

Resumen

El proyecto final de carrera se desarrolla en la sección eléctrica de la empresa “SENER Ingenierías y Sistemas” situada en Barcelona. Esta sección es especialista en electrificación y energía de sistemas ferroviarios y realiza proyectos de tranvía, metro, ferrocarril y tren de alta velocidad, entre otros.

El proyecto final de carrera trata del dimensionado técnico y económico de un sistema ferroviario. Según la distancia de los lugares a conectar, el número de pasajeros a transportar, el presupuesto a considerar y la realización técnica, el trabajo consiste en el estudio de detalle de la mejor solución técnica y económica que SENER podría proponer.

En resumen, el objetivo del proyecto es, según la instalación a proyectar, desarrollar un manual en donde, para alternativas equivalentes en términos de fiabilidad, se obtenga una orientación de la solución óptima técnica y económicamente.

La metodología que seguirá el proyecto son la recopilación y la comparación de proyectos anteriores, el análisis de la fiabilidad de un sistema ferroviario y un estudio de simulaciones para la comparación de las alternativas que SENER podría proponer a sus clientes.

Los resultados consisten en la presentación en el manual de las mejores alternativas para cualquier caso que se pueda presentar dando la máxima calidad en los diseños que realice SENER.





Tabla de contenido

RESUMEN	1
PREFACIO	5
1. INTRODUCCIÓN	6
2. GENERALIDADES	7
2.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	7
2.2. CRITERIOS GENERALES DE EXPLOTACIÓN EN TRANVÍAS Y METROS	8
2.3. EL TRANVÍA.....	9
2.3.1. <i>Características básicas de un tranvía</i>	9
2.3.2. <i>Suministro en energía de la catenaria</i>	10
2.3.3. <i>La catenaria</i>	10
2.3.4. <i>Análisis de los antecedentes</i>	11
2.3.5. <i>Comentario de la tabla comparativa</i>	14
2.4. EL METRO	14
2.4.1. <i>Características básicas de un metro convencional</i>	14
2.4.2. <i>Suministro en energía de la catenaria</i>	15
2.4.3. <i>Catenaria rígida o tercer carril</i>	15
2.4.4. <i>Tabla comparativa</i>	17
2.4.5. <i>Comentario de la tabla comparativa</i>	19
2.5. LA SUBESTACIÓN	19
2.5.1. <i>Suministro en energía de la subestación</i>	19
2.5.2. <i>Descripción de un subestación de tipo RENFE</i>	20
2.5.3. <i>Transformador con tres arrollamientos</i>	26
2.5.4. <i>Rectificador doble alternancia trifásico</i>	27
3. METODOLOGÍA GENERAL DE CÁLCULO	29
4. ESTUDIO DE FIABILIDAD	29
4.1. HIPÓTESIS DE CÁLCULO	29
4.2. ALTERNATIVAS ESTUDIADAS	31
4.2.1. <i>Vías Unidas</i>	31
4.2.2. <i>Vías separadas</i>	33
4.2.3. <i>Un transformador y tres feeders</i>	35
4.2.4. <i>Dos transformadores y tres feeders</i>	36
4.2.5. <i>Un transformador y cinco feeders</i>	38
4.2.6. <i>Dos transformadores y cinco feeders</i>	39
4.2.7. <i>Tres transformadores y tres feeders</i>	40
4.3. CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO DE FIABILIDAD	41
5. STELEC	42
5.1. MODELIZACIÓN	42
5.2. MÉTODO DE CÁLCULO STELEC	43
5.3. COMENTARIOS.....	44
6. COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS EN CASOS REALES (STELEC)	45
6.1. HIPÓTESIS	45
6.2. CONFIGURACIONES.....	45
6.3. CÁLCULO DEL NÚMERO DE SUBESTACIONES	46
6.4. CÁLCULO DE LA FIABILIDAD EQUIVALENTE DE TODA LA LÍNEA.....	46
6.5. CRITERIO GENERAL DE LA RED DE TRACCIÓN	47
6.6. GRÁFICOS LOGRADOS CON STELEC	49
6.7. TRAMO DEL TRANVÍA DE ORAN (ARGELIA)	50
6.7.1. <i>Simulaciones Caso A</i>	50
6.7.2. <i>Simulaciones caso B</i>	58
6.7.3. <i>Simulación caso D</i>	61
6.7.4. <i>Simulación caso G</i>	62
6.7.5. <i>Tabla recapitulativa de las simulaciones</i>	64



7. ESTUDIO ECONÓMICO.....	64
7.1. COSTE DE INSTALACIÓN.....	64
7.1.1. Colección de los costes.....	64
7.1.2. Ejemplo de cálculo del coste en el caso A (un grupo).....	65
7.1.3. Ejemplo de cálculo del coste en el caso D (dos grupos).....	67
7.1.4. Ejemplo de cálculo del coste en el caso G (tres grupos).....	68
7.1.5. Conexión a la compañía.....	68
7.1.6. Servicios auxiliares.....	69
7.1.7. Sistema de gestión de la energía.....	69
7.1.8. Tabla y gráfico recapitulativos.....	69
7.2. COSTE DE EXPLOTACIÓN.....	73
7.2.1. Definición.....	73
7.2.2. Cálculo.....	73
7.3. CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO ECONÓMICO.....	75
8. CONCLUSIÓN.....	77
8.1. CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO.....	77
8.2. CONCLUSIONES PERSONALES.....	77
8.3. RECOMENDACIONES-TRABAJOS FUTUROS.....	78
9. ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL.....	79
9.1. EFECTOS SOBRE LA SALUD VINCULADOS A LOS CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS.....	79
9.1.1. Prologo.....	79
9.1.2. Concepto de campo electromagnético.....	79
9.1.3. La legislación Española.....	80
9.1.4. Conclusiones de la investigación científica sobre los campos baja frecuencia.....	81
9.1.5. Aplicaciones ferroviarias.....	83
9.2. EFECTOS SOBRE LA SALUD VINCULADOS AL RUIDO EMITIDO POR LOS TRANSFORMADORES.....	86
9.2.1. Introducción.....	86
9.2.2. Normativa.....	86
9.2.3. Conclusión.....	86
9.3. REQUERIMIENTOS A CUMPLIR POR LA OBRA CIVIL.....	87
9.3.1. Parque exterior.....	87
9.3.2. Parque interior (en el interior de un edificio).....	89
10. VISITA DE LA SUBESTACIÓN “ARC DE TRIOMF”.....	90
10.1. FOTOS.....	90
10.2. CONCLUSIÓN DE LA VISITA.....	93
AGRADECIMIENTO.....	94
BIBLIOGRAFÍA.....	95
LIBROS.....	95
ARTICULOS.....	95
PUBLICACIONES.....	95
MATERIAL INFORMÁTICO.....	96
MATERIAL OBTENIDA DE LA RED.....	96
ANEJOS.....	97



Prefacio

El objeto del proyecto final de carrera es obtener un método para ayudar los ingenieros de SENER en la fase del diseño de la red de electrificación de los sistemas de tranvía y metro.

El papel del trabajo es realizar un manual que optimice las alternativas posibles para el suministro en energía de la línea.

De hecho, cada vez que un nuevo proyecto de tranvía o metro se presenta, los ingenieros se basan sobre su propia experiencia y conocimiento para proponer alternativas de diseño. Este manual debería optimizar este proceso de diseño según un análisis de los antecedentes, el nivel de fiabilidad y el coste de inversión de cada opción. Así, debería permitir mejorar tiempo, calidad y coste en la fase de dimensionado de la electrificación del sistema ferroviario.



1. Introducción

El proyecto final de carrera cuenta con los cuatro objetivos siguientes:

- 1) Definir las características básicas de la instalación a diseñar

En primer lugar, consiste en la definición del sistema a proyectar y el estudio de sus características básicas. Por ejemplo, si el sistema a estudiar es un tranvía, es definir la tensión (750Vcc), caracterizar el sistema de catenaria (trolley sin sustentador)...En segundo lugar, se efectuara un análisis de los antecedentes basada sobre la experiencia de SENER en el sector de los metros y tranvías.

- 2) Analizar la fiabilidad del sistema energía ferroviaria

Una vez definido el modelo a estudiar, es plantear las diferentes alternativas (las que se utilicen habitualmente en el caso del sistema ferroviario estudio) y por lo tanto analizar las diferentes alternativas de un punto de vista general, haciendo un estudio comparativo de fiabilidad. El objetivo de este estudio es asegurar que las alternativas consideradas se puedan considerar equivalentes en términos de fiabilidad, y así se acotan las alternativas a estudiar económicamente.

- 3) Realizar simulaciones a fin de observar en casos reales el comportamiento de las alternativas

En esta parte, se utiliza el programa de simulaciones STELec de SENER. El papel de estas simulaciones es determinar si las alternativas planteadas, por un mismo nivel de fiabilidad, son viables en casos reales y optimizar en consecuencia el dimensionado de las instalaciones. Este estudio debe permitir la realización de la última parte que toma en consideración además los costes de inversión de las instalaciones.

- 4) Optimizar económicamente

En primer lugar, consiste en la búsqueda de los precios de los componentes que constituyen el sistema de electrificación. En segundo lugar, estudiar los costes de instalación y explotación a fin de poder sacar conclusiones económicas sobre las alternativas planteadas.



2. Generalidades

2.1. Antecedentes históricos

A comienzos del siglo XXI, los Metros y los ferrocarriles de alta velocidad son las ramas de mayor crecimiento de la industria ferroviaria. Es un hecho evidente que la alta velocidad ferroviaria está cambiando de forma acelerada tanto las costumbres de los ciudadanos y sus formas de viajar como las propias políticas de transporte de la Unión Europea.

Más importante aún es el fenómeno del desarrollo de los metros y ferrocarriles urbanos y suburbanos en las últimas décadas. Desde finales del siglo XIX, el continuo aumento en la población de ciudades como París, Nueva York y otras, y la congestión de tráfico que sufrían en sus centros urbanos, forzó a la construcción de los primeros metros del mundo. Hoy, el continuado crecimiento de las ciudades y el simultáneo aumento de los automóviles privados llevan a la construcción de metros como única solución para muchas de ellas. En la siguiente tabla puede verse el acelerado ritmo de construcción de metros en el mundo, década a década, desde el primer metro de Londres en 1863. Desde la segunda guerra mundial en 1945, se han puesto en servicio en todo el mundo dos nuevos metros cada año.

Tabla 2.1: “Ferrocarriles metropolitanos” de M.M. Maynar y F.J.G. Fernández (2002)

Metros del Mundo. Apertura cada década		
De	a	Número
1860	1870	1
1870	1880	0
1880	1890	0
1890	1900	5
1900	1910	5
1910	1920	3
1920	1930	2
1930	1940	2
1940	1950	1
1950	1960	9
1960	1970	10
1970	1980	29
1980	1990	29
1990	2000	21
Total en 1999		117



2.2. Criterios generales de explotación en tranvías y metros

Las empresas ferroviarias metropolitanas, bien se trate de metros puros, metros ligeros (definición en anejo) o tranvías, se encuentran frente a la continua competencia del transporte por carretera. Es por ello que el número de viajeros a transportar, o en muchos casos a convencer de que el transporte ferroviario metropolitano es más rápido, seguro y económico que el transporte por vehículo de explosión en superficie, es un reto permanente. Ahora bien, dicho reto no solo debe abordarse desde la concepción simplista de la prestación de un servicio social. Este servicio no debe ser solo eficaz para sus usuarios, sino lo mas económico posible para la sociedad que, de una o otra forma, suele colaborar en su implantación y en su mantenimiento.

La diferenciación de los principales sistemas de transportes tiene en sus límites inferior y superior dos claras fronteras: el autobús y el ferrocarril de cercanías. Entre estos dos sistemas aparecen sistemas de transporte como el tranvía, el metro ligero y el metro pesado, con zonas comunes, en donde no existen criterios claramente diferenciadores entre unos y otros sistemas. El siguiente gráfico (figura 2.2) se ha realizado en un proceso de refundición de diversos catálogos, artículos técnicos y definiciones particulares de algunas Administraciones.

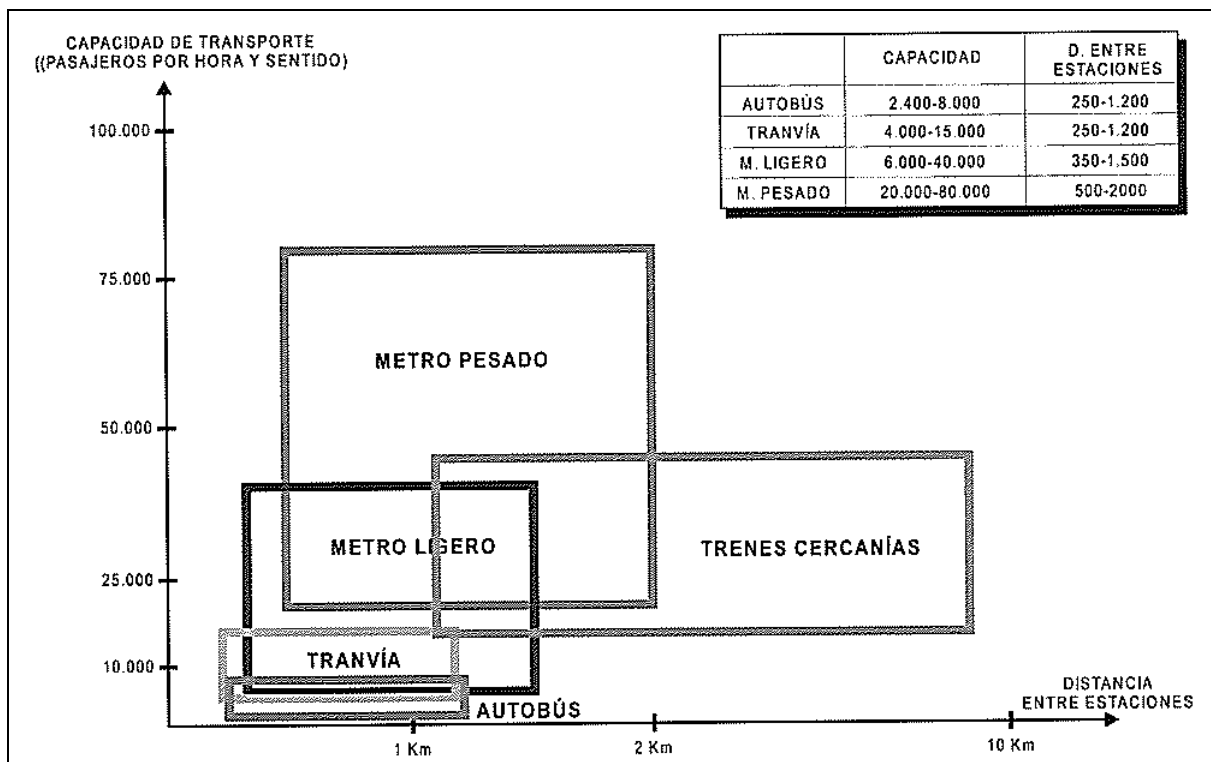


Figura 2.2: “Ferrocarriles metropolitanos” de M.M. Maynar y F.J.G. Fernández (2002)



2.3. El tranvía

2.3.1. Características básicas de un tranvía

Los tranvías son trenes ligeros de superficie que circulan en áreas urbanas, en las propias calles, con o sin separación del resto de la vía ni senda o sector reservado. En algunos casos la plataforma del tranvía puede cubrirse de césped, integrándola aún más al paisaje urbano.

