonas. Se permite la adición y borrado de líneas mientras se respete la formulación de las celdas, se hace una búsqueda por código.

3.2.10 Módulo “P. Management”

| PROJECT MANAGEMENT | | | | | |
|--------------------|---------------------------------------|----------|-----|-------|-------|
| | Duración del Proyecto (meses) | | 10 | | |
| | Dedicación [%] | | 50% | | |
| HPM | Horas PM | | 0 | 800 | 800 |
| WNacional | Viajes PM | Nacional | 0 | 4 | 4 |
| SITE MANAGEMENT | | | | | |
| | Duración del estancia en Obra (meses) | | 10 | | |
| HSM | Horas PM | | 0 | 1.600 | 1.600 |
| WNacional | Viajes SM | Nacional | 0 | 4 | 4 |
| GVH | Gastos vehículo | | 0 | 10 | 10 |
| GTO | Gastos teléfono y varios | | 0 | 10 | 10 |
| OHS | | | | | |
| | Recurso Preventivo | Sí | | | |
| | Duración del estancia en Obra (meses) | | 10 | | 10 |
| CS | Recurso Seguridad | | 0 | 10 | 10 |
| WNacional | Viajes OHS | Nacional | 1 | 0 | 1 |
| MYS | Material Seguridad | | 0 | 145 | 145 |
| VIGILANCIA | | | | | |
| | Duración del Proyecto (meses) | | 10 | | |
| HVG | Horas Vigilancia | | 0 | 5.440 | 5.440 |

Figura 3-42 Management

En este módulo se pretende recopilar la parte de costes relativos tanto a la supervisión del proyecto como la supervisión en sitio por parte de un jefe de proyecto y de un jefe de obra (Project Management y Site Management). Además, se deben tener en cuenta los costes complementarios como seguridad y salud y vigilancia durante la obra.

Todos los valores aparecen de forma incremental para permitir modificar un valor predefinido, excepto las casillas de selección de la localización del viaje y si hay o no recurso preventivo. Las horas, viajes y elementos que supongan precio se trasladan a las hojas de preciaros mediante el botón de “precios->” y con los botones de desplazamiento se accede a los módulos anterior y posterior.

Para la supervisión del proyecto se necesita conocer el tiempo de duración de éste y la dedicación que se ha llevado a cabo y por lo tanto conocer las horas netas a imputar. Además se debe añadir el coste de los viajes y desplazamientos a obra en función de su localización.

Sin embargo para la supervisión de obra lo que se necesita conocer es la estancia en obra y también los viajes realizados. Por último al jefe de obra hay que proporcionarle un vehículo, un teléfono para su uso en obra y otros pequeños gastos.

Con el tema de Seguridad y Salud hay que tener en cuenta si se han implantado recursos preventivos durante la duración de la obra y el coste del material de seguridad. También se debe contabilizar el número de viajes del personal de seguridad y salud así como los cursillos impartidos.

Para la vigilancia, para imputar el coste simplemente se necesita saber la duración de ésta en meses, resultando un número de horas.

3.2.11 Módulo “Ingeniería”

| INGENIERÍA | | | | |
|-----------------------------------|--|----------------|--------------|--------------|
| Total horas | | 0 | 3.994 | |
| Número de bahías | | 8 | | |
| Interruptores Línea | | 4 | | |
| Interruptores Trafo | | 4 | | |
| Interruptores Acoplamiento | | 0 | | |
| Generales | | 0 | 350 | |
| Comienzo | | 0 | 200 | 200 |
| Plataformas y movimientos tierras | | 0 | 150 | 150 |
| Edificio | | 0 | 1.200 | |
| Ingeniería Edificio | | In Situ | 0 | 1.200 |
| Control (sin SCADA) | | 0 | 1.330 | |
| Ingeniería calles línea | | 0 | 665 | 665 |
| Ingeniería calles trafo | | 0 | 665 | 665 |
| Ingeniería calles acoplamiento | | 0 | 0 | 0 |
| Electromecánico | | 0 | 532 | |
| Ingeniería calles línea | | 0 | 266 | 266 |
| Ingeniería calles trafo | | 0 | 266 | 266 |
| Ingeniería calles acoplamiento | | 0 | 0 | 0 |
| Civil | | 0 | 532 | |
| Ingeniería calles línea | | 0 | 266 | 266 |
| Ingeniería calles trafo | | 0 | 266 | 266 |
| Ingeniería calles acoplamiento | | 0 | 0 | 0 |
| Proyecto oficial | | 0 | 50 | |
| Ingeniería calles línea | | Sí | 0 | 50 |

Figura 3-43 Ingeniería

Este módulo calcula un número de horas totales de ingeniería, el cual traslada mediante el botón de “precios->” al lugar correspondiente en las hojas precarios. Básicamente, la ingeniería del proyecto se puede desglosar en:

Generales. Se refiere a los estudios necesarios de ingeniería correspondientes a movimientos de tierra, preparación del terreno y todo aquello necesario y anterior a la implementación de la instalación.

Edificio. Incluye todo lo que es relativo a este, como su sistema de alimentación, de puesta a tierra, ventilación, forjados. Cimentaciones etcétera...

Control. La ingeniería sin tener en cuenta el SCADA de todo el sistema de control de las calles de la subestación.

Electromecánico. Cálculo y diseño de embarrados, soportes, secciones, magnitudes eléctricas...

Civil. Aunque no vienen contempladas las obras civiles en el objeto de la comparativa, se ha tenido en cuenta la ingeniería de estas. Incluye cálculos de cimentaciones, encofrados, bancadas de transformador etc

Proyecto oficial, el estudio inicial de proyecto, lectura de pliegos, preparación y recopilación de información inicial.

Con los botones de desplazamiento es posible acceder de manera rápida a los módulos anterior y posterior.

3.2.12 Módulo “Otros”

| DEPARTAMENTO DE COMPRAS | | | |
|-------------------------------|----|-------|--------|
| Duración del Proyecto (meses) | 10 | | |
| Dedicación (%) | 0% | 15% | 15% |
| HCOM | | | |
| Horas de compras | 0 | 240 | 240 |
| AVALES | | | |
| ¿Bid bond? | Sí | | |
| Duración (meses) | | 6 | 6 |
| % | | 2,0% | 2,0% |
| | | | 0,005% |
| ¿Advanced payment? | Sí | | |
| Duración (meses) | | 10 | 10 |
| % | | 10,0% | 10,0% |
| | | | 0,042% |
| ¿Performance bond? | Sí | | |
| Duración (meses) | | 15 | 15 |
| % | | 10,0% | 10,0% |
| | | | 0,063% |
| ¿Warranty bond? | Sí | | |
| Duración (meses) | | 24 | 24 |
| % | | 10,0% | 10,0% |
| | | | 0,100% |
| Coste avales | | | 0,209% |
| GASTOS FINANCIEROS | | | |

-> Ventas

<

PRECIOS TOTAL

GROSS MARGIN

0%

15%

15%

Figura 3-44 Otros (Cálculos Financieros)

Este módulo establece los costes o tarifas más destinados a la parte comercial. Se divide en varios apartados los cuales vuelcan sus valores a la hora de pulsar el botón de “precios->”. Lo primero que se hace es el cálculo del precio total de contratación de la instalación, el cual se realiza teniendo el coste total de producción y aplicándole la condición de que el margen bruto sea un tanto por ciento indicado por el usuario a la derecha de la hoja de forma incremental. Se realiza en primer lugar ya que es un valor necesario para los cálculos posteriores.

Además se encuentra sólo un botón de desplazamiento ya que esta es la última de las hojas de las que se definen como de elección de parámetros y un último botón de “PRECIOS TOTALES” en el que se vuelcan los elementos definidos en todos los módulos a las hojas de preciarlo por si se prefiere volcar todos los elementos con sus respectivos precios de una vez.

3.2.12.1.1 Departamento de Compras

De manera similar a la dirección de proyecto, simplemente con la duración del proyecto y una tasa de dedicación a éste, se obtiene una estimación de horas que se prevé que el departamento de compras dedique a este proyecto

3.2.12.1.2 *Avales*

Hay cuatro tipos de costes financieros por la petición de avales. Cada uno de ellos tiene una casilla de decisión sobre si se contrata o no y el porcentaje anual asociado de manera incremental. Además, se requiere saber la duración del aval para calcular de manera estimada la proporción de coste respecto al año que corresponde a este aval. El coste del aval se toma como 0,5 por ciento del valor de contratación por cada año pagado de manera mensual..

3.2.12.1.3 *Gastos financieros*

Se le aplica un tanto por ciento a modificar de manera incremental al precio de contrato. Representa los costes que suponen los posibles préstamos que puedan ser necesarios para lanzar el proyecto

3.2.12.1.4 *Remuneration Fee*

En este apartado se consideran los costes internos de los departamentos de ABB que tienen su cometido aparte de ingeniería, puesta en servicio, compras y dirección de proyecto. Se contabiliza como un porcentaje del precio de venta.

3.2.12.1.5 *Contingencias*

Como contingencias se consideran los costes derivados a las desviaciones en las medidas llevadas a cabo por el departamento de ingeniería a la hora de realizar el proyecto y compras a la hora de realizar los pedidos. Se modela como un porcentaje de los precios de coste de cada una de las partidas. En realidad pretende simular los deslizamientos y sobrecostes en mediciones y precios, imprevistos técnicos como variaciones de precios.

3.2.12.1.6 *Riesgos*

En riesgos se pretende prever en coste el efecto que pueden tener diferentes situaciones futuras en el precio acordado para la realización del proyecto como deslizamientos y sobrecostes de gestiones financieras, económicas, penalidades, retrasos... Se modela, a su vez, como un porcentaje del precio total de venta.

3.2.13 Hojas de precios

Estas hojas son bastante similares entre sí. Se ha utilizado para ello una estructura similar a las utilizadas por el departamento de Ofertas de ABB para poder hacer más sencillo su uso por los especialistas.

| Nombre del Proyecto Ref. ABB Oferta Barganizable BAU Apuntá | | XXXX PTSS0000 PTSS | | Cliente Ref. Cliente Razón: Fecha: | | XXXX 0 0 0 | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------------------|--------------------------|------------|---|----|---------------------|--------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------|-------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|-------------|---------|
| Item | Descripción | Tenid n | Tenid n | BA Code | M* | Precio | Cambio | P. Carta | P. Carta | Pr Meses | Maneja o | Comun ic | Ingenie r | Transp | P. CIF Unitari | P. CIF Total | P. Venta | P. Venta | K- Venta | Horac Hambre | Horac H. | % Total |
| 1. SWITCHGEAR MAIN COMPONENTS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 Complete Switchgear | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.1.1 | GIS | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.1.1.1 | | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.1.1.2 | | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.1.2 | Urban | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.1.3 | AGI | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.1.4 | Cable Medio Tension | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.1.5 | | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.2 HV Modular | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.2.1 | Modular Post MV | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.2.2 | Transformador Intermedios Tension | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.2.3 | | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.3 HV Apparator | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.3.1 | | | | PTHV C | 1 | 1 | EURO | 14.400 | 57.600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14.400 | 57.600 | 16.000 | 64.000 | 1,111 | 145 | 520 | |
| 1.3.2 | Seccionador | 400 | | PTHV C | 4 | 14.400 | EURO | 14.400 | 57.600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14.400 | 57.600 | 16.000 | 64.000 | 1,111 | 145 | 520 | |
| 1.3.3 | Secc.PAT | 400 | | PTHV C | 1 | 28.800 | EURO | 28.800 | 28.800 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 28.800 | 28.800 | 32.000 | 32.000 | 1,111 | 170 | 170 | |
| 1.3.4 | Paralelo | 400 | | PTHV C | 9 | 5.600 | EURO | 5.600 | 50.400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.600 | 50.400 | 6.222 | 56.000 | 1,111 | 0 | 72 | |
| 1.3.5 | TL | 400 | | PTHV C | 8 | 15.950 | EURO | 15.950 | 191.600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15.950 | 191.600 | 17.722 | 212.667 | 1,111 | 20 | 240 | |
| 1.3.6 | T.T. Inductiva | 400 | | PTHV C | 6 | 16.500 | EURO | 16.500 | 99.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16.500 | 99.000 | 18.333 | 110.000 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.3.7 | Interruptor | 400 | | PTHV C | 4 | 88888 | EURO | 103.000 | 412.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 103.000 | 412.000 | 114.400 | 88888 | 1,111 | 120 | 480 | |
| 1.3.8 | | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.4 HV Apparator | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.4.1 | | | | PTHV D | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.4.2 | | | | PTHV D | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.5 Transformers & Reactors | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.5.1 | | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |
| 1.5.2 | | | | PTHV C | 0 | 0 | EURO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,111 | 0 | 0 | |

Figura 3-45 Preciarios

Las hojas se componen de dos partes, una primera en la que aparecen en forma de listado asociado por grupos, los elementos con sus precios. Calculando totales y subtotales y con una estructura completamente modificable, una vez el programa ha volcado los valores. Para ello, se sigue la regla de que las celdas formuladas vienen en color azul y las que son directamente modificables en color rojo. Existen apartados en blanco para poder añadir o modificar la estructura en casos particulares.

En segundo lugar hay un pequeño resumen de los resultados de la hoja separados por diferentes categorías de los elemento analizados.

3.2.13.1 Módulo de "1-Swg-Main"

Esta hoja está destinada a los precios de los principales componentes de una instalación, la apartamenta.

En este módulo se vuelcan todos los elementos de la aparamenta calculados en el módulo correspondiente y cuenta con las siguientes partes:

- “Complete Switchgear” en donde han de referirse elementos integrados como soluciones GIS y compactas.
- “HV Modules” para módulos de calle de tipo PASS.
- “HV Apparatus” donde se listan todos los dispositivos que no pertenecen a un conjunto de manera individual. Como nuestra herramienta funciona en muy alta tensión es aquí donde aparecerá la aparamenta calculada.
- “MV Apparatus” se refiere a elementos de mando y corte en media tensión como celdas integradas.
- “Transformers and Reactors” es el lugar donde se deberían contemplar los transformadores de potencia y reactancias pero como no se contemplan en la herramienta se dispone para su introducción manual.
- “Earthing Resistors” Resistencia de puestas a tierra de transformadores que dependen de estos.

3.2.13.2 Módulo de “2-Steel-Conn”

Esta hoja está destinada a todos los elementos metálicos tanto de estructura como de conexión como los propios conductores de la subestación.

Se divide en los siguientes apartados:

- “Steel structure” contempla la propia estructura de acero que viene calculada del módulo de “Pesos” y le asigna un precio por kilogramo.
- “HV Connectors” es donde se vuelcan la mayoría de los resultados del módulo de “Metal” destinados a los embarrados primarios y secundarios, tanto las barras como conectores, cables y tapones.
- “Insulators”. Aquí aparecen reflejados los elementos de amarre del cable del tipo de cadenas de aisladores y los herrajes correspondientes.

- “Earth & lightning protection” es el apartado donde se tiene en cuenta todos aquellos elementos de la red de tierra tales como el conductor de cobre, las soldaduras, grapas y uniones pernadas. Además será el lugar donde también se contabilizarán las puntas franklin.
- “Cajas de centralización” es el lugar para las cajas de centralización de módulo y de medida, tanto si es de tensión como de intensidad.

3.2.13.3 Módulo de “3-Ctrl-Prot”

En esta hoja se considera todo el sistema de control y de protección del sistema. Además de estos, también se tiene en cuenta el sistema de comunicación de la instalación.

- “Network control” este apartado se completa cuando en el alcance la oferta se incluyen sistemas de control globales de red de tipo SCADA con interacción con varias de las instalaciones.
- “Station control” es el apartado correspondiente al control de la instalación de tipo microSCADA
- “Local control” es el control de la propia bahía directamente en la subestación y de forma directa, puede venir dado por unidades de control local como en el caso de red eléctrica o venir conjunto con el sistema de protección.
- “Protection” Es el sistema de relés que protege contra las faltas necesarias según el tipo de calle que sea y la naturaleza de la misma. Además existen unidades de protección para el conjunto de la instalación.
- “Telecommunication” es donde se vuelcan los resultados correspondientes al sistema de comunicación, ya sea por onda portadora, por fibra óptica o ambas.
- “Medida” Se pueden añadir sistemas de medida adicionales a los ya proporcionados por el sistema de control y protección. Este sería el lugar para reflejarlo.

3.2.13.4 Módulo de "4-Cables-Acc"

Este módulo es el lugar donde se han de incluir todos los cableados necesarios para la instalación. Consta de los siguientes apartados:

- "HV Cables & Terminals" Como en cada instalación la presencia o no de cable de alta tensión es muy relativa este apartado se ha dejado planteado para la posibilidad de que el usuario introduzca manualmente la información, tanto del cable como de las botellas y material asociado a este necesario.
- "MV Cables & Terminals" Sucede un caso bastante similar al de la alta tensión, más aún cuando la media tensión no entra en el alcance de la herramienta.
- "LV Power Cables & Control Cables" aquí sí es donde se reflejan los resultados del cableado del módulo de cables. Se obtiene un listado por tipo de cable y sección del cable necesitado con la longitud y el precio correspondiente.
- "Cable Supports" No se plantan soportes de cable, bandejas o tubos.
- "Cable Accesories" Este apartado es necesario para representar las puntas necesarias de los cables de control y baja tensión comentados anteriormente.

3.2.13.5 Módulo de "5-Aux-System"

- "Aux. Power Supply" aquí es dónde la herramienta vuelca la mayoría de los dispositivos de servicios auxiliares ya que todos ellos están encargados de aportar energía a la subestación para su correcto funcionamiento. Cuadros, grupos electrógenos, transformadores de servicios auxiliares y rectificadores batería se tienen en cuenta en este apartado.
- "Fire Protection" es el lugar donde se incluyen los dispositivos contra incendios que puede llevar incluidos la instalación.
- "Security Systems" Todo sistema de seguridad, ya sea volumétrico o de cualquier otro tipo tiene que venir mencionado en este apartado.

- “Alumbrado exterior” Todo tipo de elemento de iluminación como luminarias, postes y demás deberá ser incluido en este apartado. El caso del valor calculado por la herramienta es un precio promedio por unidad de área.
- “Alumbrado interior” No viene contemplado ya que el edificio no está dentro del alcance de cálculo de la herramienta ya que se han descartado todas las obras civiles.

3.2.13.6 Módulo de 6-Special-Syst

Este módulo en realidad no recibe datos de la parte automatizada pero se ha mantenido en el programa para poder añadir manualmente elementos relativos a servicios especiales, como líneas, dispositivos de regulación de reactiva y otros elementos particulares y específicos que no encuentren su lugar en la clasificación preestablecida.

3.2.13.7 Módulo de 7-Civil-Work

Las obras civiles no entran dentro del alcance de este proyecto pero por el mismo motivo que en el módulo anterior, se ha decidido mantener este módulo para permitir la adición manual de elementos de obras civiles que puedan ser particulares de cada obra o proyecto a realizar

3.2.13.8 Módulo de 8-Erection-Comm

Este módulo pretende recoger tanto los precios relativos al montaje de la subestación como los relativos a la puesta en servicio. Se han respetado las celdas utilizadas anteriormente por el departamento pero los datos calculados por el módulo correspondiente.

- “Complete Erection Package” es donde serán volcados todos los datos relativos al montaje.
- “Commissioning” es donde serán volcados todos los datos relativos a la puesta en servicio.

3.2.13.9 *Módulo de 9-P-Manag*

En el último de los módulos de preciarlo se incluyen los precios y elementos de la dirección de proyecto, jefatura de obra, vigilancia, seguridad y salud e ingeniería del proyecto a realizar, tanto de las horas en sí como de los gastos relativos y derivados de esto.

- “Project Manajement & Administration” es el apartado donde se contemplan todos los elementos de la dirección de proyecto, jefatura de obra, vigilancia y seguridad y salud incluyendo los viajes, alojamientos y gastos relativos.
- “Ingeniería” como el nombre indica, incluye todos los gastos de ingeniería a los que está sujeto el proyecto a realizar.

3.2.14 Hoja de Precios

Esta es la hoja probablemente que requiera mayor revisión y actualización de toda la herramienta ya que es la que es más puede variar con el tiempo. En ella se tienen todos los precios de todos los dispositivos que pueda necesitar la herramienta a la hora de volcar sus resultados a las hojas de precios.

| PRECIARIO | | | | |
|-------------------|---------------------|--------|-----------------|-----|
| Código | Descripción | Unidad | Precio unitario | REE |
| Aparamenta | | | | |
| CB400 | Interruptor 400 AIS | ud | --- | --- |
| CB220 | Interruptor 220 AIS | ud | --- | --- |
| CB132 | Interruptor 132 AIS | ud | --- | --- |
| SW400 | Seccionador 400 AIS | ud | --- | --- |
| SW220 | Seccionador 220 AIS | ud | --- | --- |
| SW132 | Seccionador 132 AIS | ud | --- | --- |
| ESW400 | Secc. PAT 400 AIS | ud | --- | --- |
| ESW220 | Secc. PAT 220 AIS | ud | --- | --- |
| ESW132 | Secc. PAT 132 AIS | ud | --- | --- |
| PS400 | Pantógrafo 400 AIS | ud | --- | --- |
| PS220 | Pantógrafo 220 AIS | ud | --- | --- |
| PS132 | Pantógrafo 132 AIS | ud | --- | --- |

Figura 3-46 Preciario

Tiene una estructura sencilla de listado, donde cada elemento aparece con su código de referencia, la descripción y el precio de una unidad, ya sea elemento, día o metro.