En general, los tranvías utilizan un carril especial, denominado carril de garganta. Esto permite pavimentar a ambos lados de los carriles y hasta su nivel superior, para hacer posible la circulación de los automóviles y peatones, manteniendo un espacio del lado interno destinado pestaña de las ruedas del material rodante. Cuando van por una vía separada del tránsito automóvil, pueden utilizar el mismo tipo de carriles que los trenes (aunque no es necesaria la misma sección y peso por metro lineal, debido a la ligereza del material rodante tranviario).

La energía eléctrica la captan de un cable conductor aéreo, a través del pantógrafo, aunque existen algunos que lo toman de un tercer carril, y el circuito eléctrico se cierra a través de los carriles, como se explica posteriormente.

Ventajas del tranvía

- No hay los consumos asociados a una instalación subterránea (ventilación, ascensores, escalador mecánico, etc.)
- En comparación con el metro, la construcción de su infraestructura es más económica
- Mejor accesibilidad debido a que no hay escaleras para llegar a los andenes y además hay tranvías de “Piso Bajo”, que permite ahorrar tiempo en las paradas, aumentando la velocidad comercial.

Inconveniente del tranvía

- Problemas con el tráfico viario al compartir calzada i/o cruces.



2.3.2. Suministro en energía de la catenaria

Las líneas de tranvía se alimentan, en general, a una tensión de 750 Vcc. La red de subestaciones de tracción es la encargada de transformar y rectificar la alta tensión alterna de suministro en tensión continua de 750 Vcc, para posteriormente distribuirla al sistema de catenaria.

La tensión en la catenaria debe ser dentro de los límites admisibles según la norma EN 60163:

- Tensión nominal: 750 Vcc
- Tensión mínima: 500 Vcc
- Tensión máxima: 900 Vcc

2.3.3. La catenaria

La corriente proveniente de la Subestación alimenta al tren por la catenaria y retorno a la subestación es a través del carril (vía).

En sistemas tranviarios, la catenaria es del tipo trolley que se compone de 1 o 2 hilos de contacto sin sustentador (ver foto 2.3.3.2 y comparar con foto 2.3.3.1). El trolley debe ser ligero y con un bajo impacto visual, por lo que se integra en entornos urbanos.



Foto 2.4: Catenaria convencional

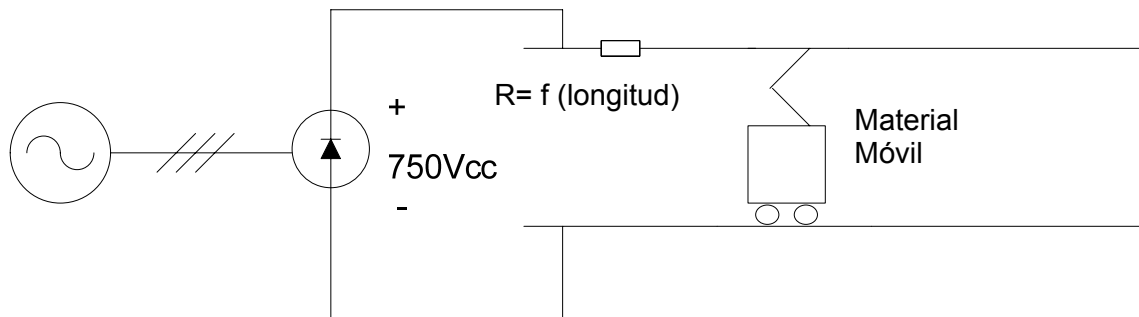


Foto 2.5: Trolley del tranvía de Montpellier

La catenaria, compuesta por los elementos de suspensión y un hilo de contacto (con o sin regulación automática de la tensión mecánica) esta alimentada desde un feeder a una



tensión de tracción a 750Vcc. El circuito se cierra a través de los carriles de rodadura. Podemos ver lo sobre el esquema siguiente:



Esquema 2.6: Modelización eléctrica

Las suspensiones del hilo de contacto se realizan de forma independiente, en su mayoría a través de equipos de ménsula tubular de acero.

En aquellos puntos donde las características del trazado por las condiciones propias de la calzada, no se puedan instalar los equipos de ménsula referenciados, se opta por la suspensión de la línea a través de pórticos flexibles o funiculares. Tanto estos como toda clase de diversidad de amarre a través de prolongaciones de amarre o riostras, se pueden realizar mediante cable sintético dieléctrico.

Asimismo, en sistemas tranviarios, existe la posibilidad de anclar, mediante cables, los sistemas de suspensión a las fachadas de los edificios a lo largo del trazado.

2.3.4. Análisis de los antecedentes

Para entender todos los componentes de una instalación tipo tranviaria, se empieza por analizar varios antecedentes.

Los proyectos anteriores estudiados son:

- Tranvía de Vitoria
- Metro ligero de Sevilla
- Metro ligero de Málaga
- Tranvía de Parla



- Metro ligero Colonia Jardín-Boadilla del Monte
- Tranvía de Oran (Argelia)

Este estudio se basa sobre seis lecturas de proyectos anteriores. Las características que se comparan en la siguiente tabla son las más interesantes para la optimización del estudio de subestaciones:

- Tensión del anillo de alimentación de las subestaciones (explicado en la parte 2.5.1)
- Longitud total del trazado
- Distancia media entre subestaciones
- Potencia del grupo transformador-rectificador
- Frecuencia de trenes
- Descripción de la catenaria

Tabla comparativa 2.7: Tranvías



	Tensión del anillo (kV)	Longitud total (m)	Número de subestaciones	Distancia entre subestaciones	Potencia del grupo transformador-rectificador	Frecuencia de trenes	Catenaria
Tranvía de Vitoria	30	8000	4	2000m	3 de 2x1000kVVA+1 de 3x1000kVVA	6 min	Hilo de 150 mm ² +feeder de acompañamiento de 400 mm ² de aluminio de aislado
Metro ligero de Sevilla	20	18987	5	3797m	4 de 2250kVVA+1 de 2x1000kVVA	4 min	hilo de 150 mm ² +feeder de 630mm ²
Metro ligero de Malaga	20	10250	4	2562m	3 de 2x1000kVVA+1 de 3x2250kVVA	3 min	2 hilos de 150 mm ² Hilo de 150 mm ² +feeder de acompañamiento de 630 mm ² de aluminio
Tranvía Parla	20	8440	3	2813m	2 de 1000kVVA+1 de 2x1000kVVA	10 min	Hilo de 150 mm ² + feeder de acompañamiento de aluminio 630mm ²
Metro ligero Mintra (Madrid)	15	13460	8	1683m	7 de 1000kVVA+1 de 2x1000kVVA	6 min	Hilo de 150 mm ² + 2 feeders de acompañamiento de 300mm ²
Tranvía Oran	10	17500	10	1750m	9 de 1000kVVA+1 de 2x1000kVVA	3 min	Hilo de 150 mm ² + 2 feeders de acompañamiento de 300mm ²



2.3.5. Comentario de la tabla comparativa

El termino “metro ligero” aparece en esta tabla, cuyo una definición se encuentra en anejos (A.1). Asimismo, una definición de la palabra feeder aparece en anejos (A.2).

El metro ligero es un tranvía con tramos subterráneos. En los casos de los metros ligeros de Sevilla, Málaga y Madrid (Mintra), en dichos tramos se instala catenaria rígida con una sección del hilo de contacto de $1 \times 107 \text{ mm}^2$ y una sección equivalente de cobre del conjunto aluminio-cobre, es decir el hilo de contacto más su soporte de: 1515 mm^2 .

Se constata que cada sistema es diferente, dando lugar a una elevada heterogeneidad.

Sin embargo, es posible concluir similitudes o diferencias.

Aparecen dos configuraciones de catenaria. Puede ser un hilo de contacto con un feeder de acompañamiento o dos hilos de contacto. En general, depende de los requisitos eléctricos. La primera solución es la más utilizada, en general, debida a la necesidad de la mejor integración urbanística.

La frecuencia de trenes varía entre 3 y 10 minutos. El tranvía de Parla que tiene una frecuencia de 10 minutos tiene tan solo 3 subestaciones, por una potencia de de los grupos transformador-rectificador de 1000kVA que también es poco. Es la demanda menor que hace bajar los requisitos de potencia sobre la línea.

La potencia de los grupos transformador-rectificador de línea toma dos valores, 1000 kVA y $2 \times 1000 \text{ kVA}$.

Intervienen, asimismo, otros factores, como son los requerimientos del cliente, la facilidad o dificultad para ubicar las subestaciones en zonas urbanas densamente pobladas y la disponibilidad de la compañía eléctrica.

Las distancias entre subestaciones fluctúan entre 1500 y 4000m.

2.4. El metro

2.4.1. Características básicas de un metro convencional

Los metros convencionales son trenes que circulan en áreas urbanas, subterráneos. Tienen mayor capacidad y velocidad en relación al tranvía. La energía eléctrica la toman de un conductor aéreo, a través del pantógrafo o sino de un tercer carril.



2.4.2. Suministro en energía de la catenaria

La alimentación de los metros se hace con tensiones entre 750Vcc y 3000Vcc, aunque en general un valor estándar ampliamente utilizado son los 1500Vcc.

La red de subestaciones de tracción es la encargada de transformar y rectificar la alta tensión alterna de suministro en tensión continua para posteriormente distribuirla al sistema de catenaria o tercer carril.

2.4.3. Catenaria rígida o tercer carril

Catenaria rígida:

Se compone de un perfil conductor metálico (foto 2.8). Sus ventajas son:

- Gran sección conductora (no feeders de acompañamiento)
- Instalación sencilla
- Mantenimiento reducido
- Mayor resistencia mecánica, menos incidencias



Foto 2.8: Catenaria rígida (estación Plaza España – Barcelona)



Tercer carril:

El tercer carril (foto 2.9) es un conductor con un perfil en acero laminado. La conexión se hace gracias a un brazo fijado al tren y una zapata, atada al brazo y que se desliza sobre un tercer carril. La tecnología del tercer carril tiene las ventajas y los inconvenientes siguientes:

Ventajas

- Elevada rigidez mecánica

Inconvenientes

- Riesgo de electrocución
- Problemas estaciones/ pasos a nivel
- Gran afectación a tareas de mantenimiento en vía

El circuito esta cerrando gracias al corriente de retorno a través de los carriles de rodadura, como en el caso del tranvía.



Foto 2.9: Tercer carril (metro de Ámsterdam)



2.4.4. Tabla comparativa

Esta tabla comparativa se basa sobre los proyectos siguientes:

- Metro de Argel
- Metro de Santiago de Chile
- Metro de Bilbao
- Metro de Barcelona (todas las líneas)

Una particularidad es añadida en comparación con la tabla comparativa, es la tensión de alimentación de la catenaria que puede variar (no es el caso para un tranvía). La frecuencia de trenes no aparece porque varía mucho según la hora del día. Sin embargo, la frecuencia mas elevada es de 3 minutos entre cada tren (hora punta).

Tabla comparativa 2.10: el metro



	Tensión de acometida (kV)	Tensión alimentación	Longitud total (m)	Número de subestaciones	Potencia del grupo transformador-rectificador	Catenaria	Distancia entre subestaciones
Metro de Argel	30	750V	9 590	11	10 de 2x2250kVA+1 de 3x2250kVA	Tercer carril	871m
Metro Santiago de Chile L5	20	750V	13500	?	Grupos de 2x2250kVA	Tercer carril	
Metro de Bilbao L2	30	1500V	12600	3	3 de 2250kVA	Catenaria rígida: sección equivalente del conjunto aluminio-cobre 1400mm ² + hilo de contacto 153 mm ²	4200m (no seguro)
Metro de Barcelona L1	25	1500V	20662	7 (9 SE-10 trenes mas)	2250kVA	Catenaria rígida (Longitud del galbo: 120mm)	2592m
Metro de Barcelona L2	25	1200V	12115	4	2250kVA	Catenaria rígida (Longitud del galbo: 120mm)	3029m
Metro de Barcelona L3	25	1200V	15560	6	2250kVA	Catenaria rígida (Longitud del galbo: 120mm)	2593m
Metro de Barcelona L4	25	1200V	16393	5	2250kVA	Catenaria rígida (Longitud del galbo: 120mm)	3279m
Metro de Barcelona L5	25	1200V	16155	6	2250kVA	Catenaria rígida (Longitud del galbo: 120mm)	2693m
Metro de Barcelona L9	30	1500V	42 000	17	17 de 2x2250kVA	Catenaria rígida de 2200 mm ² Al+107mm ² Cu (sin refuerzos)	2470m



2.4.5. Comentario de la tabla comparativa

Se puede ver sobre esta tabla que las tensiones de los anillos varían entre 20kV y 30 kV. Eso depende sobretodo de la compañía que suministra la electricidad.

Las tensiones de alimentación de los metros de Argel, de Santiago de Chile y también de Madrid son de 750 Vcc.

La potencia de los grupos transformador-rectificador varían de 2250kVA a 2x2250kVA.

El tercer carril es utilizado en los metros de Argel y Santiago de Chile. No es la causa de la alimentación a 750 V de los trenes.

La distancia entre subestaciones fluctúa entre 2500m y 3500m. El caso del metro de Argel es un caso particular.

A partir de estos antecedentes, se constata que no hay reglas particulares para determinar las diferentes configuraciones de electrificación de sistemas ferroviarios. Eso depende de las empresas elegidas por el contratista del proyecto, el trazado de la línea, el emplazamiento de la misma, la empresa explotadora, etc. hecho que hace aún mayor la necesidad de un estudio al respecto.

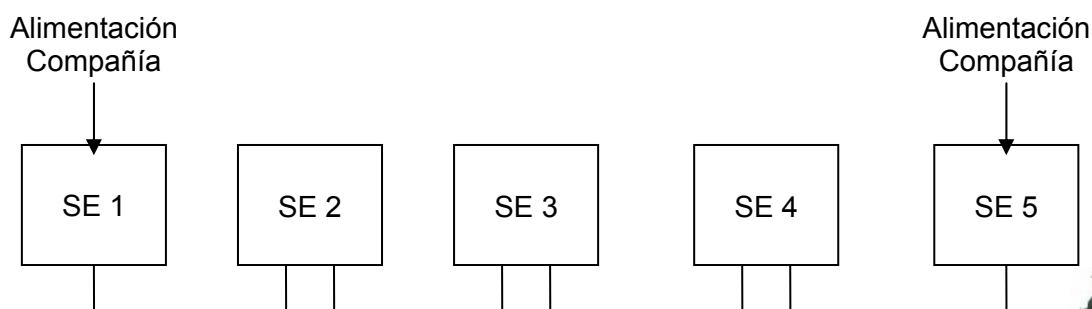
2.5. La subestación

2.5.1. Suministro en energía de la subestación

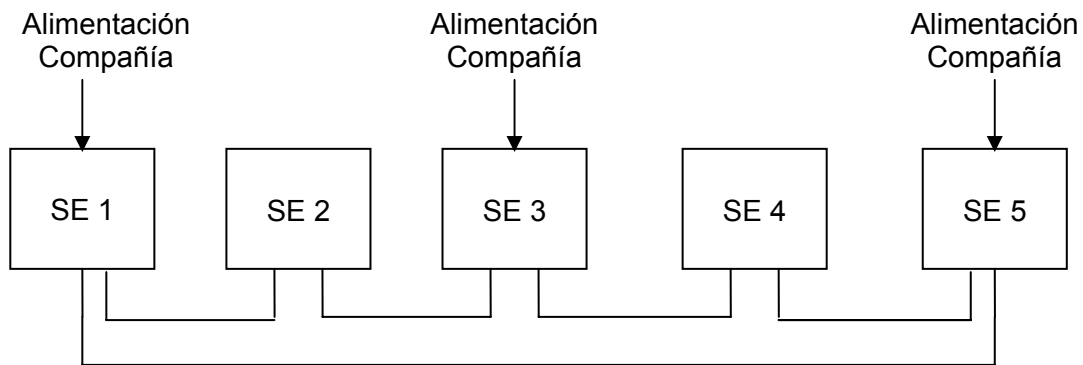
La red proporcionará la potencia eléctrica necesaria, en unos niveles de tensión adecuados, para alimentar al material móvil que circule por la línea. El suministro eléctrico a las subestaciones, en general, se realiza a través de una red en media tensión, a una tensión entre 10 y 30 kV. El objetivo principal es, según los diferentes tipos de suministro, lograr un nivel óptimo de fiabilidad y coste.

La red puede ser de diferentes tipologías; dependiendo de las características de cada instalación y las ubicaciones posibles de SE y acometidas, hay que estudiar cada caso en particular.

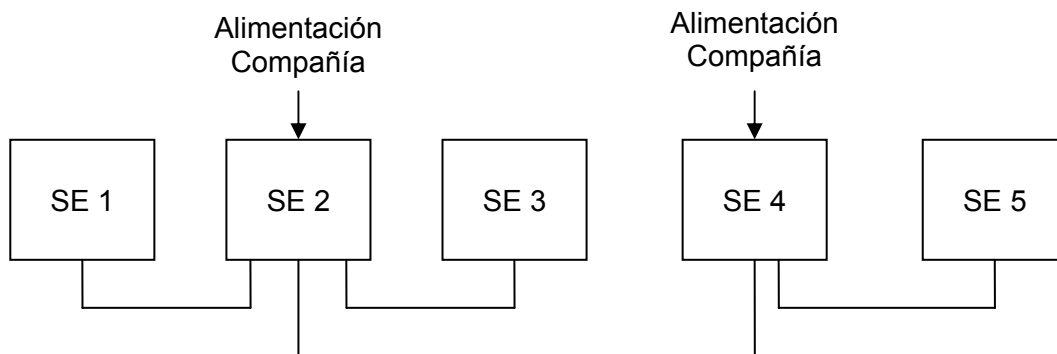
Anillo abierto alimentado desde 2 extremos:



Anillo cerrado alimentado desde 3 puntos



Otros posibilidades:



Tres parámetros de selección entran en juego:

- La fiabilidad
- Las tarifas eléctricas que son inversamente proporcionales al nivel de tensión. Es decir que cuanto más elevado es el nivel de tensión comprado a la compañía eléctrica, menor es el precio de la electricidad.
- El coste de inversión: Para niveles de tensión más elevados, la inversión en la compra de equipo será mayor.

Un diseño óptimo consiste en elegir el mejor compromiso entre todos estos factores, teniendo en cuenta que el coste de explotación es menos elevado pero el coste de inversión al inicio es más elevado.

2.5.2. Descripción de un subestación de tipo RENFE

Esquema explicativo 2.11:



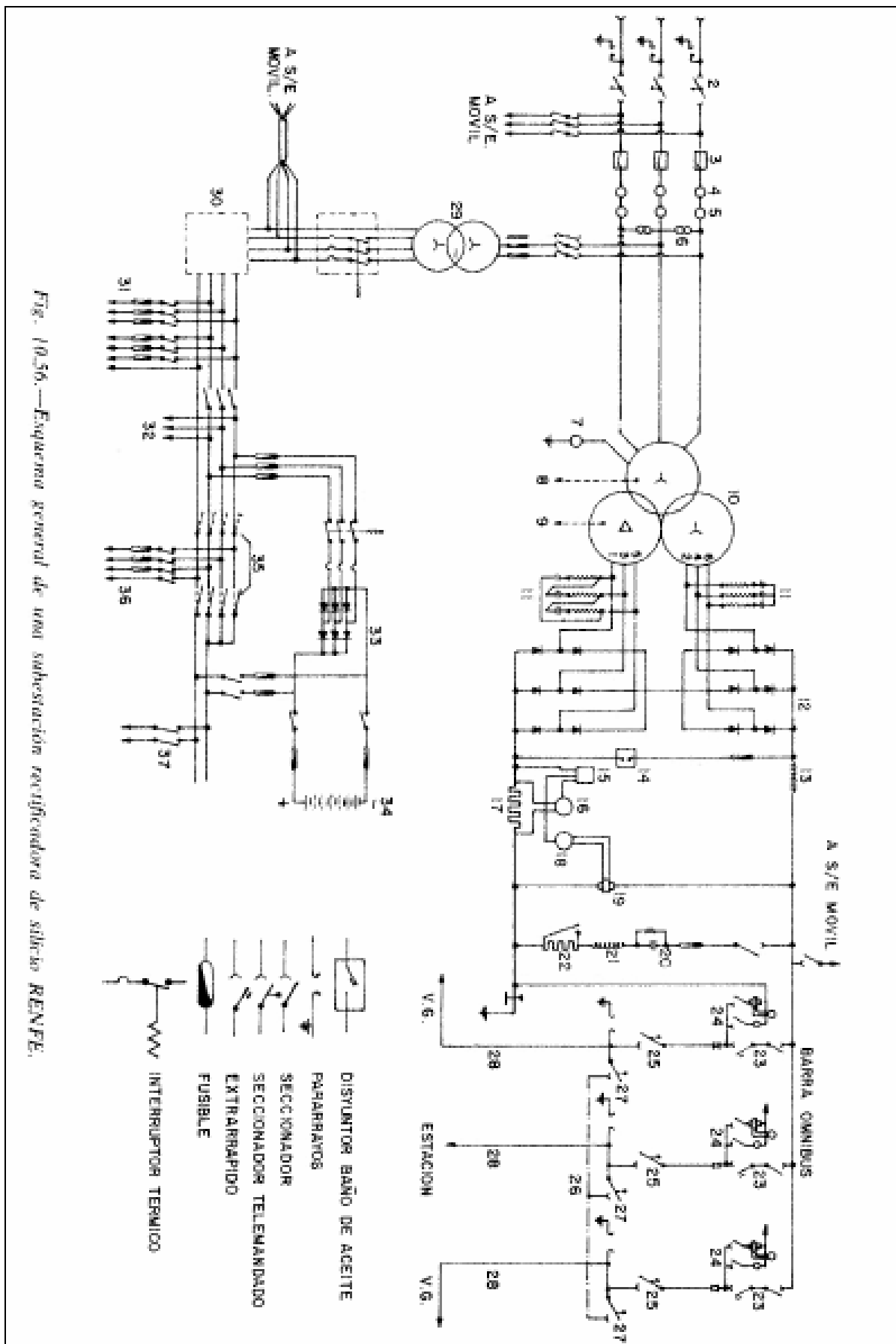


Fig. 10.56.—Esquema general de una subestación rectificadora de sílva RENFE.



Todos los comentarios y números se refieren al esquema explicativo 6.2.

- Llegada de la línea AT con los pararrayos (1) y los seccionadores de línea (2).
- Interruptores de reducido volumen de aceite (3) de la subestación con sus transformadores de protección contra sobrecorrientes (4). Pueden existir dos juegos de interruptores, uno de llegada de la línea y otro específico para el grupo cuando hay o se prevén para el futuro dos o más líneas de llegada o dos o más grupos rectificadores.
- Equipo de medida compuesto por un juego de transformadores de intensidad (5) y otro de tensión (6), con sus salidas en el secundario conectadas a los contadores y demás aparatos de medida.
- Acometida para servicios auxiliares de los después se hablara.
- Transformador del grupo rectificador (10) con dos secundarios conectados, uno en estrella y otro en triángulo, consiguiendo dos sistemas trifásicos desfasados entre ambos 30°. Además tiene:
 - Protección de cuba (7). Si alguna espira toca la cuba queda conectada a tierra y al producirse la descarga a tierra actúa la protección, ordenando la apertura de los interruptores (3).
 - Termómetro (8); en un primer límite de temperatura alta, da una señal de alarma y en otro posterior, da orden de apertura al interruptor (3).
 - Relé Bulchoz (9); si hay un cortocircuito entre espiras, descargas, se produce calor y, en consecuencia, gases en el aceite. Al subir estos al depósito de expansión, actúan sobre el relé dando éste un aviso; si el volumen de los gases es mayor o se produce una brusca presión, da la orden al relé de apertura a los interruptores (3).
- Entre el transformador de grupo (10) y los rectificadores (12), se colocan unos dispositivos de protección contra sobretensiones, que consisten en un filtro RC (11) en cada una de las seis "fases" de salida del transformador.
- El rectificador (12) consta de dos puentes trifásicos conectados en serie. A continuación y en el lado de c.c se coloca un circuito de protección contra sobretensiones (14) con un fusible. Este circuito puede establecerse a base de un descargador, o como en el lado de alterna, a base de resistencias y condensadores.



- A continuación de se coloca la bobina de aplanamiento (13) que normalmente se sitúa en la salida positiva (+ 3000V).
- El equipo de filtrado de armónicos de un circuito resonante LC constituido por una bobina de núcleo ajustable (21) y condensadores (20). Existen dos circuitos resonantes, uno a 600 Hz y otro a 1 200Hz; en paralelo con ellos se coloca la resistencia de carga de condensadores.

En serie con el circuito anterior se coloca la resistencia limitadora de carga (22), con un contacto en paralelo actuado por un relé temporizado. La misión de esta resistencia es limitar la corriente de carga de los condensadores al poner en servicio el grupo rectificador. Al cabo de un tiempo queda punteada la resistencia (22) por el contacto, y el equipo de filtrado funciona ya normalmente.