Se divide en categorías amplias y es completamente modificable añadiendo nuevas filas y tipos.

Simplemente realiza, cuando el programa lo requiere, una búsqueda por código y cuando lo localiza, vuelca ese precio en las hojas correspondientes.

3.2.15 Hoja “Ventas”

Esta pestaña es la encargada de los cálculos financieros del programa. Está basada en la hoja utilizada por el departamento de ofertas de ABB para que sea más sencilla la interpretación de los resultados. Coordinada con las hojas de precios y de servicios, funciona con éstas como un conjunto para expresar de manera clara los costes y para calcular el precio de venta de acuerdo a los gastos financieros.

| Item | Descripción | P. Coste Total | P. CIF Total | % | P. Venta Total | M.B. | RESUMEN | |
|------|-----------------------------------|------------------|------------------|----------------|------------------|---------------|------------------------------------|------------------|
| | | | | | | | Total Coste Materiales | 3.340.777 |
| | | | | | | | Total Coste Subcontratistas | 968.517 |
| 1 | Switchgear main components | 1805.629 | 1.766.192 | 37,28% | 1.997.405 | 11,58% | Equipos - Otros | 3.929.387 |
| 2 | Structural elements & Connections | 725.560 | 798.116 | 16,84% | 902.598 | 11,58% | Obra Civil | 0 |
| 3 | Control & Protection | 726.130 | 798.743 | 16,86% | 903.307 | 11,58% | Montaje & Commissioning | 537.327 |
| 4 | Cable & Accessories | 108.598 | 119.458 | 2,52% | 135.096 | 11,58% | Ingeniería -PM | 271.430 |
| 5 | Auxiliary Systems | 174.859 | 192.345 | 4,05% | 237.314 | 13,95% | TOTAL | 4.738.145 |
| 6 | Special Systems | 0 | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% | | |
| 7 | Civilworks | 0 | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% | | |
| 8 | Erection & Commissioning | 537.327 | 537.327 | 11,34% | 714.058 | 24,75% | | |
| 9 | Project Management & Admin | 271.430 | 271.430 | 5,73% | 356.705 | 24,75% | | |
| 10 | Ingeniería (ITPS - Subcontratada) | 0 | 0 | 0,00% | 212.306 | 100,00% | | |
| 11 | Otros Costos Directos | 158.410 | 158.410 | 3,34% | 0 | 0,00% | | |
| 12 | Contingencias | 96.123 | 96.123 | 2,03% | 0 | 0,00% | | |
| 13 | Gestion Compras | 0 | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% | | |
| | GRAN TOTAL | 4.404.067 | 4.738.145 | 100,00% | 5.462.791 | 13,27% | | |

Figura 3-47 Ventas Resumen

En primer lugar se puede ver una tabla bastante clara donde se pueden encontrar los costes de los diferentes campos desarrollados en las hojas de precios, los costes financieros y el coste total de la subestación. En la columna de la derecha, se pueden ver los costes incluyendo los transportes (repartidos como un porcentaje de los precios), pero no repartido de una manera lineal entre los diferentes aspectos sino según la manera indicada en los dos grupos siguientes. Además, está la columna de los precios de venta que consiguen imputar el precio de venta total en cada uno de los campos de los que se compone la instalación.

| Item | Descripción | BA Code | Coste | P.Venta | MB | %(COSTE) | K Venta | | |
|--|---|-----------------------|------------------|------------------|---------------|---------------|---------|----------------|----------------|
| 1. Equipos ABB | | <i>st</i> | 3.249.318 | 3.611.020 | 10,00% | 66,35% | | | |
| 1.1.1 | PTPT | PTPT B | 0 | 0 | 10,00% | 0,00% | 1,111 | | |
| 1.1.1.1 | PTHV | PTHV C | 2.813.622 | 3.126.247 | 10,00% | 57,45% | 1,111 | | |
| 1.1.1.2 | PTMV | PTMV D | 436.296 | 484.773 | 10,00% | 8,91% | 1,111 | | |
| 1.1.2 | UTUA | UTUA E | 0 | 0 | 10,00% | 0,00% | 1,111 | | |
| 1.1.2 | UTUP | UTUP F | 0 | 0 | 10,00% | 0,00% | 1,111 | | |
| 1.1.3 | PTDT | PTDT M | 0 | 0 | 10,00% | 0,00% | 1,111 | | |
| 1.1.5 | ... | ... | 0 | 0 | 10,00% | 0,00% | 1,111 | | |
| 2. Proyectos Desarrollados UTPS | | <i>st</i> | 1.393.454 | 1.851.771 | 24,75% | 28,45% | | REPARTO | 458.317 |
| 1.11 | Equipos Fabricación "No_ABB" | NO ABB O | 90.859 | 120.743 | 24,75% | 1,86% | 1,329 | A | 0,00% |
| 1.12 | Ingeniería (UTPS-Subcontratada) | Ingeniería J | 159.760 | 212.906 | 24,75% | 3,26% | 1,329 | A | 7,00% |
| 1.13 | Obra Civil (UTPS-Subcontratada) | O Civil M | 0 | 0 | 24,75% | 0,00% | 1,329 | A | 0,00% |
| 1.14 | Montaje.P.S., P.M. (Subcontratada) | Montaje G | 808.757 | 1.074.763 | 24,75% | 16,51% | 1,329 | A | 0,00% |
| 1.15 | Montaje.P.S., P.M. (UTPS) | Montaje G | 0 | 0 | 24,75% | 0,00% | 1,329 | A | 0,00% |
| 1.16 | Commissioning, start-up, taking over, instructions, other | Commissioning H | 0 | 0 | 24,75% | 0,00% | 1,329 | A | 0,00% |
| 1.17 | Project handling,site management,supervision | P.Management Local I | 0 | 0 | 24,75% | 0,00% | 1,329 | A | 0,00% |
| 1.18 | Training of customer staff | Training K | 0 | 0 | 24,75% | 0,00% | 1,329 | A | 0,00% |
| 1.19 | Project management | P.Management Madrid L | 0 | 0 | 24,75% | 0,00% | 1,329 | A | 0,00% |
| 1.10 | Transportes obra (Inclu. Seguros) | | 334.078 | 443.958 | 24,75% | 6,82% | 1,329 | A | 0,00% |
| | | | | | | | | | |
| 3. Otros Costos directos | | <i>st</i> | 158.410 | | | 3,23% | | | |
| 1.1.1 | Commission pagable | 2,50 | 136.570 | | | 2,79% | | | |
| 1.1.1.1 | Special financing, fees for bonds, credit & risk insurance. | 0,00 | 114 | | | 0,00% | | | |
| 1.1.1.2 | Provision for warranty | 0,00 | 0 | | | 0,00% | | | |
| | Calculated interest costs | 0,20 | 10.926 | | | 0,22% | | | |
| 1.1.2 | Purchase Deptm | 10.800,00 | 10.800 | | | 0,22% | | | |
| 4. Contingencias | | <i>st</i> | 96.123 | | | 1,96% | | | |
| 1.1.1 | Contingencias (provisions for own cost overrun) | 41495,34276 | 41.495 | | | 0,85% | | | |
| 1.1.1.1 | Risk provisions (provisions for other identified risks) | 1 | 54.628 | | | 1,12% | | | |
| 5. Descuentos Gestión Compras | | <i>st</i> | 0 | | | 0,00% | | | |
| 1.1.1 | Gestión de Compras Equipos ABB | 0 | 0 | | | 0,00% | | | |
| 1.1.1.1 | Gestión de Compras Equipos "No_ABB " | 0 | 0 | | | 0,00% | | | |
| 1.1.1.2 | Gestión de Compras Servicios Subcont. (Obra Civil P.S.) | 0 | 0 | | | 0,00% | | | |
| | Gestión de Compras Servicios Subcont (Montaje) | 0 | 0 | | | 0,00% | | | |

Figura 3-48 Ventas Reparto

El funcionamiento global de la hoja es tal que permita todo tipo de libertades y repartos de los gastos financieros. Se introduce el dato del precio de venta total y la hoja obtiene los valores de coste de las diferentes hojas de precarios. Indicando en el primer grupo, que representa los elementos propios de la empresa, el margen que se les desea imputar, calcula para los elementos del segundo grupo (en el de los ajenos a la empresa) el margen necesario a repartir para obtener el mismo precio de venta global. Con estos márgenes, se multiplica cada uno de los costes individuales en las hojas de precarios para sacar los precios de venta que irán a computarse en la columna inicial de venta, resultando el precio inicial indicado pero obteniendo grados de libertad en la forma de imputar los costes que son útiles para el usuario del departamento de ofertas.

4

DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS ANALIZADOS.

4 CASOS ANALIZADOS

Para realizar la comparación se ha decidido probar la herramienta con tres casos reales ya ofertados y así poder analizar los resultados obtenidos teniendo como punto de partida y de referencia las propias ofertas.

Los tres casos se han elegido por su diversidad en tensiones, 132, 220 y 400 kilovoltios. Además también tienen diferentes topologías, tanto doble barra como simple barra.

El mayor de los niveles de tensión, en 400 kilovoltios es la subestación de Escatrón en Huesca, un simple barra de cuatro calles. Tres de ellas son calles de transformación y una de ellas es una calle de línea.

En 220 kilovoltios se ha analizado la subestación de Beni Saf, en Argelia, un simple barra de cuatro posiciones (dos de línea y dos de trafo) con un seccionador entre barras con una disposición conocida como "hache".

En 132 la subestación de doble barra de tres calles de Cartagena en Murcia, siendo las tres posiciones de salida a transformador, ampliadas en la subestación existente.

4.1 Escatrón (400 kV)

4.1.1 Descripción

La subestación de Escatrón fue un proyecto llave en mano ofertado por ABB en el año 2005 para la realización de una instalación para la central de ciclo combinado de Escatron de Enelpower. El proyecto incluía un parque de tipo AIS en 400 mil voltios, uno de tipo GIS de 132 kilovoltios y las conexiones vía cable en 132 con la subestación de Endesa y otra vía aérea con la subestación de REE en muy alta tensión a 400.



Figura 4-1 Enel

La parte de la oferta que se va a contrastar y probar con la aplicación es la del parque de 400 aislado en aire. Este consistía en una simple barra a la que estaban conectadas tres calles de transformación (con transformadores de 400 a 132 que no aplican a nuestro alcance) y otra calle de línea que conecta con la subestación correspondiente de REE.

4.1.2 Implantación en la herramienta

A la hora de introducir los datos básicos han de ser consideradas cuatro calles, cada una de ellas con su utilidad (línea o trafo) a la tensión adecuada en un solo nivel de tensión. El único elemento que debe ser tenido en cuenta son los transformadores de tensión de las barras, los cuales se han considerado como inductivos y situados y asignados a una de las bahías.

De los cinco seccionadores tripolares que calcula correctamente el módulo, excepto el de puesta a tierra, los otros cuatro son juegos de seccionadores de tipo pantógrafo.

Cuando se han introducido los parámetros físicos de la instalación, se ha respetado el área del parque empleada para la oferta realizada por ABB para ser homogéneos en los resultados ya que en el plano no se sabe con exactitud el tamaño exacto del parque al ser este una parte de toda la instalación de la central. Por ello, el resultado es un parque de 150 metros por 70 con unos embarrados con una longitud de 120 metros.

Las estructuras metálicas elegidas para la instalación son de tipo alma llena, utilizando el peso calculado por el módulo tanto para la estructura metálica de la apartamenta, para la de los pórticos de línea. Sin embargo, para los pórticos de barras, el mímico del módulo de implantación física no calcula los pórticos en función de las casillas que se indiquen, sino que sólo analiza si son contiguos o si están enfrentados. Por este motivo, es necesario añadir un pórtico de barras extra en una de las bahías para complementar el pórtico adicional que tiene esta subestación, en concreto, para la adaptación física de las calles.

El cálculo de los conectores se comprueba correcto seleccionando la opción de embarrados secundarios de tipo barra, no es necesario corregir ningún valor excepto para la adición de dieciocho cadenas de aisladores que se requieren para las conexiones tendidas.

Para el cálculo de la malla de tierra, se ha realizado una retícula homogénea de ocho por ocho metros frente a los cinco que vienen predefinidos en el módulo. Esto es debido, de nuevo, a buscar la homogeneidad con la oferta realizada. Con el sistema de protección frente a descargas atmosféricas se ha optado por cuatro puntas Franklin.

El control y la protección de la instalación se han ejecutado según los estándares de REE por conllevar unas mediciones más conservadoras y un sistema de protección más completo debido a las estrictas indicaciones de Enel en este ámbito. Para la comunicación se ha optado por una solución en fibra óptica y descartado la onda portadora.

El cableado se ha ejecutado con normalidad, habiendo seleccionado una distancia al edificio de control de ciento veinte metros para tratar de emular el efecto de no tener posibilidad de simular un parque con casetas distribuidas con control, protección y servicios auxiliares repartidos.

Los servicios auxiliares previstos carecen de grupos generadores, transformadores de servicios auxiliares y de equipos de rectificadores / batería que no son necesarios y no han sido tenidos en cuenta en la oferta, ya que se aprovechan los de la propia planta generadora que alimenta a los cuadros de corriente alterna y continua que sí han sido considerados.

El montaje de esta instalación ha requerido un cálculo de horas hombre para una subestación pequeña. Al ser cuatro calles, y requerir el montaje de una subestación completa, se obtiene un número de horas hombre mayor de lo que se puede encontrar en una subestación de gran tamaño. Sin embargo para la puesta en servicio no ha sido necesario la modificación de ningún parámetro.

La dirección del proyecto se ha estimado de catorce meses con una dedicación estimada del departamento del cuarenta y cinco por ciento. Para la jefatura de obra se ha establecido una estancia de cuatro meses y medio sin vigilancia añadida ni recurso preventivo, que ya venían aportados por Enel.

La dedicación inferida para el departamento de compras es de diez meses a un veinte por ciento, con unos gastos financieros asociados del 0,2%. La tasa de comisión interna de ABB se ha calculado como un 1,5% del precio del total.

Los avales que se han estimado necesarios son uno de oferta para un monto durante tres meses del uno por ciento del total de la oferta. Se avalará además el veinte por ciento como aval de buena ejecución y de garantía durante veintitrés meses y medio y veinticuatro meses respectivamente.

Las contingencias asociadas a la aparamenta se han tomado como un 1,7% del costo de la partida y para el resto de suministro, del uno por ciento. Para el montaje, puesta en servicio, dirección de proyecto, jefatura de obra e ingeniería se ha considerado un porcentaje de contingencias del 0,5%. Los riesgos estimados para esta oferta se valoran en el 2,2% de la subestación.

4.2 Beni Saf (220 kV)

4.2.1 Descripción

La subestación de Beni Saf es una instalación a construir en Argelia para la conexión a la red de una planta desalinizadora en 220 kilovoltios. La oferta solicitada a ABB implica el diseño, suministro, montaje, supervisión de la obra civil, supervisión del montaje y pruebas funcionales de la subestación que será construida en la provincia de Ain Temouchent en Argelia.



Figura 4-2 Geida

La subestación Beni Saf tendrá una configuración de simple barra a con seccionamiento. Esta configuración de dos calles enfrentadas a otras dos, con un seccionamiento en barras es lo que comúnmente se conoce como “hache”. La aparatamenta y embarrado será del tipo convencional aislados en aire.

De las cuatro calles necesarias, dos de ellas serán de línea para permitir la conexión de la planta a la red de alta tensión de 220 mil voltios y las otras dos serán calles de transformación que permitan la acometida a la planta desalinizadora.

Además la oferta incluirá el sistema de control protección necesario con su correspondiente cableado y el sistema de servicios auxiliares tanto de corriente continua como de alterna para la alimentación de estos equipos.

4.2.2 Implantación en la herramienta

Como ya he ha indicado se han considerado cuatro calles de las cuales dos son de línea y dos de transformación en un único nivel de tensión de 220 kilovoltios y con una configuración de simple barra bajo tecnología aislada en aire.

De los valores asignados por el módulo, se han corregido los seccionadores. En primer lugar, porque los seccionadores sin puesta a tierra van a ser implementados con puesta a tierra; por lo tanto se han descartado los seccionamientos normales y añadidos los nuevos. Además la calle adicional de seccionamiento al carecer de interruptor, como se ha visto, no ha sido considerada y por ello se ha modelado como un seccionador adicional sin puesta a tierra en la calle número tres. En este caso, ninguno de los seccionadores es de tipo pantógrafo.

Para la disposición física se han introducido los datos de tamaño del parque de treinta y nueve coma seis por ochenta y siete metros, una longitud de barras de treinta metros y dos calles enfrentadas a otras dos con las dos de línea contiguas y las dos de transformación también entre sí.

Los pesos considerados de las estructuras metálicas son todos de celosía y a las estructuras metálicas de la aparamenta no ha sido necesario realizarles ninguna modificación. Además, se observa que se han obtenido unos pórticos de línea con tres columnas para las dos calles de línea y otro tanto para las dos calles de transformador. Este valor es correcto, ya que ambas calles de transformador requieren sus respectivos pórticos de acceso. Los pórticos de barras, sin embargo, resultaban ser tres para la sustentación de las barras con esta disposición pero al haber este seccionamiento adicional en el centro de la barra, se ha tenido que prever otro pórtico para evitar esfuerzos en las tomas de los aisladores del seccionador.

En el apartado de conectores y embarrados, han sido considerados los embarrados secundarios como conductor con sus respectivas cadenas de aisladores calculadas. La puesta a tierra ha sido evaluada con un mallazo estándar de cinco metros y el sistema de protección frente a descargas atmosféricas ha sido llevado a cabo con cable de guarda y herrajes. Se han tenido que incrementar los metros de cable de guarda calculados en cincuenta y los herrajes en seis.

La comunicación de esta instalación no incluye ni un sistema de onda portadora, ni uno de comunicación por fibra óptica. Sin embargo, sí se han de considerar algunos elementos de comunicación como armarios, sistema de telecontrol o una red de fibra. La medida fiscal también ha sido considerada y respetada tal cual la calcula el módulo.

El Control y la Protección se han desarrollado por un sistema que no alcanza los estándares de REE. Sin un sistema de control integrado centralizado, pero sí los armarios de control y protección correspondientes a cada bahía y con armarios separados. Las protecciones consideradas son todas de la gama REF/RET.

El cableado de esta instalación se ha ejecutado con normalidad teniendo en cuenta que, en este caso, por la propia planta, el edificio de control no se encuentra tan alejado como podría estarlo en otras subestaciones de mayor tamaño pero a igual tensión. Por tanto, se indica la distancia al edificio de 60 metros.

Para los servicios auxiliares, sólo han sido considerados los cuadros de corriente alterna y de corriente continua tanto en 48Vcc como en 125Vcc. Para la alimentación de estos y mantenimiento de las protecciones se ha previsto un equipo de rectificador de corriente y batería para la tensión continua necesaria.

El montaje considerado ha sido el proporcionado por el módulo correspondiente, habiendo elegido el cálculo de horas hombre con datos para subestaciones de gran tamaño. Esto se ha decidido ya que, aunque en este caso no es una subestación que se pudiera considerar especialmente grande en tamaño, sirve para compensar el menor coste de contratación de los servicios de montaje en otro país, en este caso Argelia, comparado con España.

La puesta en servicio ha seguido también los valores considerados por el módulo, pero los viajes aplicados al personal, en vez de ser tomados como internacionales como en realidad son, han sido considerado europeos por la cercanía en distancia de los dos países en cuestión.

La duración del proyecto con vistas a la dirección de éste es de catorce meses con una dedicación estimada del personal de aproximadamente un sesenta y cinco por ciento. Los cinco viajes del departamento de proyectos han sido considerados a su vez europeos al igual que el resto de los viajes del personal adicional.

La jefatura de proyecto se ha supuesto de siete meses en obra, sin ningún tipo de vigilancia efectuada, ya que el personal de la planta desalinizadora realizará esta tarea. En el ámbito de la seguridad y salud, se ha considerado un recurso preventivo con una duración en obra de cuatro meses incluyendo los cursos de seguridad y salud.

Para la ingeniería se han tomado los valores calculados automáticamente por el módulo. El departamento de compras ha empleado siete meses y medio.

De los cuatro avales calculados por el módulo sólo han sido considerados tres de ellos. El de pago avanzado con un monto del quince por ciento del valor por diez meses, el aval de ejecución y el de garantía ambos también con un monto del quince por ciento pero el primero avalando doce meses y el segundo veinticuatro.

Además se han considerado un 0,8% de gastos financieros sobre el precio de venta de la instalación, una comisión interna del 0,6% y unos riesgos del 1,2%.

Las contingencias previstas para las diferentes partidas son de un 2% para el montaje y la puesta en servicio, un 10% para el cableado y un 1% para el resto de las partidas resultando unas contingencias totales de aproximadamente un 1,5% del coste de la instalación.

4.3 Cartagena (132 kV)

4.3.1 Descripción

La oferta de Cartagena consistía en la ampliación del parque de intemperie propiedad de REPSOL PETRÓLEO solicitado a ABB. Esta oferta incluía el diseño, suministro, supervisión del montaje, pruebas y puesta en servicio de la ampliación de la subestación de 132 kilovoltios para la Refinería existente en Cartagena, España.