- Equipo de medida constituido por un vatímetro (15), un amperímetro (16) y un voltímetro (18). Están alimentados por un transductor de tensión (19) y un shunt o un transductor de intensidad (17).
- Las salidas de continua, feeders, constan de un extrarrápido (23) con un seccionador de aislamiento conectado a la barra general y un seccionador de feeder (25). Además, hay en cada salida un equipo de medida de intensidad, así como equipos de protección (24), de los que se tratara posteriormente.
- Antes de la salida de los feeders esta situada la barra de by-pass (26), con los seccionadores de by-pass (27). La misión de esta barra es la de poder alimentar con un extrarrápido, dos o mas feeders cuando por avería o revisión hay algún extrarrápido fuera de servicio. Esto se consigue abriendo el seccionador (25) del extrarrápido fuera de servicio y cerrando dos seccionadores (27), así se consigue alimentar el feeder que esta sin extrarrápido. Estos aparatos se encuentran en el pórtico de salida de feeders para alimentar ya la línea de contacto.
- De la acometida ya citada de servicios auxiliares se alimenta el transformador (29), mediante un juego de seccionadores y fusibles. A la salida ya en baja tensión se dispone un relé magnetotérmico de protección de los circuitos de baja.
- Para medida se dispone de voltímetro y amperímetro (30).
- De la conducción general de baja tensión se derivan tomas para calefacción, fuerza y alumbrado (31), alimentación de relés de grupo y alta tensión (32) y cargador de



batería (33). Este último, carga la batería (34) utilizada para alimentar los servicios auxiliares en continua. Estos son la alimentación de los seccionadores de salida y by-pass (37), y el alumbrado de emergencia (36), que aun cuando normalmente se alimenta de alterna, en el caso de falta de suministro, lo hace con continua mediante el conmutador encerrojado (35).

La alimentación en continua del mando de los seccionadores de salida presenta la ventaja de poder maniobrar con el by-pass, en el caso de falta de tensión alterna y establecer una puesta en paralelo que permita disminuir las caídas de tensión cuando la subestación esté fuera de servicio.

- Como ya se indicado anteriormente cada salida de feeders posee equipos de protección tanto para desconexión como para conexión. Para desconexión son cuatro, dos de los cuales son funciones del propio extrarrápido y para conexión son dos.

Los equipos de desconexión son:

- Por sobrecarga. El propio extrarrápido posee una bobina recorrida por la intensidad conducida por el feeder, que crea un campo magnético de sentido contrario al creado por la bobina de mantenimiento. Cuando la intensidad alcanza un cierto valor, se produce la apertura por máxima intensidad del extrarrápido.
- Por crecimiento rápido de intensidad. En paralelo con la bobina de apertura citada anteriormente hay un shunt magnético que provoca la desconexión, cuando existen incrementos bruscos de intensidad. Dada su escasa sensibilidad, solo detecta corto circuitos próximos a la subestación.
- Protección contra cortocircuitos lejanos. Existen varios sistemas pero todos se basan en la medición de la velocidad de crecimiento de la intensidad ($\partial i / \partial t$) inicialmente o con una cierta temporización, combinada con la amplitud de la intensidad. Provoca la desconexión del extrarrápido.
- Relé de puesta a tierra; este dispositivo es común a todos los extrarrápidos y detecta pasos de intensidad desde las armaduras de los extrarrápidos a tierra, provocando la desconexión de la subestación, tanto en c.c. como en c.a.

Antes de la conexión de un extrarrápido un equipo de prueba de línea realiza automáticamente la comprobación de la catenaria.

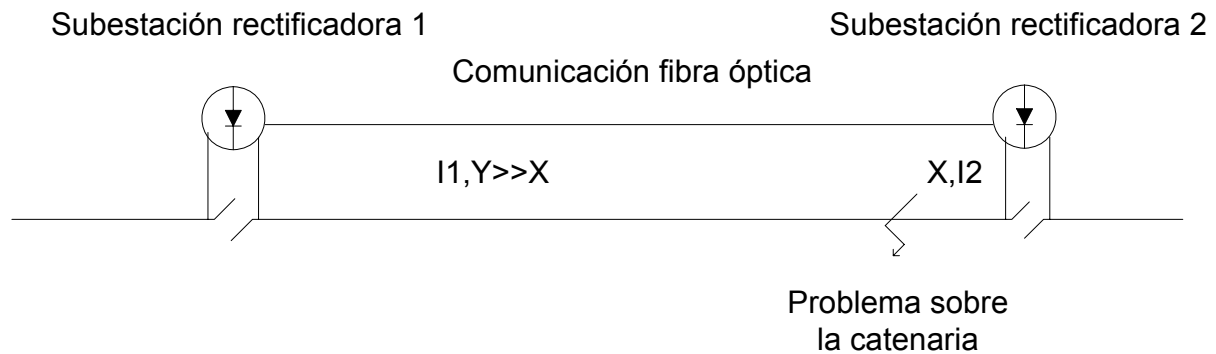


Se compone de:

- Equipo de prueba de diferencia de tensión; si entre la catenaria y la barra ómnibus existe una diferencia de tensión mayor que una previamente ajustada, impide la conexión del extrarrápido correspondiente.
- Equipo de prueba de cortocircuitos; si este equipo detecta una resistencia entre catenaria y carril, inferior al valor que supone el máximo consumo posible de un tren frente a la subestación, impide el cierre del extrarrápido correspondiente.

Arrastre entre subestaciones colaterales:

Puede producirse una avería sobre la catenaria a proximidad de una subestación, por ejemplo la subestación 2.



Subestación 2: La resistencia X es pequeña por que el problema sobre la catenaria se produce cerca de ella.

Así, la expresión de la intensidad I_2 es,

$$I_2 = \frac{V}{R} = \frac{750}{X(\text{pequeña})} \quad (\text{Eq. 2.1})$$

Y así, I_2 sube (orden de magnitud: kA)

La subestación 2 ve directamente que hay una sobreintensidad sobre la catenaria y se desconecta de este tramo de catenaria.

Subestación 1: La resistencia Y es elevada por que el problema sobre la catenaria se produce lejos de ella.



$$I_1 = \frac{V}{R} = \frac{750}{Y(elevada)} \quad (\text{Eq. 2.2})$$

Y así, I_1 disminuye (orden de magnitud: A)

La subestación 1 no ve que hay un problema sobre la catenaria por que hay siempre corriente que pasa y no se desconecta. Entonces, las subestaciones colaterales necesitan una comunicación de algún tipo, por ejemplo con un cable de fibra óptica, para que si una desconecta “arrastre” a la colateral.

En la entrada de la línea de alta tensión, en los servicios auxiliares y, por ultimo, en la salida de continua, se prevén disposiciones que permitan instalar una subestación móvil que sustituya a la fija, en caso de avería de esta; prácticamente el efecto que produce es el de shuntarla.

Este plano, de 1980, tiene la ventaja de describir todos los elementos de la subestación de manera precisa y así podemos entender su funcionamiento. En la actualidad, la tecnología permite agrupar en una misma cabina diferentes componentes mencionados previamente, y asimismo hay otros que han sido substituidos tecnológicamente utilizando mucha más electrónica.

2.5.3. Transformador con tres arrollamientos

En muchos casos, el tipo de transformador que utilizamos en las subestaciones de tracción tiene 3 arrollamientos: un primario y dos secundarios. El tipo de transformador mas desarrollado es el transformador con dos arrollamientos.

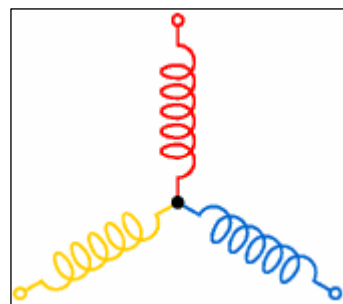
Instalamos transformadores con tres arrollamientos para mejorar la calidad de la tensión continua a la salida. Con este sistema en vez de tener seis mitades de senoide por periodo, tenemos doce. Así la calidad del aplanamiento es mucho mejor.

La conexión del primario a la alta tensión se hace es una conexión en estrella. Los dos secundarios son en conexión estrella y triangulo.

Propiedades de la conexión en estrella:

Intensidad de fase = Intensidad de línea

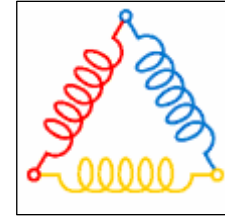
Tensión de línea = $\sqrt{3}$ x Tensión de fase



Propiedades de la conexión en triángulo:

Tensión de línea = Tensión de fase

Intensidad de línea = $\sqrt{3}$ x Intensidad de fase



Una propiedad comprobada por el transformador es:

$$N_1 i_1 = N_2 i_2 + N_3 i_3 \quad (\text{Eq. 2.3})$$

Con,

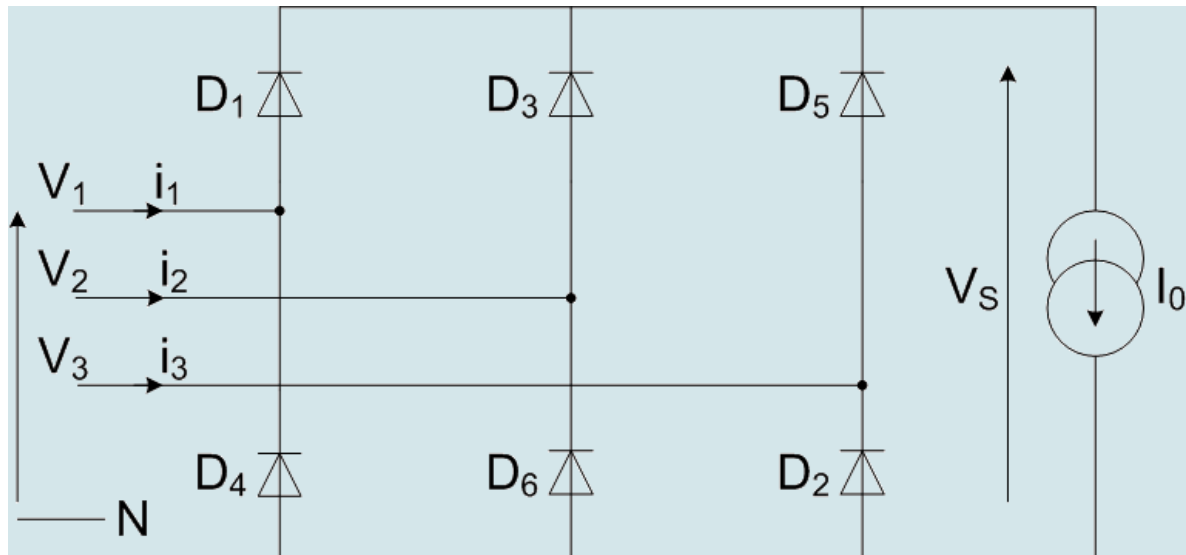
i_1 , i_2 , y i_3 : Intensidades respectivamente del primario, del secundario 1 y del secundario 2.

N_1 , N_2 y N_3 : Número de vueltas de espiras por metro.

La potencia nominal del primario es la suma de las potencias nominales de los secundarios.

2.5.4. Rectificador doble alternancia trifásico

Utilizamos en subestaciones el puente de Graëtz trifásico con diodos.



Las tensiones V_1 , V_2 y V_3 son las tensiones entre fase y neutro de valor eficaz V .

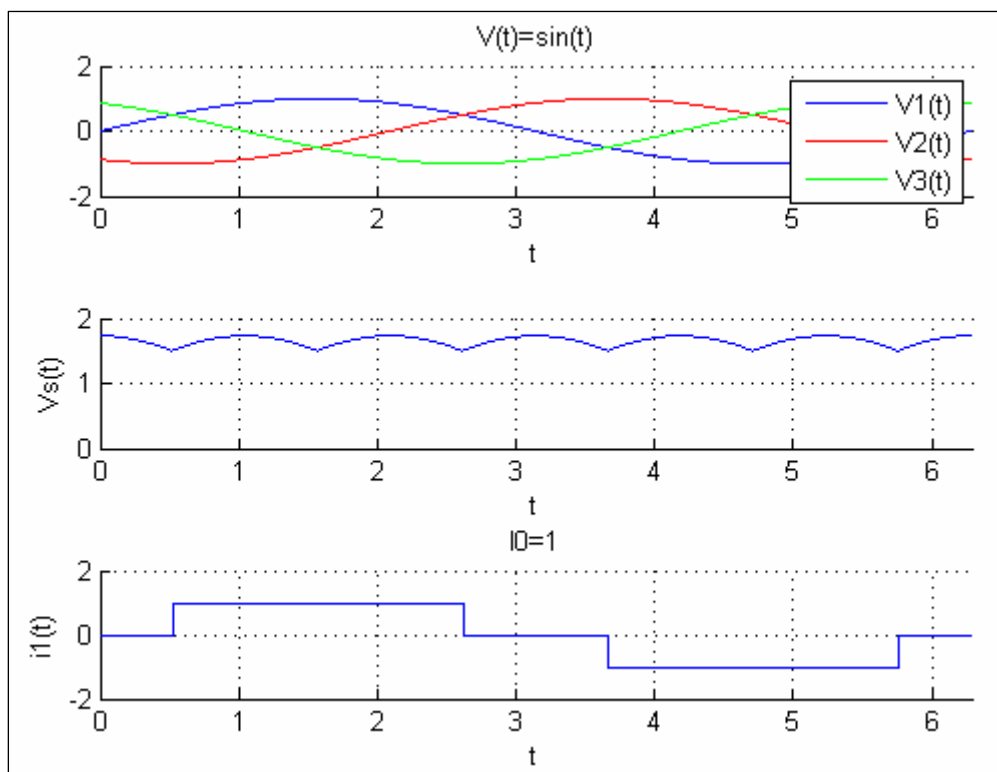
Los diodos conducen en estos casos:



Diodos	1,6	1,2	3,2	3,4	5,4	5,6
Tensión de salida	U_{12}	U_{13}	U_{23}	U_{21}	U_{31}	U_{32}

La tensión de salida tiene porciones de sinusoides de valor eficaz $V\sqrt{3}$. La tensión de salida tiene un periodo de $T/6$.

Las curvas que logramos son de esta forma:



Así, como en nuestro caso tenemos dos puentes de Graëtz, logramos un periodo de $T/12$ finalmente.



3. Metodología general de cálculo

Este apartado tiene el papel de explicar todo el proceso de cálculo desarrollado en los apartados posteriores.

En primer lugar, considerando las tasas de fallo de cada componente de una subestación, se calcula la fiabilidad de las alternativas de configuración de subestación que pueden ser instaladas.