Figura 4-3 Repsol

La ampliación incluye dos posiciones de salida de transformador y una posición de salida de cogeneración en el voltaje mencionado. Además de las barras, estructura, conectores, conductores y demás apartamentada para la ampliación de las barras.

Además se suministran los armarios de control y protección para las calles ampliadas y el cableado necesario para ello. Lo único que no incluye la oferta respecto a un llave en mano es la ampliación de servicios auxiliares y obras civiles. Por lo tanto es un caso ideal para modelar con la aplicación ya que las obras civiles han sido excluidas.

4.3.2 Implantación en la herramienta

Son tres calles las que han sido consideradas, dos de ellas contiguas como calles de transformación en la subestación cada una con su correspondiente función a la tensión adecuada, dos de transformación y una de línea. El único elemento que debe de ser tenido en cuenta son los seccionadores adicionales. Dos juegos normales en dos de las calles de trafo y otro con puesta a tierra en la calle del ciclo combinado.

De los ocho juegos de seccionadores que no son de puesta a tierra, dos de ellos son de columnas con apertura lateral y seis de ellos son pantógrafos.

Para la disposición física dentro del parque cuadrado de cuarenta metros por cuarenta metros con un embarrado de treinta y dos metros, se han considerado dos de las calles contiguas y otra de ellas separadas.

Para los pesos de las estructuras simplemente se ha indicado que son tubulares y con las cifras proporcionadas por el módulo para las estructuras de la apartamenta, son correctas. Para los pórticos de línea, se consideran correctas las dos columnas de una de las calles y una para la calle contigua ya que comparten la columna común. Sin embargo, las columnas correspondientes a la tercera de las calles no han de ser consideradas ya que utiliza dos ya existentes pero sí hay que considerar la viga necesaria.

Por el mismo motivo los cuatro pórticos de barras que van asignados a la calle no contigua de la instalación han de ser eliminados ya que ya existen en la subestación actual porque lo que se pretende modelar es una ampliación de una subestación ya en funcionamiento.

En el módulo correspondiente a los conectores, se han restado seis de los tapones de embarrado porque, al ser una ampliación, sólo se han de añadir los tres de cada juego de barras. Además se han de añadir seis cadenas dobles de aisladores que se modelan como doce cadenas con sólo seis herrajes.

En el apartado de las tierras, como es una ampliación, se han eliminado los metros de cable de cobre correspondientes a la malla subterránea que no van a ser implementados y también se han descartado las puntas franklin destinadas a la protección frente a descargas atmosféricas.

En esta instalación no se han implementado ni las comunicaciones ni los sistemas de medida a la hora de implementarlo en la herramienta. La instalación prevista tiene un sistema de control basado en armarios tradicionales cableados pero sin embargo no está provista de ningún sistema digital o centralizado de control, lo cual complica el modelado. Se han anulado todos los relés de control pero se han dejado los tres armarios para simular este sistema. Para la protección, como se solicitaba un sistema sencillo de relés simples de protección, se ha modelado con relés digitales pero utilizando uno para cada tres funciones de protección.

El cableado se ha ejecutado de manera normal pero teniendo en cuenta de ajustar la distancia del edificio de control a cien metros ya que no está contiguo a las calles a ampliar.

Los servicios auxiliares, como ya se ha comentado, no han de ser considerados en esta oferta y por tanto se han eliminado los resultados del módulo encargado de estos.

El montaje de esta ampliación, al ser de tres calles, se ha calculado como el correspondiente a una instalación de pequeño tamaño obteniendo así unos valores levemente mayores de horas de montaje para representar el tiempo de preparación. Además, reflejan la dificultad de trabajar en una planta petroquímica.

La puesta en servicio, debido al gran número de requisitos y a las duras especificaciones de Repsol, han sido mayoradas en cien horas en la asistencia a las pruebas previas a la energización y en cien horas para la asistencia a la energización. Los viajes nacionales considerados son los aportados por el programa y los días los indicados.

La dirección del proyecto se ha estimado de quince meses con una dedicación aproximada del departamento de proyectos de un cuarenta por ciento. A lo que corresponden un total de cinco viajes aproximados cada tres meses. La jefatura de obra se ha supuesto de seis meses por ser sólo una ampliación. El recurso preventivo seguridad y salud ha sido considerado durante la estancia en obra y se ha supuesto una estancia del personal de seguridad y salud de dos meses en obra y un viaje nacional. La vigilancia se supone solo necesaria durante dos meses.

El módulo de ingeniería se ha considerado que da unos valores correctos calculados.

El departamento de compras invertiría cuatro meses dedicando un cien por cien de su rendimiento. Los avales considerados son de un 2% del total en seis meses como aval de oferta, un 10% en cuatro meses para avalar un pago avanzado, un aval de ejecución de un 10% del valor sobre doce meses y otros doce meses al 10% para un aval de garantía. No se han considerado gastos financieros ni comisiones internas de la empresa.

Las contingencias previstas son de un 1% para la aparamenta e ingeniería, un 3% para estructuras metálicas, montaje y puesta en servicio. El resto de contingencias han sido consideradas de un 2% y unos riesgos del 0,9%.

5

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

5 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Análisis inicial

Después de la simulación de los tres casos, se ha procedido a la comparación de los resultados con las ofertas originales a las que se ha pretendido representar.

Si se estudian solamente los precios finales se puede observar cómo los resultados no distan mucho de las ofertas realizadas para lo mismos casos, con una variación máxima del 3,45%

| Subestación | Desviación respecto a la oferta |
|-------------------|---------------------------------|
| Escatrón - 400kV | 0,68% |
| Beni Saf - 220kV | -3,45% |
| Cartagena - 132kV | -0,96% |

Tabla 5-1 Resultados Generales

Sin embargo, este resultado aparentemente preciso, es un poco engañoso porque, cómo se verá en el análisis por aspectos técnicos, en alguno de los casos, varios diferencias a la alza y a la baja pueden compensarse entre sí. Con el primero de los casos, Escatrón, ya se podía inferir antes de ejecutar la aplicación, que no iba a dar resultados idénticos. Esto es debido a que es una subestación que está caracterizada por tener peculiaridades en casi todos los elementos que se analizan y por tanto se salen del modelo general y mayoritario que es el que se ha intentado simular.

Las otras dos subestaciones, al tener una disposición más general, han permitido que la herramienta se acerque bastante a los resultados deseados obtenidos por la oferta realizada.

5.2 Interpretación de resultados

Lo que básicamente se ha analizado en este epígrafe son las diferencias porcentuales entre cada uno de los aspectos generales de cada instalación, tanto con respecto al mismo aspecto de la oferta original, como con respecto al precio total de la propia oferta original, para así ver de manera clara el peso que ha tenido esa desviación en el total del precio.

En el primero de los casos, como ya se ha comentado, se ha sido consciente del elevado número de particularidades para ver hasta qué punto el programa era capaz de desviarse y en algunos aspectos se han obtenido variaciones ya del orden del 5% sobre el precio total, que no dejan de ser resultados bastante esperanzadores. Pero si se analiza más a fondo entrando en cada aspecto en particular, se ve que estos errores pueden llegar a alcanzar el 25% de variación sobre el aspecto original, pero uno de ellos, en el total de la oferta puede verse amortiguado su efecto por la escala respecto al total.

En los otros dos casos, por menor particularidad de las instalaciones se han obtenido mejores estimaciones llegando a obtener variaciones máximas de uno de los aspectos sobre el coste total estimado menores del 3% y unos resultados en las áreas con particularidades menos pronunciadas bastante satisfactorios.

5.2.1 Escatrón (400 kV)

Los resultados obtenidos en la comparativa de la subestación de Escatrón en 400kV son los siguientes:

| Escatrón | | <i>Porcentajes de coste</i> | |
|-----------------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| | | Diferencia entre apartados | Diferencia respecto al total |
| 1 | Aparamenta | 1,85% | 0,49% |
| 2 | Estructuras metálicas y conectores | 77,79% | 7,71% |
| 3 | Control, Protección, Comunicación | -23,67% | -4,73% |
| 4 | Cableado | -28,37% | -1,38% |
| 5 | Servicios Auxiliares | -25,76% | -1,73% |
| 8 | Montaje y Puesta en servicio | 20,56% | 2,49% |
| 9 | Dirección Proyecto | 24,84% | 0,97% |
| 10 | Ingeniería | -55,71% | -3,28% |
| 11 | Otros Costos | 3,64% | 0,24% |
| 12 | Contingencias | -3,03% | -0,11% |
| Total | | 0,68% | |

Tabla 5-2 Escatrón

En primer lugar se puede observar cómo los resultados del módulo de aparamenta son similares. Esto se debe a que los dispositivos empleados son los mismos y con precios similares, las diferencias estriban en los accesorios añadidos en la oferta real como botellas de gas SF₆ etc..

La estructura metálica presenta unas diferencias más acusadas, la causa es que los pórticos de barras y de línea empleados en la oferta real eran una estructura optimizada con geometría de silla, en la que un solo soporte puede sustentar el acceso a la calle de transformador y a su vez sujetar las barras resultando en total una estructura mucho más ligera. Además el precio empleado para el acero en la oferta del departamento es inferior por motivos de optimización.

Por otro lado, los precios de piezas conectoras y elementos de puesta a tierra son bastante similares.

En control y protección, el valor obtenido por el módulo correspondiente es sustancialmente menor. En este caso, es por otra particularidad de la oferta debido a las peticiones de Enel. Se pedía un sistema redundante de control, y aparte del control de cada bahía con su unidad correspondiente, se había considerado un sistema de control a través de una RTU independiente lo cual distorsiona el precio con respecto al caso general.

Como esta RTU requiere su propio cableado y por tanto se supuso un sistema de señales duplicado, es por ello que el módulo de cableado de la aplicación proporciona un resultado también inferior a lo estimado en la oferta. Además, se requerían un conjunto de señales en el edificio central de la subestación de REE a la que estaba ligada, la cual se encontraba a 750m y que como es lógico, el módulo no ha considerado.

Los servicios auxiliares de la subestación presentan una diferencia por la propia naturaleza del sistema que se había considerado en Escatrón, y es que ésta llevaba un sistema de casetas por módulo que no considera la aplicación. Ésta calcula, debido a una de las restricciones impuestas, que la subestación posee el control, la protección y los servicios auxiliares centralizados en el edificio principal de la subestación y no un sistema basado en casetas distribuidas. La consecuencia es una discordancia, por una parte en el número de cuadros empleado según las directrices de REE en su PIA como se indica en el programa. Y por otra, al haber un número distinto de casetas empleadas, aumenta el número de paneles.

Además, otra parte de la diferencia es el sistema de alumbrado requerido por Enel, el cuál estaba sometido a unos elementos y a unas condiciones de montaje que incrementaba sustancialmente el precio de las luminarias. Por ambos motivos, el programa se ha quedado corto en la estimación de los servicios auxiliares.