En segundo lugar, después el cálculo de fiabilidad de cada red de subestaciones a fin de asegurarse que se estudia alternativas de un mismo rango de fiabilidad, se hacen las simulaciones correspondientes mediante el programa STELec, un dimensionado de las redes asociados a las alternativas de subestaciones (uno, dos o tres grupos transformador-rectificador) para un caso concreto (en este proyecto se ha tomado el tranvía de Oran en Argelia).

En tercer lugar, se hace, a partir de los costes de cada componente y las tarifas de electricidad, los cálculos de los costes de instalación y de explotación de cada configuración. Se hace este estudio teniendo en cuenta tres posibilidades (subestaciones enterradas, de superficie y enterradas y de superficie).

Todos los resultados que se logran para un trazado y condiciones particulares (como es el tranvía de Oran) pueden ser transpuestos para otros proyectos de tranvía y ampliados a proyectos de metro, en fases posteriores.

4. Estudio de fiabilidad

Para conseguir hacer un estudio de la optimización del diseño de subestaciones para la alimentación de sistemas de tracción eléctrica, es necesario comparar alternativas con un nivel de fiabilidad equivalente.

Es la comparación de estas alternativas que es presentada en este apartado

4.1. Hipótesis de cálculo

La primera consideración a tener en cuenta es que en un proyecto de construcción de tranvía o metro, por lo general no se fija un nivel mínimo de fiabilidad de la instalación. Es necesario conseguir el mejor nivel de fiabilidad con la inversión dedicada a la parte de electrificación del proyecto.



El ciclo de vida útil a considerar para el estudio de fiabilidad es de 25 años. En efecto, los fabricantes de los equipamientos electrotécnicos instalados cambian de catálogo cada 15 años y así de producto. Y, pueden suministrar piezas de recambio durante 10 años después del fin de la comercialización del equipamiento. Entonces, un ciclo de vida de 25 años parece satisfactorio.

Además, se supone una tasa de fallo constante para cada equipamiento, que los problemas de cableado o de conexiones entre equipamientos son despreciables y también que un fallo de un componente no desencadena el fallo de un otro en la subestación (independencia de los sucesos).

A fin de simplificar los cálculos, los componentes del sistema se suponen no reparables.

Los cálculos de fiabilidad se realizan según la norma internacional de la comisión electrónica internacional CEI 61078 (Técnicas de análisis de la confiabilidad, método del diagrama de bloques de la fiabilidad). El resumen de fórmulas se encuentra en Anejo.

Las tasas de fallos se han extraído de la publicación "Reliability Prediction of electronic equipment" (MIL-HDBK-217F) y de la publicación "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems" (IEEE Std 493-1997).

Así, las tasas de fallo de los componentes son los siguientes (en fallos/año):

- Pararrayos: $\lambda_p=0.03$
- Interruptor automático: $\lambda_{IA}=0.003$
- Seccionador de protección de transformador : $\lambda=0$
- Transformador (MT/BT): $\lambda_T=0.0059$
- Rectificador: $\lambda_R=0.0038$
- Seccionador de protección de rectificador: $\lambda=0$
- Interruptor automático extrarrápido: $\lambda_{IAE}=0.003$
- Seccionador de feeder: $\lambda_{SF}=0.0061$
- Seccionador de conmutación: $\lambda_{SC}=0.0061$
- Seccionador de by-pass: $\lambda_{BP}=0.0061$



Las tasas de fallo de los seccionadores de protección son considerados nulas porque son solamente utilizados por los operadores de reparación o mantenimiento para aislar los equipamientos conectados a la AT cuando operan, simplificando así el cálculo.

Los grupos transformador-rectificador pueden tener diferentes potencias: 1000kVA, 2250kVA y 3300kVA. Las fuentes (IEEE Std 493-1997 y MIL-HDBK-217F) no hacen diferencias entre ellas para la determinación de las tasas de fallo y así se puede realizar la hipótesis que la tasa de fallo de los grupos transformador-rectificador no cambia para la conversión MT a BT según la potencia.

4.2. Alternativas estudiadas

4.2.1. Vías Unidas

Hay dos maneras de suministrar energía a la catenaria desde las celdas de feeder (celdas que contienen el interruptor extrarrápido y el seccionador de feeder): las “vías unidas” y las “vías separadas”. Se describen, a continuación, las dos alternativas con una alimentación a un transformador.



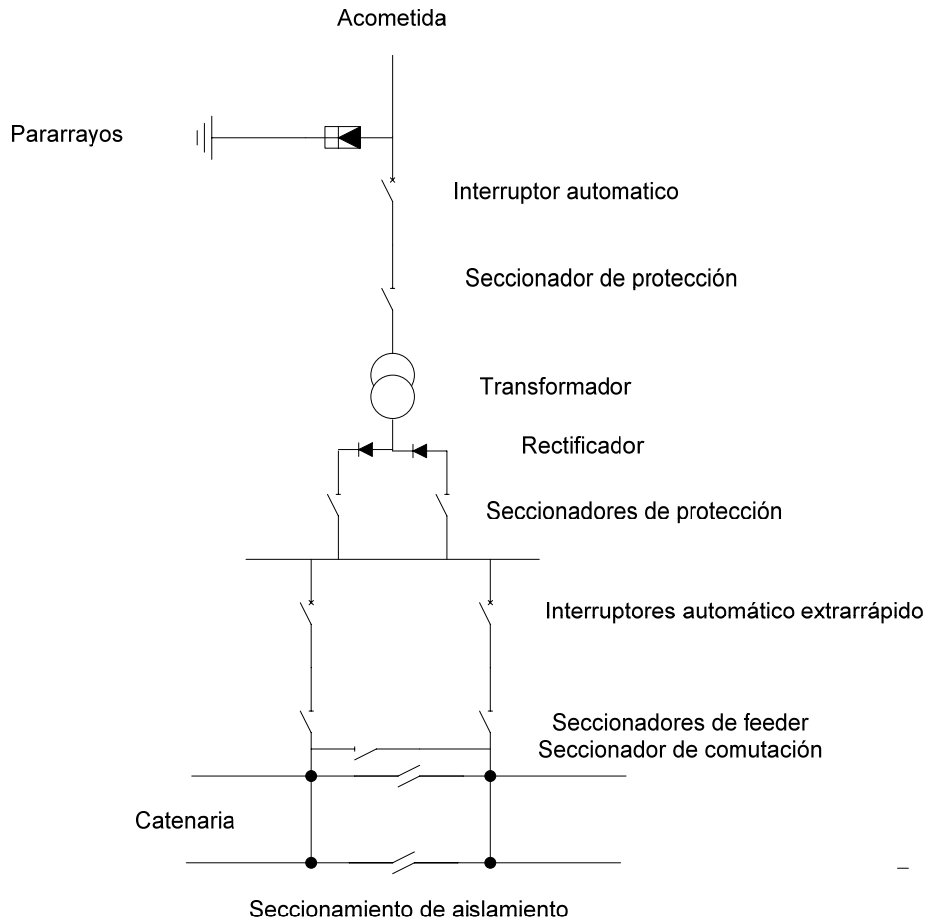


Figura 4.2.1: Vías unidas, Esquema subestación

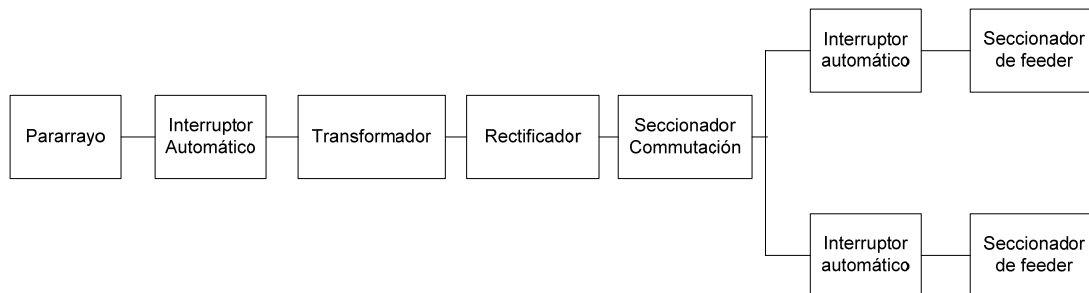


Diagrama de bloques 4.2.1: Vías unidas

Cálculo Vías Unidas:

El detalle del cálculo, según el diagrama, es el siguiente:

$$\lambda_{TotalSerie} = \lambda_p + \lambda_{IA} + \lambda_T + \lambda_R + \lambda_{SC}$$

$$\lambda_{TotalSerie} = 48,8 \cdot 10^{-3}$$



$$R_{Paralelo} = 1 - (1 - R_{Ecuivalente})^2$$

$$R_{Ecuivalente} = e^{-(\lambda_{IA} + \lambda_{SF}) \times 25} = 925,427 \cdot 10^{-3}$$

$$R_{Paralelo} = 1 - (1 - R_{Ecuivalente})^2 = 994,439 \cdot 10^{-3}$$

$$R_{Total} = e^{-\lambda_{TotalSerie} \times 25} \times R_{Paralelo} = 0,293588$$

4.2.2. Vías separadas

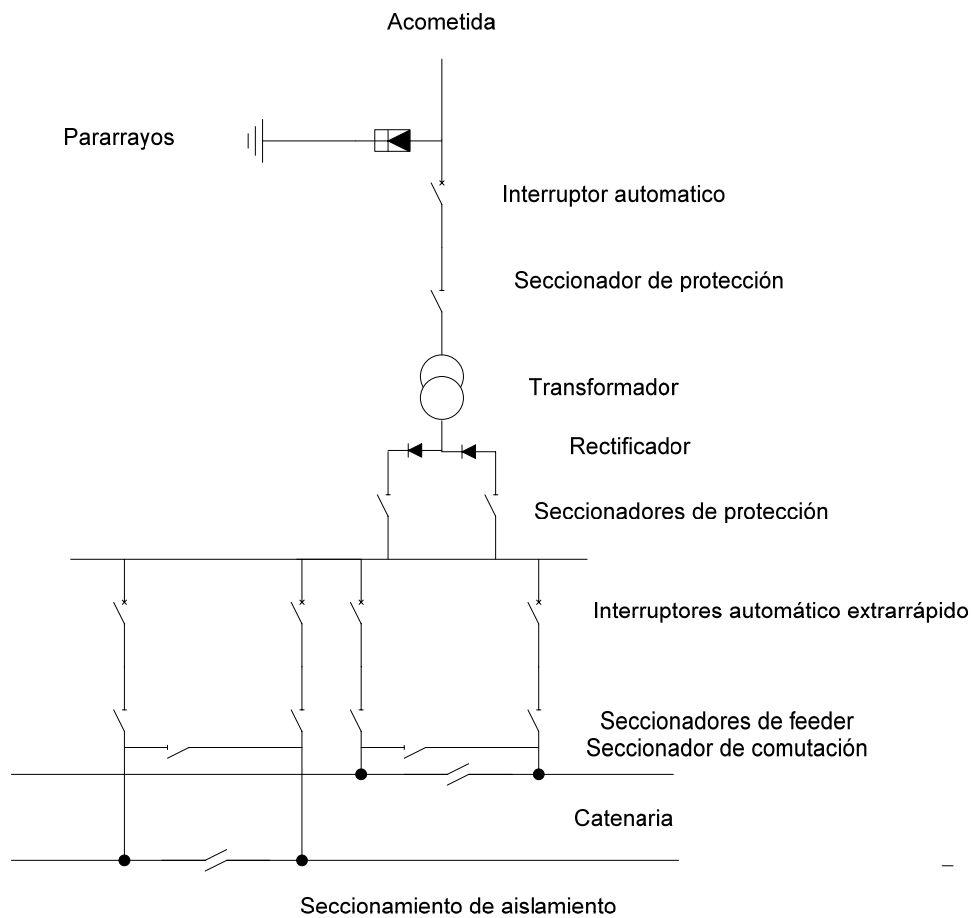


Figura 4.2.2: Vías separadas, Esquema subestación



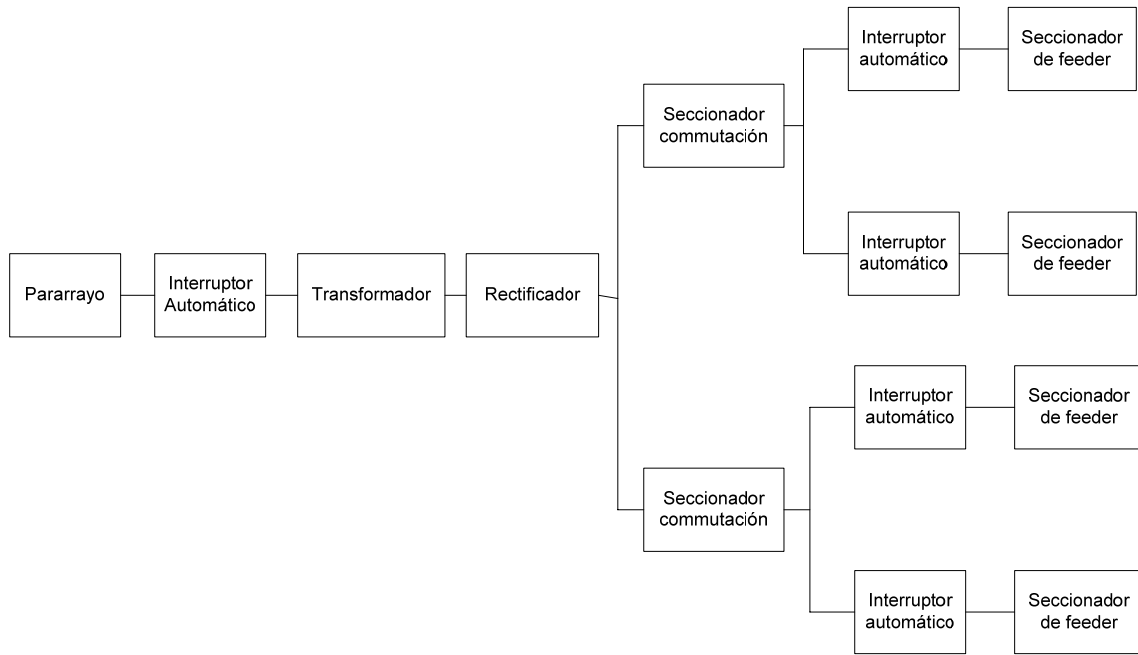


Diagrama de bloques 4.2.2: Vías separadas

Cálculo vías separadas:

El detalle del cálculo, según el diagrama, es el siguiente:

Si se considera que dos “ramas” salen del rectificador,

$$R_{Rama} = R_{SC} \times R_{Paralelo}$$

Y así, $R_{Rama} = 853,784 \cdot 10^{-3}$

$$R_{Equivalente2ramas} = 1 - (1 - R_{Rama})^2 = 978,621 \cdot 10^{-3}$$

$$\lambda_{TotalSerie} = \lambda_P + \lambda_{IA} + \lambda_T + \lambda_R$$

$$R_{Total} = R_{TotalSerie} \times R_{Equivalente2Ramas} = 0,336516$$

La fiabilidad se define como la probabilidad que un sistema no falla durante un periodo determinado. Aunque son bastante parecidas, y por lo general este no es un criterio de selección para el Titular del proyecto. La tipología de vías unidas o separadas, en general, se elige por requerimientos de explotación de la línea.



4.2.3. Un transformador y tres feeders

Este estudio no toma en cuenta el seccionador de conmutación que puede existir entre dos feeders

El tercer feeder es un feeder de by-pass que no está conectado a la catenaria. Se utiliza en el caso de fallo del interruptor automático extrarrápido.

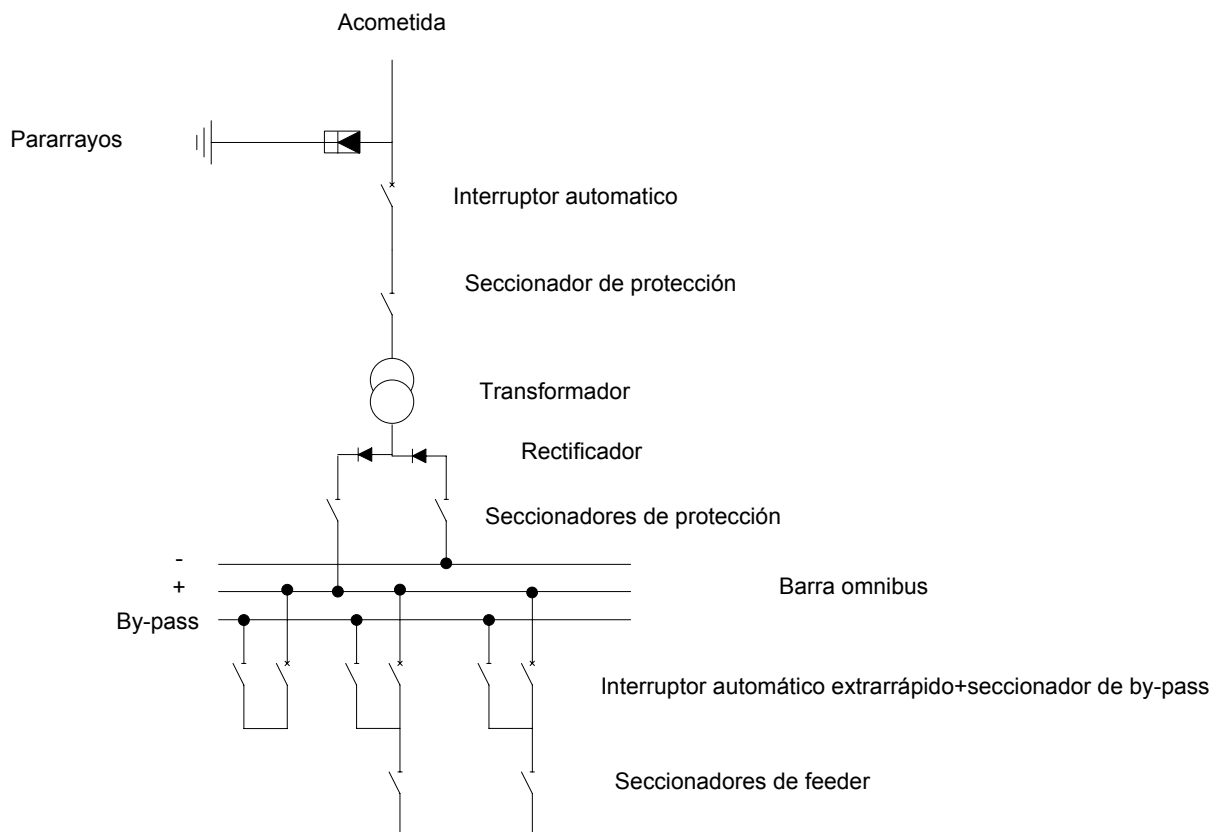


Figura 4.2.3: 1 transformador y 3 feeders

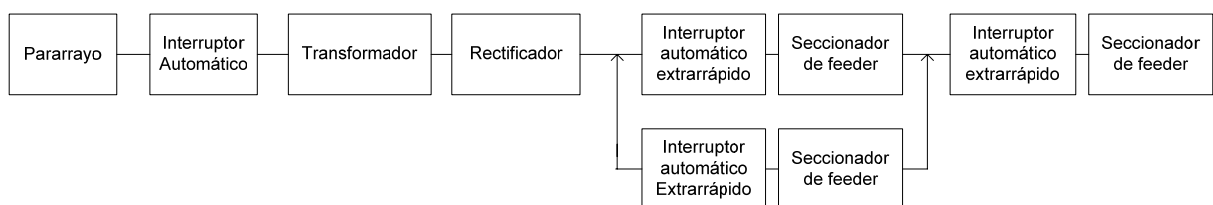


Diagrama de bloques 4.2.3:1 transformador y 3 feeders

Cálculo un transformador y tres feeders:

Elementos en serie:



$$\lambda_{Serie} = \lambda_p + \lambda_{IA} + \lambda_T + \lambda_R + \lambda_{IAE} + \lambda_{SF} = 51,8 \cdot 10^{-3}$$

La configuración en espera se calcula de esta manera:

$$\lambda = \lambda_{IAE} + \lambda_{SF}$$

$$R = e^{-\lambda \cdot t} + \lambda \cdot t \cdot e^{-\lambda \cdot t} = 0,977731$$

$$R_{Total} = 0,977731 \times e^{-51,8 \cdot 10^{-3} \times 25} = 0,267798$$

4.2.4. Dos transformadores y tres feeders

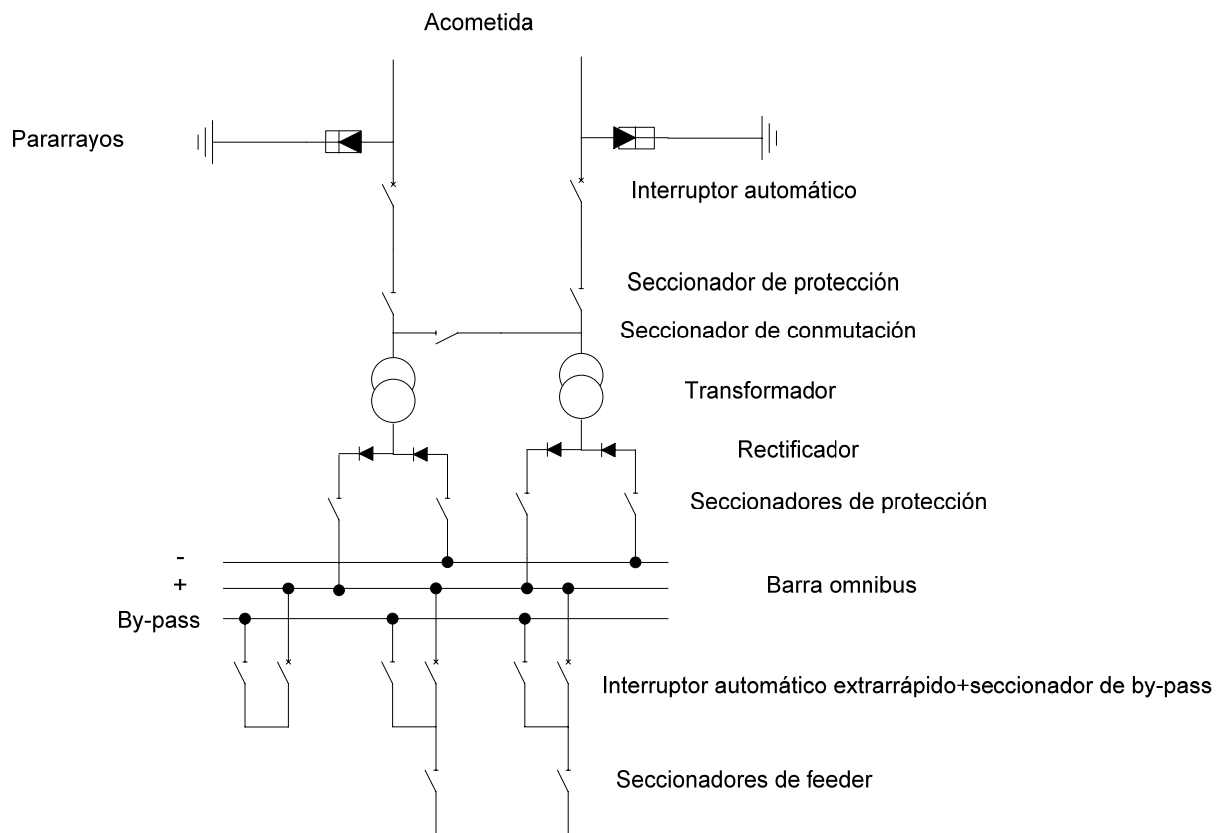


Figura 4.2.4: Esquema, 2 transformadores y 3 feeders

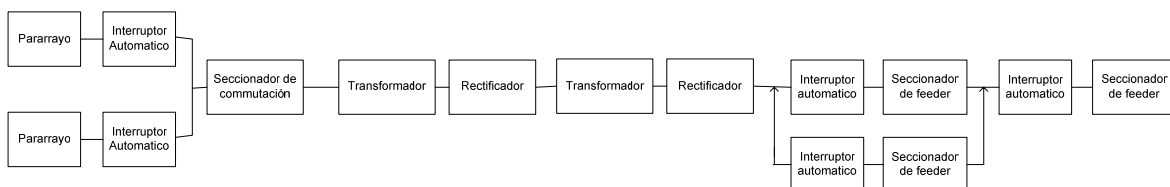


Diagrama de bloques 4.2.4: 2 transformadores y 3 feeders



Los dos grupos transformador-rectificador no se representan en redundancia activa por que cada grupo no esta dimensionado para soportar la carga de dos grupos. Están dimensionados para funcionar, en funcionamiento normal, a una potencia media cercana al 70% (debido a que los arranques de trenes generan muchas puntas y muy elevadas debemos tener margen para asimilarlos). En el caso de una avería de un grupo, la carga perdida se distribuye entre el grupo restante en la subestación tocada y los grupos de las subestaciones colaterales.

En efecto, por ejemplo, los transformadores son dimensionados para funcionar a 100% cuando los dos funcionan. Cuando uno de los dos falla, el otro de la subestación "tocada" y los otros de las subestaciones colaterales alimentan la carga crítica del grupo que ha fallado y pueden funcionar por ejemplo a 150 % durante dos horas (CEI 60146).

Durante estas dos horas, los arrollamientos se calientan y así los transformadores pueden necesitar por ejemplo 6 horas de funcionamiento a 100% al mínimo, para recuperar sus temperaturas normales.

Haciendo una representación del seccionador de conmutación de esta manera (es decir en serie en el diagrama de bloques), se hace la hipótesis que si dicho seccionador falla, el sistema no sigue funcionando. Esto no traduce el funcionamiento real de una subestación con dos transformadores, ya que en general con el seccionador de conmutación fuera de servicio la operación continúa, pero es la representación que se acerca al caso más desfavorable, de otro modo se complica extremadamente el cálculo de la fiabilidad, dejándolo esto para trabajos futuros.

Se hace la misma hipótesis a continuación, para dos y tres transformadores.

Cálculo dos transformadores y tres feeders:

La redundancia activa constituida del conjunto pararrayos-interruptor automático se calcula de esta manera,

$$R_{Grupo} = 1 - (1 - \exp(-(\lambda_p + \lambda_{IA})x25))^2 = 684,42.10^{-3}$$

Se hace lo mismo por la redundancia del pararrayos y del interruptor automático y al final, se logra,

$$R = 0,281759$$



4.2.5. Un transformador y cinco feeders

El quinto feeder es un feeder de by-pass que no está conectado a la catenaria. Es utilizado en el caso de fallo del interruptor automático extrarrápido.