El inferior valor de montaje es consecuencia de la diferencia en las estructuras metálicas, ya que éste se estima por kilogramo de acero empleado, y por tanto, queda mayorado el valor inferido por el programa con respecto al de la oferta. Además, las especificaciones de Enel exigían un mayor número de pruebas de puesta en servicio incluso de elementos como seccionadores, las cuales también hacen aumentar la diferencia entre los costes calculados.

La desviaciones de la ingeniería se explican con las horas de ésta que no se han imputado al control adicional con el sistema de RTU ni las correspondientes a la proyección de un interfaz simultáneo con REE y Enel, el cual requiere unas horas de ingeniería y proyecto que no se contabilizan en el caso general. Además de todo esto, las horas de ingeniería se mayoraron por las peculiaridades del cliente.

5.2.2 Beni Saf (220 kV)

Para la subestación de Beni Saf se han obtenido los siguientes resultados:

| <i>Beni Saf</i> | | <i>Porcentajes de coste</i> | |
|-----------------|------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| | | <i>Diferencia entre apartados</i> | <i>Diferencia respecto al total</i> |
| 1 | Aparamenta | -2,20% | -0,60% |
| 2 | Estructuras metálicas y conectores | -16,77% | -2,15% |
| 3 | Control, Protección, Comunicación | 3,54% | 0,40% |
| 4 | Cableado | -24,40% | -1,15% |
| 5 | Servicios Auxiliares | 16,28% | 0,58% |
| 8 | Montaje y Puesta en servicio | 10,31% | 1,35% |
| 9 | Dirección Proyecto | -12,70% | -1,38% |
| 10 | Ingeniería | -2,93% | -0,20% |
| 11 | Otros Costos | -4,18% | -0,21% |
| 12 | Contingencias | -0,55% | -0,01% |
| <i>Total</i> | | <i>-3,45%</i> | |

Tabla 5-3 Beni Saf

Las diferencias de aparamenta no llegan a un 3% debido a que se han considerado los mismos equipos a prácticamente el mismo precio, por tanto no existe apenas variación.

En el caso de las estructuras metálicas, la diferencia estriba en la longitud tomada para los embarrados secundarios. En este caso, por la disposición particular de los transformadores se requería que la acometida a sus bornas fuera por el lado contrario al de la calle de transformación asociada. Esto requería que los conductores fueran elevados por encima de éstos, añadiendo treinta metros adicionales de embarrado por fase. Aparte de esto, los pórticos adicionales que se requieren para la suspensión elevada del conductor no han sido tenidos en cuenta por el módulo.

Realizando un cálculo del sistema de Control y Protección de la subestación por el módulo que no sigue los estándares de REE, se consiguen unos resultados que no se diferencian más que en 3,5%.

El cableado, sin embargo, sí ha resultado sustancialmente menor que el que se ha tenido en cuenta en la oferta. La causa es que en la oferta se incrementó la longitud debido a que no se sabía la situación del edificio de control dentro del parque, así que se optó por no ajustar las distancias para poder cubrir esta incertidumbre a la hora de realizar el proyecto.

Los servicios auxiliares quedan mayorados respecto a la oferta porque el modo de cálculo de la iluminación en el caso de la aplicación considera el montaje de las luminarias (el cual tiene bastante relevancia) en este apartado como parte de la tasa por unidad de área. Sin embargo, en la oferta se ha considerado en el apartado de montaje.

Por otra parte, el montaje a su vez ha quedado por encima del resultado de la oferta en un 10% pero habría que añadir además el montaje relativo a las luminarias. En realidad lo que ha sucedido es que este montaje está calculado como si se desarrollara en España, con salarios y tarifas del país pero este proyecto va a ser realizado en Argelia y por tanto, se ha reducido el coste estimado para optimizar la licitación de la subestación.

El resto de los elementos considerados como ingeniería y los costes financieros dan resultados similares ya que ninguno de ellos presenta particularidades notables.

5.2.3 Cartagena (132 kV)

Los resultados del caso de la subestación de Cartagena son los siguientes:

| Cartagena | | <i>Porcentajes de coste</i> | |
|------------------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| | | Diferencia entre apartados | Diferencia respecto al total |
| 1 | Aparamenta | 1,39% | 0,37% |
| 2 | Estructuras metálicas y conectores | 9,78% | 1,04% |
| 3 | Control, Protección, Comunicación | 12,95% | 0,95% |
| 4 | Cableado | -1,29% | -0,04% |
| 5 | Servicios Auxiliares | 4,71% | 0,07% |
| 8 | Montaje y Puesta en servicio | -0,41% | -0,08% |
| 9 | Dirección Proyecto | 7,60% | 0,93% |
| 10 | Ingeniería | -32,26% | -4,46% |
| 11 | Otros Costos | 15,28% | 0,39% |
| 12 | Contingencias | -4,61% | -0,14% |
| Total | | -0,96% | |

Tabla 5-4 Cartagena

Como viene siendo habitual, las diferencias en la aparamenta son mínimas y por tanto, al ser correcto el número de dispositivos, el resultado es satisfactorio.

En estructuras metálicas hay una leve diferencia que se explica por dos aspectos. Uno de ellos, es que, para la tensión asignada, el programa considera el modelo de calle general como 15 metros, sin embargo, en este caso las calles han sido consideradas de 25 metros de longitud y esto tiene una clara repercusión en el cálculo de los embarrados secundarios. El otro es que para el cálculo de la malla de tierra, en la oferta original no fueron consideradas las tierras superiores y en cambio en el resultado del programa lo único que no ha contabilizado son las tierras inferiores. Por estos motivos la estimación del programa es mayor.

El Control de la subestación se había solicitado con unos armarios de tipo tradicional, por tanto no existe un sistema de control centralizado e integrado de subestación. Estos armarios implican un gran cableado interno que aumenta los precios pero no lo suficiente como para amortiguar este efecto. Además, el sistema de Protección se ha solicitado extremadamente sencillo con unos relés simples de protección que en este caso se han intentado modelar repartiendo éstas en otros multifunción. Este sistema tan simplificado de manera particular es lo que provoca que la estimación del sistema calculado por el módulo sea superior en precio. Por otra parte, se requería ampliar la diferencial de barras, lo que se ha modelado como añadir una sola terminal local.

El cableado se aproxima bastante a la estimación ofertada en la licitación original con una diferencia menor del 2%.

La diferencia básica en los servicios auxiliares es por aproximación en la iluminación, que al ser una tasa por área de parque de subestación, no es del todo exacto pero se puede apreciar que la variación es pequeña.

La estimación del coste del montaje y de la puesta en servicio es bastante correcta ya que presenta una diferencia con la oferta original de menos de un 1%.

La dirección de proyecto también es bastante similar al original pero las diferencias estriban básicamente en entre precios de la oferta y el módulo, viajes, y estancia que han sido consideradas con diferente detalle.

En el caso de Repsol, por el tipo de compañía, y además en concreto, por esta instalación que consiste en la ampliación de una subestación de una industria petroquímica, los protocolos exigidos y la ingeniería asociada hacen que se haya estimado en la oferta original un número mayor de horas que sólo viene asociado a este caso concreto y que explica la diferencia existente en ingeniería siendo la del programa menor que la de la oferta.

5.3 Interpretación global

A modo de evaluación de la herramienta en conjunto, se pueden analizar los resultados obtenidos en los tres casos para cada uno de los apartados:

| <i>Diferencias en apart.</i> | | <i>Porcentajes de coste</i> | | |
|------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|----------|-----------|
| | | Escatrón | Beni Saf | Cartagena |
| 1 | Aparamenta | 1,85% | -2,20% | 1,39% |
| 2 | Estructuras metálicas y conectores | 77,79% | -16,77% | 9,78% |
| 3 | Control, Protección, Comunicación | -23,67% | 3,54% | 12,95% |
| 4 | Cableado | -28,37% | -24,40% | -1,29% |
| 5 | Servicios Auxiliares | -25,76% | 16,28% | 4,71% |
| 8 | Montaje y Puesta en servicio | 20,56% | 10,31% | -0,41% |
| 9 | Dirección Proyecto | 24,84% | -12,70% | 7,60% |
| 10 | Ingeniería | -55,71% | -2,93% | -32,26% |
| 11 | Otros Costos | 3,64% | -4,18% | 15,28% |
| 12 | Contingencias | -3,03% | -0,55% | -4,61% |

Tabla 5-5 Comparativa

Se puede observar cómo los apartados de Aparamenta y Contingencias no requieren mucha mención, ya que dan resultados bastante cercanos a lo ofertado y no tienen tendencia ni a la alza ni a la baja

Las estructuras metálicas, conectores, sistema de puesta a tierra, todos ellos suelen ir acompañadas de bastantes particularidades y aunque en el caso de Escatrón haya habido mucha diferencia, ésta viene explicada por la optimización de los pórticos que se llevó a cabo en la oferta. En el caso de Beni Saf, por los embarrados secundarios con sus estructuras que es otra peculiaridad, pero no se puede decir que el módulo tenga algún comportamiento erróneo apreciable.

El caso del control y la protección también tiene peculiaridades pero explicables de manera sencilla por los elementos diferenciadores que cada una de las subestaciones tiene, en el caso de Escatrón la RTU y en el de Cartagena un sistema simplificado en exceso.

El cableado sí tiene una tendencia a la baja pero es corregible con los factores de distancia que han sido implementados. Aún así, es difícil de cuantificar este factor debido a otras particularidades que tienen las instalaciones en sí.

En el montaje y la puesta en servicio se ha observado también una tendencia a la alza, más notable en el montaje. Es por ello, por lo que se depuraron los datos de horas de montaje diferenciando entre subestaciones de gran tamaño y de pequeño tamaño, pero aún así da unos valores que se pueden considerar algo elevados.

Los precios de la ingeniería del proyecto suelen ser, sin embargo, algo menores de lo estimado en las ofertas. Esto se podría explicar teniendo en cuenta que todas las ofertas han sido llevadas a cabo por empresas que requieren grandes protocolos y proporcionan duras especificaciones y eso hace que se intente prever este efecto antes de la oferta.

Analizando los porcentajes totales de los tres casos, se puede observar como la mayor influencia de las particularidades en el precio final suelen venir por diferencias en los apartados de estructuras metálicas, cableado, montaje y puesta en servicio. El cableado ya se ha comentado que suele dar una medición más baja de lo esperado pero que se puede corregir con un factor de multiplicación así que el elemento más influyente se puede afirmar que es la estructura metálica. Esta a su vez, se debe tener en cuenta que por condicionantes físicos es la que tiene mayor dispersión y particularidades en las mediciones.

5.4 Recomendaciones futuras

Debido a la gran complejidad que caracteriza a las instalaciones que se están analizando, a la gran diversidad de opciones y alternativas al diseñarlas y a la casuística propia de cada caso particular, es difícil conseguir una herramienta que se aproxime de manera precisa al precio final de la subestación. Sin embargo, existen varios aspectos en los que podría profundizarse y mejorar las funciones y el uso de esta herramienta.

En primer lugar, esta herramienta solamente planea parques de subestación bajo tecnología aislada en aire. Sería una ampliación muy interesante el que esta también fuera capaz de calcular todo lo concerniente a instalaciones aisladas en gas como aparata GIS o subestaciones híbridas.

Además el objeto de este proyecto estaba exento del cálculo de las obras civiles incluso para las subestaciones AIS. Se podría completar con un módulo de cálculo que pudiera, manteniendo la filosofía de simplicidad y flexibilidad, poder estimar las obras civiles necesarias a la hora de desarrollar el proyecto.

Por otro lado, el módulo de cableado de esta aplicación utiliza una aproximación no especialmente fina, que es la suposición de un centro de gravedad en distancia promedio de todas las calles. Es decir, calcula el cableado con una distancia promedio, idéntica para todas las calles, que ha de proporcionar el usuario y no siempre es fácil de conocer o estimar. Por ello, otro aspecto con posibilidad de desarrollo es una mejora del módulo de cableado en el que sea éste mismo el que considere distancias entre calles, por ejemplo, con distancias estándar entre módulos.

El asunto de las distancias anterior puede ser uno de los aspectos a mejorar en el módulo de la disposición física, ya que éste, con el mímico podría conocer el número de "elementos" de tamaño variable con la tensión que hay entre dos calles de un mismo embarrado, y por tanto a partir de aquí, sacar tanto nuevas distancias entre bahías como la longitud de las barras principales.

Los servicios auxiliares, el cableado y el sistema de control y protección se han visto influidos por una simplificación hecha en el programa: que todas las funciones quedan concentradas en un edificio de control. Sin embargo, algunas veces, se puede encontrar un sistema de casetas distribuidas por cada bahía las cuales contienen sus propios paneles de servicios auxiliares y los relés correspondientes a dicha calle. Esta disposición no es tenida en cuenta actualmente por la aplicación pero podría en un futuro incorporar implementada esta opción.

Por último, todas aquellas piezas pequeñas que se encuentran en la instalación actualmente se suelen contabilizar como un promedio por unidad de longitud o de alguna manera similar y otras tantas que ni se contabilizan, pero su efecto puede pasar desapercibido, pueden ser añadidas de manera sencilla con los planos de montaje de los dispositivos y así, mejorar con exactitud, no sólo el módulo de piezas metálicas sino el propio de montaje.

5.5 Conclusiones finales

Como conclusión final general se puede decir que a pesar de la complejidad y el tamaño del modelo desarrollado, sigue siendo bastante difícil poder barrer toda la casuística que entraña el proyecto de una subestación y que, a pesar de las aplicaciones desarrolladas, se sigue necesitando la labor del ingeniero que ha de afrontar y resolver las particularidades de cada uno de los casos.

Sin embargo, esta herramienta sirve, como se pretendía en los objetivos, no sólo de ayuda a la hora de obtener un precio estimado de la instalación, sino como guía para ayudar al ingeniero tanto a analizar todos los aspectos y valores de un proyecto, como para saber, con un precio inicial, si merece la pena trabajar y desarrollar una futura oferta más detallada para el proyecto en cuestión.

Independientemente de los resultados, la herramienta es a su vez un buen programa de cálculo, que en cada uno de sus módulos, puede resolver algún problema concreto en poco tiempo cuando sea necesario; y además, también es una gran base de datos en la que se tienen concentrados en un mismo archivo tanto un listado de precios como mediciones y datos necesarios para los cálculos.

Por último, se ha alcanzado satisfactoriamente la flexibilidad requerida en el programa, sobre todo cuando está destinado al cálculo de unas instalaciones tan variables como son las subestaciones eléctricas. Y habiendo tomado esta filosofía, se puede analizar cómo la herramienta permite modificación de datos, precios y mediciones; posibilidad de ejecutar cada módulo por separado dando libertad absoluta de si se desean utilizar o no y, finalmente, ofreciendo una sencilla manera de modificar los resultados obtenidos por el programa si se desea.

6

BIBLIOGRAFÍA.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [ABBC04] Curso de Introducción al diseño de Subestaciones Eléctricas.
- [GREM01] ABB Switchgear Manual
- [ABBT06] ABB Transformers Brochure
- [ABBT06] ABB On-Load tap-changers Brochure
- [ABBG04] ABB GIS ELK-0 Brochure
- [ABBG04] ABB GIS ELK-14 Brochure
- [ABB01] ABB PASS M0
- [ABB03] ABB Live Tank Breakers
- [ABB03] ABB High Voltage Surge Arresters
- [ABB06] ABB High Voltage Outdoor Measuring Transformers