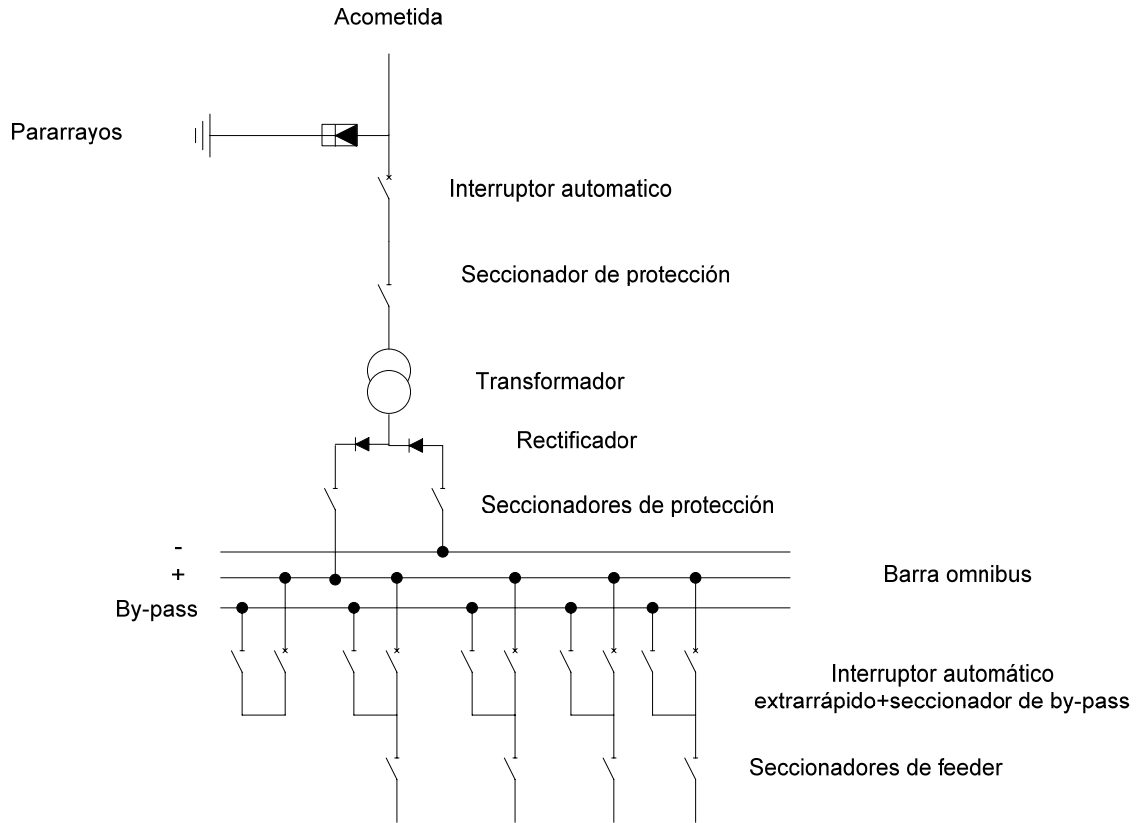


Figura 4.2.5: Esquema, 1 transformador y 5 feeders

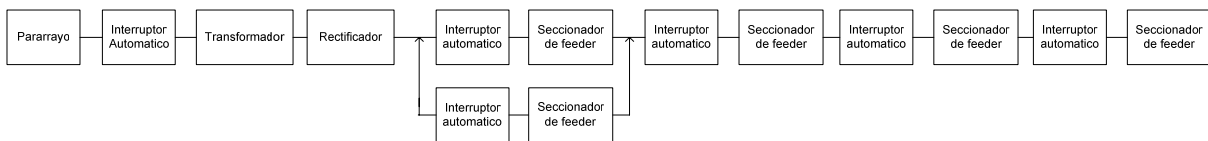


Diagrama de bloques 4.2.5: 1 transformador y 5 feeders

Cálculo un transformador y cinco feeders:

Hay solamente que añadir 4 componentes en serie en comparación con la configuración con 1 transformador y 3 feeders. Así, se logra una fiabilidad,

$$R = 0,169904$$



4.2.6. Dos transformadores y cinco feeders

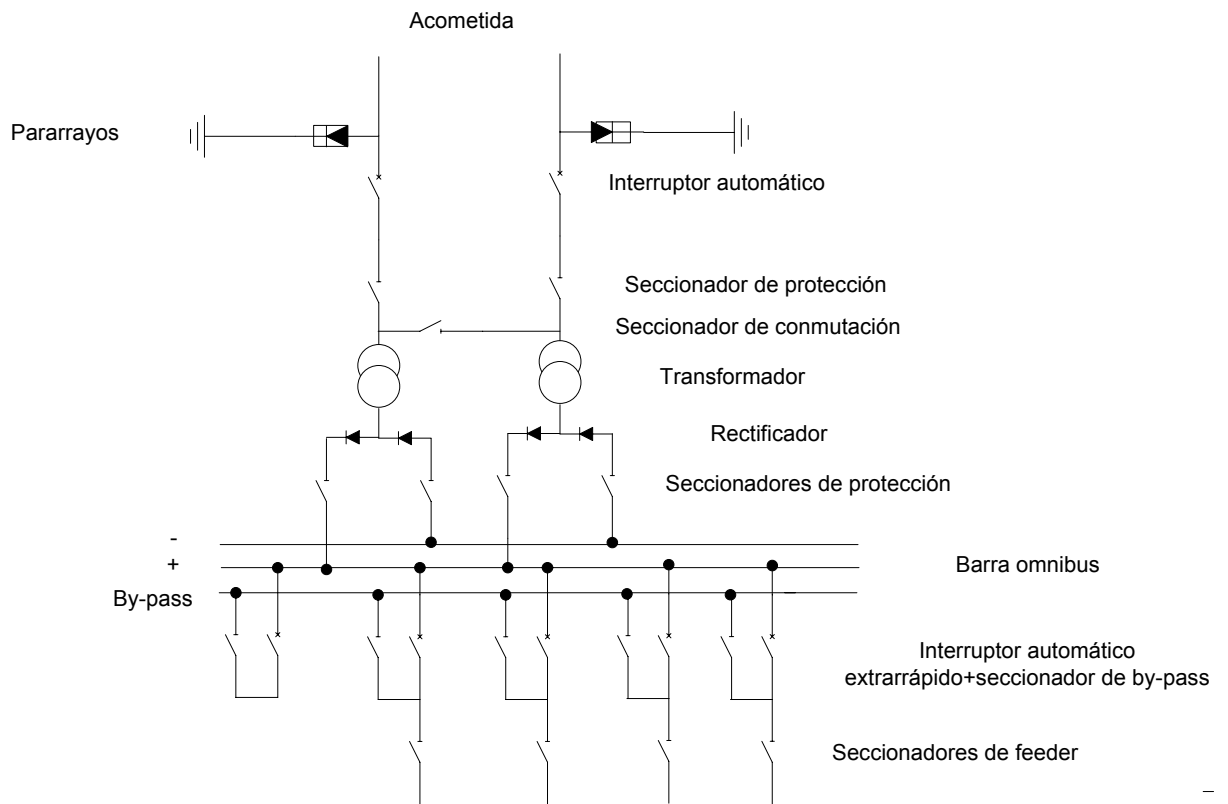


Figura 4.2.6: Esquema, 2 transformadores y 5 feeders

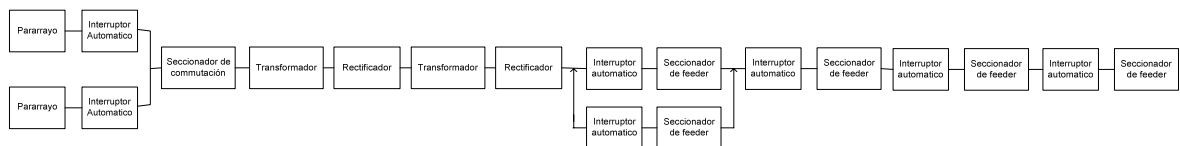


Diagrama de bloques 4.2.6: 2 transformadores y 5 feeders

Cálculo de dos transformadores y cinco feeders:

Hay solamente que añadir 4 componentes en serie en comparación con la configuración con 2 transformadores y 3 feeders.

Se logra una fiabilidad,

$$R = 0,178761$$



4.2.7. Tres transformadores y tres feeders

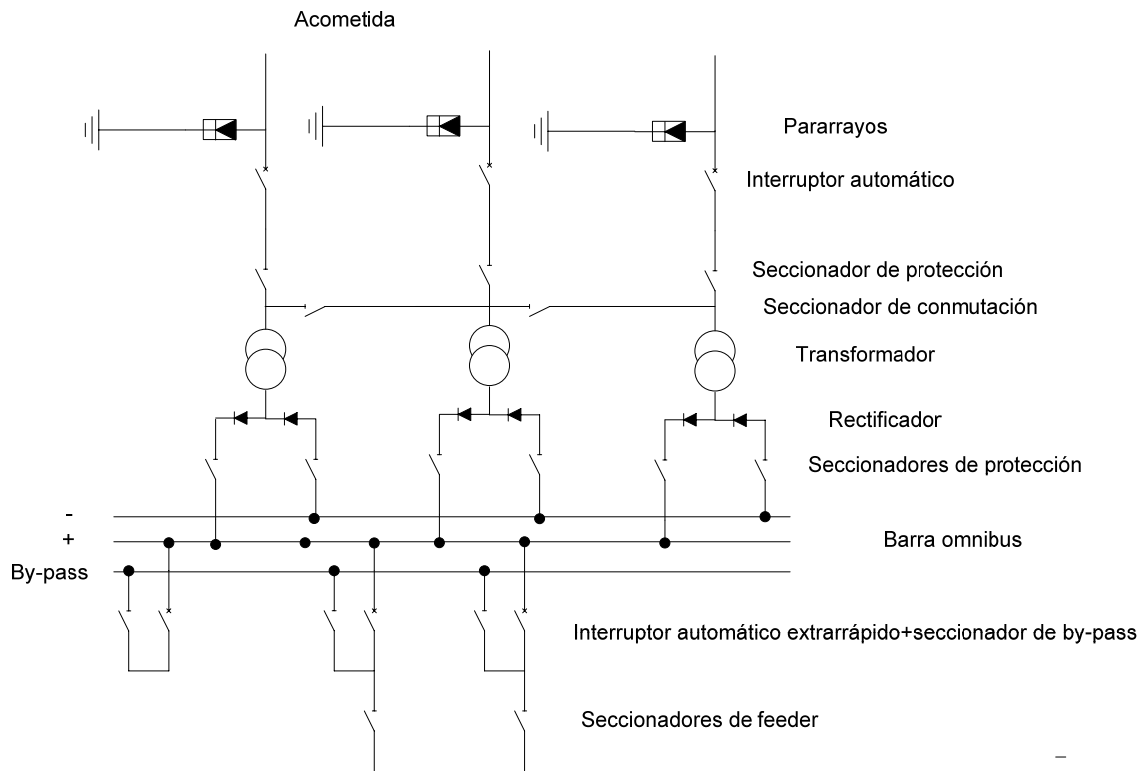


Figura 4.2.7: Esquema, 2 transformadores y 5 feeders

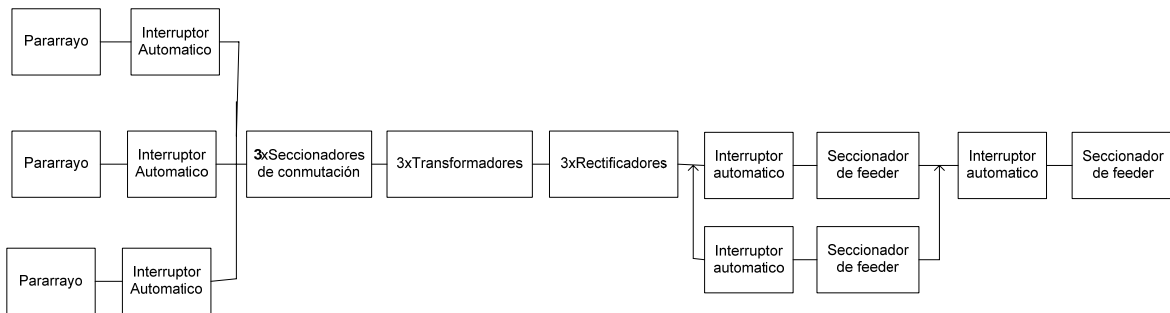


Diagrama de bloques 4.2.7: 2 transformadores y 5 feeders

Cálculo de tres transformadores y tres feeders:

La redundancia activa de tres cadenas de dos elementos debe ser calculada dos veces (pararrayos+Interruptor automático y Transformador+Rectificador). Por las tres cadenas de un pararrayos y un interruptor automático, logramos,

$$R = 1 - (1 - \exp(-(\lambda_p + \lambda_{IA})x25))^3 = 822.718.10^{-3}$$



La fiabilidad total es así de,

$$R_{Total} = 0.195898$$

En este caso, hacemos la hipótesis que uno de los tres grupos transformador-rectificador puede soportar la carga de los tres transformadores. No es realmente la verdad.

4.3. Conclusión del estudio de fiabilidad

En esta parte, se hace la conclusión del estudio de fiabilidad a un nivel de subestación. Se hará en apartados posteriores el estudio de fiabilidad a nivel de la red de subestaciones.

Como se dice antes, la fiabilidad se define como la probabilidad que un sistema no falla durante un periodo determinado, en este estudio 25 años.

Así, la conclusión puramente numérica del estudio de fiabilidad es que la mejor configuración de subestación en términos de fiabilidad es la de subestación con **las vías separadas, con dos transformadores y tres feeders**.

Con la experiencia, hay que matizar un poco esta repuesta.

Se logra una fiabilidad inferior con una configuración a 5 feeders que con una a tres feeders. Se explica por el hecho que hay 4 componentes más en la configuración con cinco feeders. Estos elementos hacen disminuir la fiabilidad pero la configuración con cinco feeders tiene ventajas:

- El nivel de flexibilidad para la explotación es más elevado
- Los cables de tracción pueden ser de sección inferior
- Los componentes dentro las cabinas de feeder tienen que soportar intensidades inferiores.

Si se considera las tres subestaciones de un, dos y tres grupos transformador-rectificador con tres feeders, se observa que las fiabilidades de las tres subestaciones son respectivamente 0,267798, 0,281759 y 0,195898.



5. STELec

Con el fin de entender de la mejor manera posible las simulaciones hechas con el software STELec, es importante entender en profundidad el funcionamiento del programa.