Anexos

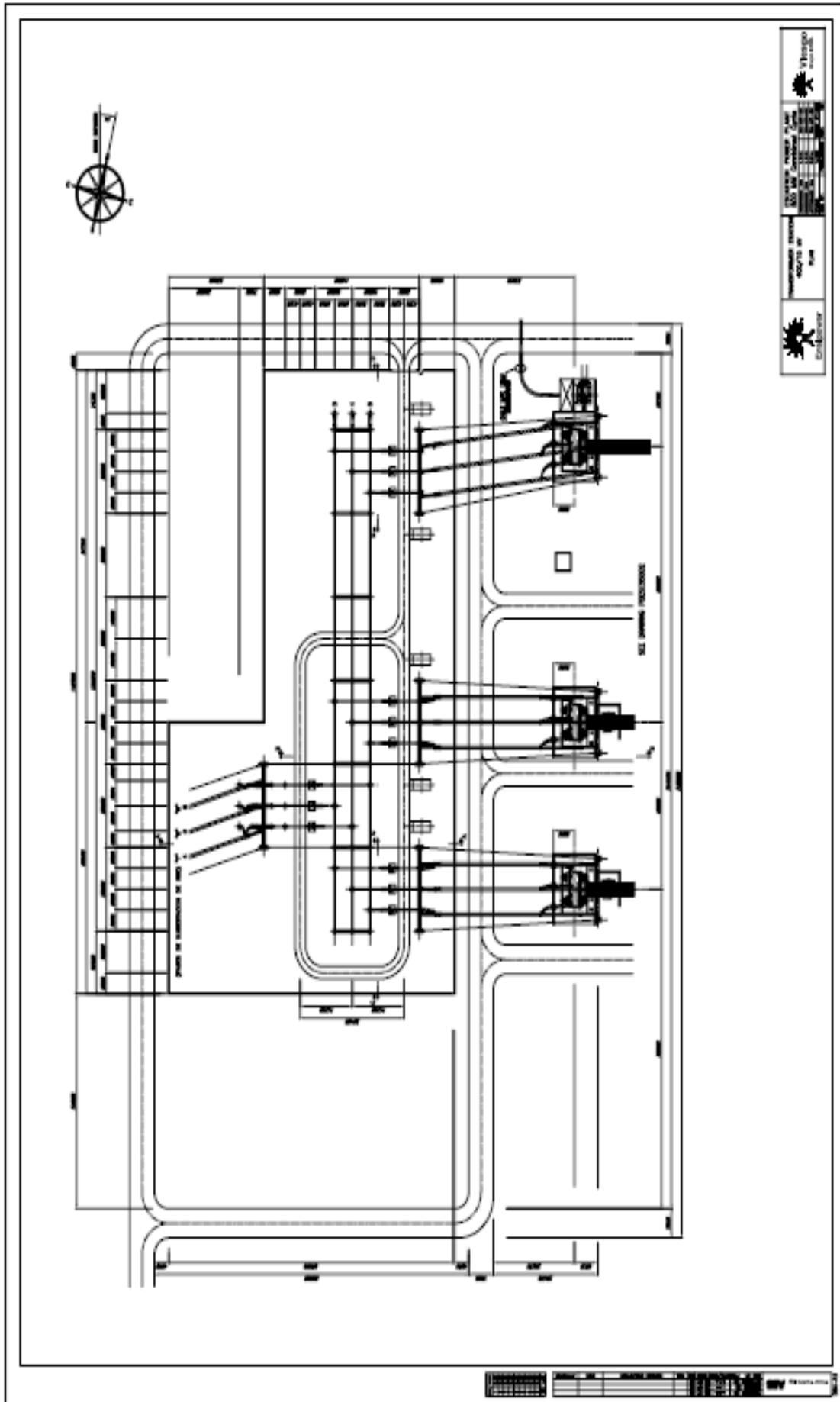
A

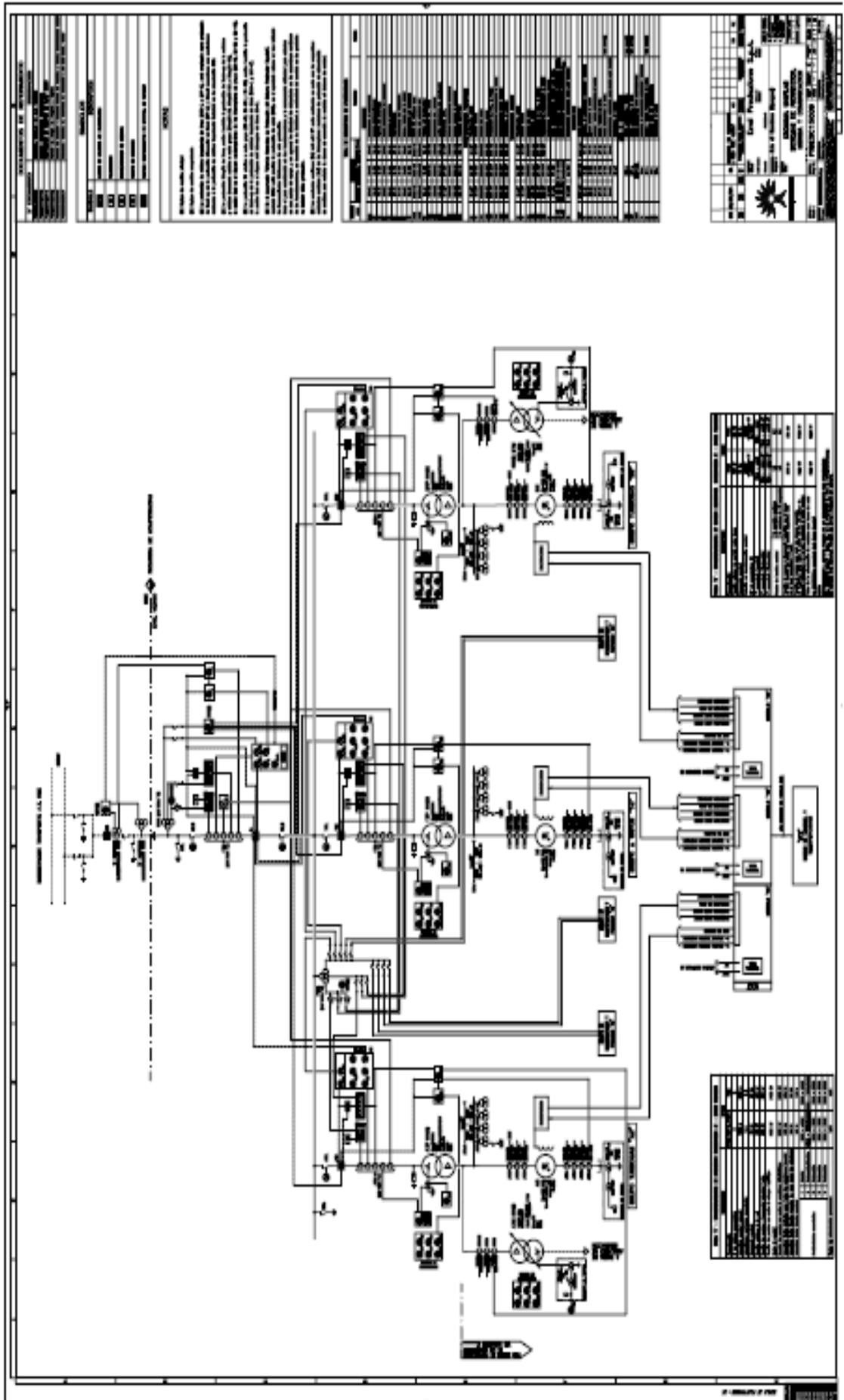
SUBESTACIÓN DE ESCATRÓN

A SUBESTACIÓN DE ESCATRÓN

A.1 Planos

En este anexo se incluyen los planos tanto de planta como el unifilar de la subestación de Escatrón de Enel en Huesca





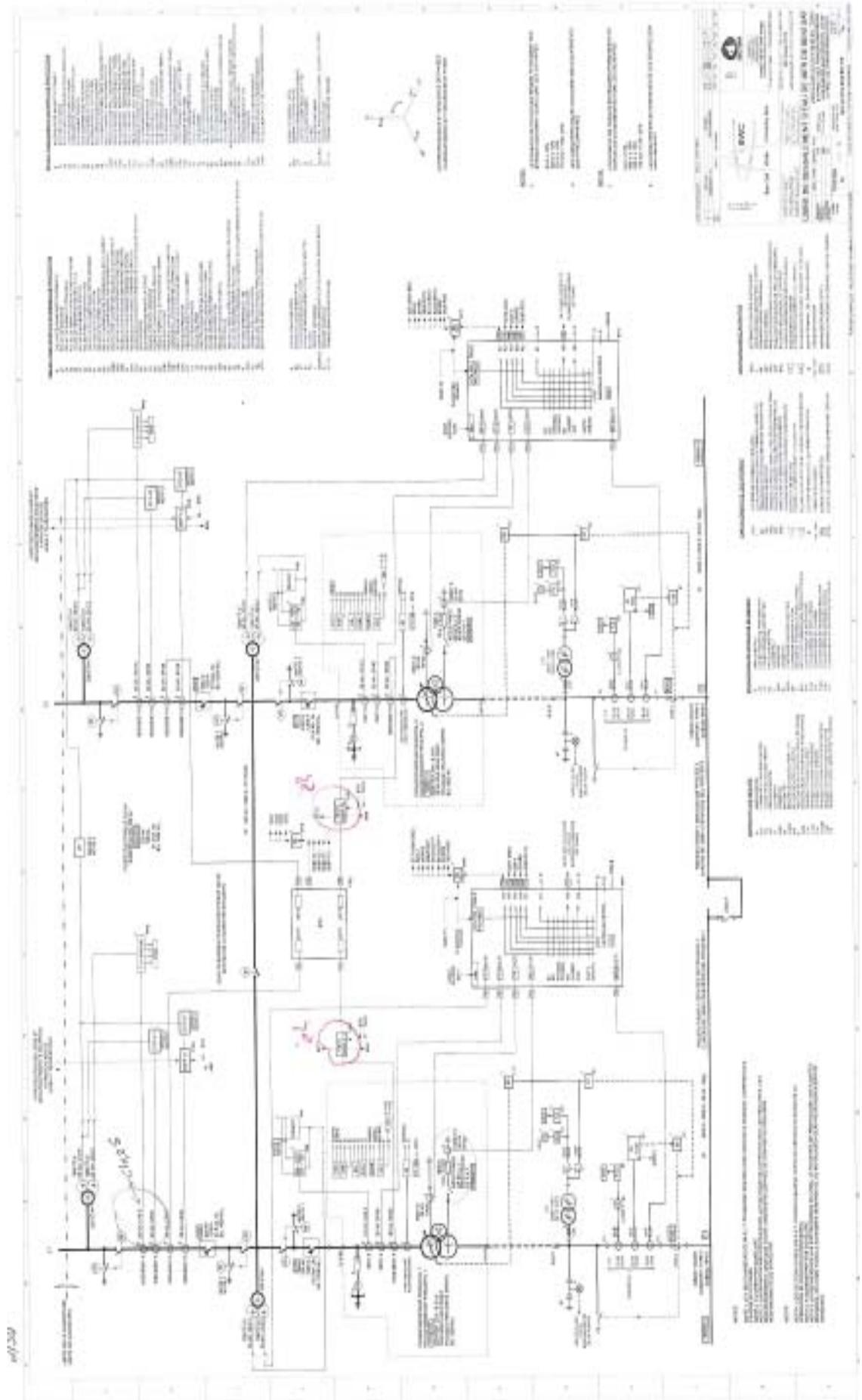
B

SUBESTACIÓN DE BENI SAF

B SUBESTACIÓN DE BENI SAF

B.1 Planos

En este anexo se incluyen los planos tanto de planta como el unifilar de la subestación de Beni Saf de Geida en Argelia



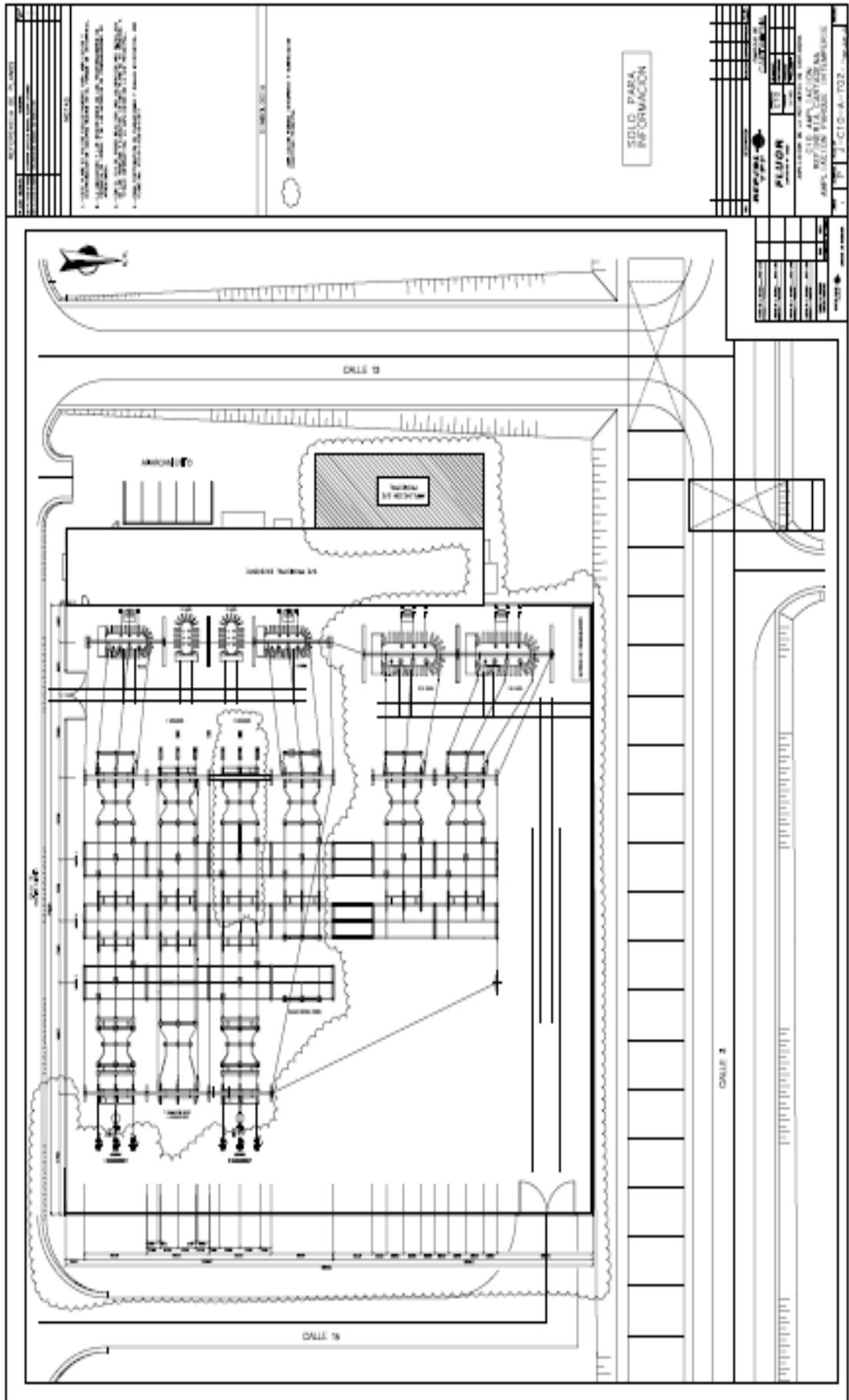
C

SUBESTACIÓN DE CARTAGENA

C SUBESTACIÓN DE CARTAGENA

C.1 Planos

En este anexo se incluyen los planos tanto de planta como el unifilar de la subestación de Cartagena de Repsol en Murcia



| | |
|----------------|---------------|
| NO. CANTONALES | NO. DE LINEAS |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |

NOTAS:
1- VERIFICAR EL ESTADO DE LOS EQUIPOS.
2- VERIFICAR EL ESTADO DE LOS CABLES.
3- VERIFICAR EL ESTADO DE LOS AISLANTES.
4- VERIFICAR EL ESTADO DE LOS CONTACTOS.
5- VERIFICAR EL ESTADO DE LOS INTERRUPTORES.

ESCALA: 1:1000

SECCION PARA INFORMACION

| | |
|----------------|---------------|
| NO. CANTONALES | NO. DE LINEAS |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |

PROYECTO DE SUBESTACION DE CARTAGENA
CALLE 12
CALLE 13
CALLE 3