El objetivo básico del simulador de sistemas de electrificación ferroviaria STELec es el diseño y dimensionado de múltiples líneas ferroviarias y de diferentes topologías: como metro, tranvía, ferrocarril convencional y alta velocidad. STELec ha sido utilizado de forma satisfactoria en el diseño y dimensionado de redes de tracción eléctrica y dispone de un modulo de cálculo en sistemas electrificación en corriente continua y otro en corriente alterna. Para el caso que nos interesa, utilizamos solo el modulo corriente continua.

La simulación eléctrica de una línea requiere que se definan previamente todos los elementos que intervienen en la denominada red de tracción eléctrica:

- Subestaciones de tracción (número, ubicación, relación de transformación, potencia...)
- Catenaria (tipo, composición...)
- Retorno (tipo, composición...)

5.1. Modelización

La línea se modeliza como un circuito eléctrico en el que las subestaciones se modelizan como fuentes de tensión, los conductores de catenaria y retorno como tales, y finalmente los vehículos de la línea como fuentes de corriente cuyo valor va evolucionando en el tiempo dependiendo del PK donde se encuentre.

Para las catenarias y para los carriles se supone lo siguiente:

- Los carriles y conductores de la fase negativa se suponen conectados entre ellos cada poco espacio, y por tanto no se comente gran error al considerar que tienen la misma tensión a igual punto kilométrico, por tanto se consideran **un conductor único**, tanto si se trata de líneas con una única vía como cuando tengamos dos vías. Esto se modela en una resistencia única y variable por cada tramo de la línea, aunque sean singularidades de diferentes vías.



- Con los conductores de catenaria pasa algo parecido, aunque se separan entre los dos de la vía A y los de la vía B: Así se considera que **los conductores de la fase positiva de cada vía son un mismo conductor**, modelado por una única resistencia variable por vía y por tramo.

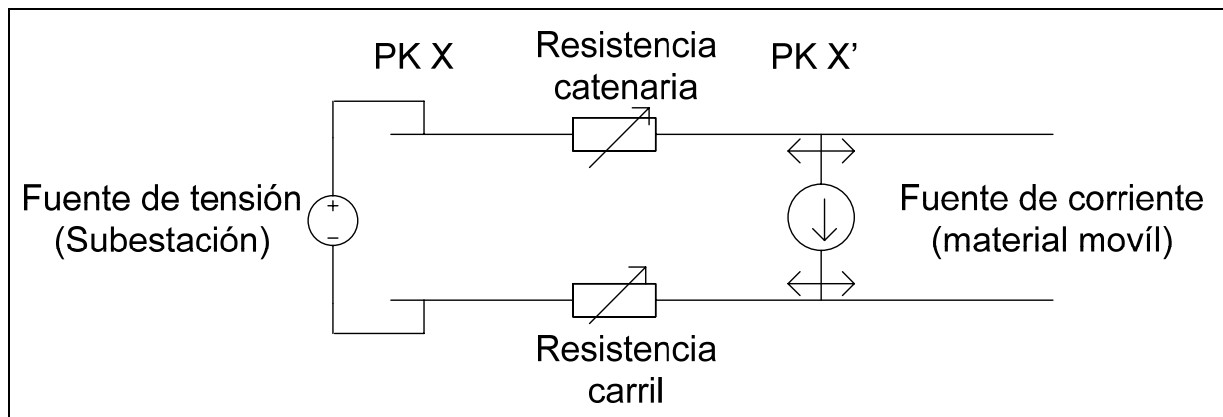


Figura 5.1

(PK: Punto kilométrico)

5.2. Método de cálculo STElec

Para el cálculo se utiliza el método de las mallas, aunque con algunas peculiaridades para adaptarlo a líneas de vehículos. Esto se debe a la forma que se ha modelado los elementos, ya que las fuentes de corriente puras (vehículos) no son tan fáciles de introducir en el sistema como datos, cuando las incógnitas son las corrientes de las mallas.

Los vehículos vienen caracterizados por la potencia que consumen en cada instante (o generan, en caso de que haya regeneración). Pero al estar modelados por fuentes de corriente y como se desconoce la tensión que les impondrá el resto del circuito no se puede saber de antemano el valor de la corriente de esta fuente con tal de que la potencia consumida (o generada en caso de que haya regeneración) por la fuente sea la que caracteriza el vehículo. Para ello se recurre a **un método iterativo**, con el que se calcula el valor de la corriente de dichas fuentes que representa el vehículo en cada instante.

En este método se hace una estimación inicial de esta corriente (que normalmente coincide bastante con el resultado final). Esta estimación se hace a partir de la tensión de vacío que tienen las fuentes de tensión de las subestaciones. La corriente inicial de cada vehículo con potencia P , en un sistema con tensión de vacío V_0 , se estima como $I(0)=P/V_0$. Así se



resuelve el sistema: es decir se calculan las corrientes de las mallas, las corrientes de cada rama y finalmente con esto las tensiones de cada punto (todo de manera mas compacta ya que en esta fase solo interesa conocer la tensión en los vehículos, para introducirla en la siguiente iteración). Así se tiene una nueva estimación (más realista) de las tensiones en cada vehículo V_1 . Con ellas se recalcula el valor de la corriente por cada vehículo: $I(1)=P/ V_1$. De esta manera, se va iterando hasta el punto en que tensiones en los vehículos apenas varían, es decir, que para cada vehículo se cumpla que $V(k)-V(k-1)<\varepsilon$, donde ε es la precisión que se desea.

Al ser la primera estimación bastante acertada, el método converge relativamente rápido. La velocidad de convergencia viene sobretodo marcada por la resistencia interna de las subestaciones.

Una vez hecho esto se procede a calcular el resto de los parámetros eléctricos del sistema con la estimación final de las tensiones en los trenes conseguida en la fase anterior.

5.3. Comentarios

1) Todos los cálculos de STElec se hacen sin considerar la regeneración de electricidad que puede provocar el frenado de los trenes.

STElec puede tomar en cuenta la regeneración durante el frenado, pero esto hace las simulaciones más largas y los resultados son demasiado optimistas. Así, hay que hacer un promedio de este resultado para hacer el efecto de la regeneración más aceptable y real.

Las simulaciones, en el caso de este estudio, están así hechas con la hipótesis que no se produce regeneración. Y en general, en el diseño en proyectos reales no se tiene en cuenta la regeneración para el dimensionado de los sistemas.

2) El programa STElec no permite de simular un único cable de feeder de refuerzo en paralelo con las dos vías. STElec simula la instalación de dos feeders (uno por cada vía).

A fin de acotar el número de simulaciones se hace la suposición que la sección de feeder varia según estos valores: $2 \times 100 \text{ mm}^2$, $2 \times 200 \text{ mm}^2$, $2 \times 300 \text{ mm}^2$, $2 \times 400 \text{ mm}^2$, $2 \times 500 \text{ mm}^2$, $2 \times 600 \text{ mm}^2$, $2 \times 700 \text{ mm}^2$, $2 \times 800 \text{ mm}^2$ y $2 \times 1.000 \text{ mm}^2$



6. Comparación de las alternativas en casos reales (STELec)

A fin de comparar las alternativas estudiadas desde un punto de vista de fiabilidad posteriormente, es primordial de testar sus comportamientos en casos reales. Así, las simulaciones que STElec permite hacer son importantes porque se basan sobre tramos reales de tranvía.

El interés de estas simulaciones no es solamente estudiar las alternativas a un nivel de subestación, sino también a un nivel de catenaria. Con estas simulaciones, sería posible fijar las secciones mínimas de la catenaria que hay que instalar, por lo que el programa tiene en cuenta las caídas de tensión.

El papel de este estudio es de lograr un gráfico que, para un nivel de fiabilidad equivalente, contiene la evolución del coste de instalación de diferentes configuraciones de diseño de subestación en función de la potencia total demanda por la alimentación de la vía, dicha potencia estando función de la frecuencia de los trenes.

6.1. Hipótesis

Las hipótesis que se hacen a fin de lograr resultados interesantes son las siguientes:

- Vía doble
- Vías unidas
- Alimentación de la catenaria con 3 feeders (uno para cada cantón más uno de by-pass)

6.2. Configuraciones

Las configuraciones interesantes a estudiar comprenden sobretodo el número de grupo transformador-rectificador por cada subestación. Así, la potencia más común de grupo a considerar en el caso de un tranvía es de 900kW. Las configuraciones son así, 1 grupox900kW, 2 grupox900kW (1800kW) y 3 grupox900kW (2700kW).

La configuración con tres transformadores no aparece en los antecedentes estudiados pero es interesante para observar la evolución de fiabilidad y su coste de inversión, según el número de grupo transformador-rectificador.

Para cada configuración, cambia el número de subestaciones al largo de la línea ya que la potencia total consumida es la misma. Esto se calcula en apartado siguiente.



6.3. Cálculo del número de subestaciones

Para determinar el número de subestaciones a instalar, lo primero a hacer es calcular el número de trenes que van a circular por las vías.

Por eso, se supone una velocidad media (comercial) de los trenes: 25km/h. Este valor ha sido determinado realizando una media de las velocidades comerciales de los materiales móviles en general instalados en el caso de un tranvía.

El cálculo siguiente esta hecho con la línea del tranvía de Oran (Distancia: 17500m), suponiendo una frecuencia de trenes de 3min.

El tiempo que cada tren necesita para hacer todo el recorrido (doble vía) es el siguiente:

$$T = \frac{2d}{v} = \frac{2 \times 17500}{25} = 1,4h = 84 \text{ min} \quad (\text{Eq.6.1})$$

$$\text{Así, } n^0 \text{Trenes} = \frac{84}{3} = 28 \text{trenes} \quad (\text{Eq. 6.2})$$

Sabiendo que la potencia media que consume un tren es de 290kW, se logra un potencia demandada total por los trenes de,

$$P_{\text{TotaleDemandada}} = 28 \times 290 \text{ kW} = 8120 \text{ kW} \quad (\text{Eq. 6.3})$$

En el caso de un grupo transformador-rectificador de 900kW, el numero de subestaciones es de,

$$n^0 \text{SST} = 8120 / 900 = 9 \text{SST} \quad (\text{Eq. 6.4})$$

Sabiendo que la alimentación del sistema tranviario debe tener una redundancia N-1, por el número de subestaciones en cada instalación, el número final es de 10 subestaciones.

Los mismos cálculos han sido hechos para cada frecuencia de trenes y cada tramo.

6.4. Cálculo de la fiabilidad equivalente de toda la línea

A fin de estudiar alternativas de diseño equivalentes en nivel de fiabilidad, deben ser evaluadas las fiabilidades de las diferentes configuraciones de electrificación de la línea globalmente.



El estudio de fiabilidad hecha a continuación permite calcular dicha fiabilidad total de línea. En el caso del tranvía de Oran con 10 subestaciones de 900kW, se logra el siguiente diagrama de bloques:

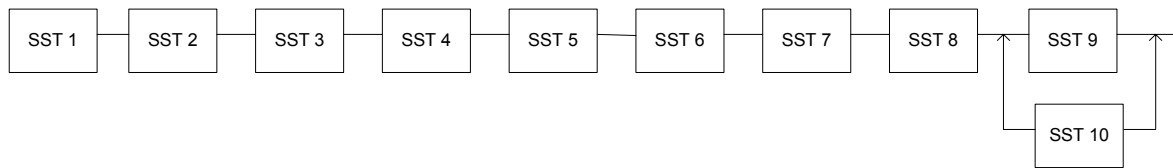


Figura 6.1: Diagrama de bloques del sistema de subestaciones

Para cumplir el criterio de la redundancia N-1, el diagrama de bloques comprende 9 subestaciones en serie y una en espera. Cada subestación tiene una fiabilidad de 0,267798.

El cálculo de la fiabilidad para la red de subestaciones se decompone en dos pasos. En primer lugar, se calcula la fiabilidad equivalente a 8 subestaciones en serie. En segundo lugar, se calcula la fiabilidad de una subestación en redundancia activa con una otra. En tercer lugar, se hace el cálculo de fiabilidad de estos dos términos en serie.

- a) 8 subestaciones en serie:

$$R_{Serie} = 0.267798^8 = 26,452.10^{-6}$$

- b) 2 subestaciones en redundancia pasiva:

$$R_{Pasiva} = e^{-51,8.10^{-3} \times 25} + 51,8.10^{-3} \cdot 25 \cdot e^{-51,8.10^{-3} \times 25} = 628,596.10^{-3}$$

- c) Los 2 términos en serie:

$$R_{Totale} = 26,452.10^{-6} \times 628,596.10^{-3} = 16,6276 \times 10^{-6}$$

6.5. Criterio general de la red de tracción

La tensión nominal de alimentación de la catenaria es de 750 Vcc.

Según la norma CEI 60850 “Aplicaciones ferroviarias. Tensiones de alimentación de los sistemas de tracción”, (y la norma UIC 600 Electric traction with aerial contact line), los valores que caracterizan este nivel de tensión son:

- Tensión permanente la mas baja: $U_{min1} = 500 \text{ V}$
- Tensión permanente la mas elevada: $U_{max1} = 900 \text{ V}$



- Tensión no permanente mas elevada: $U_{\max 2} = 950 \text{ V}$ (en el caso de frenado con recuperación, una tensión de 1000V puede ser admitida, aunque los equipos deben estar preparados para ello).

Según los datos de la partida del material móvil, la tensión nominal de los trenes (750 Vcc) puede tener una variación de: 650 Vcc-900 Vcc en tracción. Durante el frenado, la tensión máxima es de 900 Vcc.

Al final, como criterios de concepción, los niveles de tensión en la catenaria siguientes son tomados en cuenta:

- Caída de tensión limitada a 20% de la tensión nominal en condiciones normales y situaciones degradadas simples (perdida de una grupo transformador-rectificador): $U_{\min} = 600 \text{ V}$.
- Sobrecarga de tensión limitada a 15% de la tensión nominal en condiciones normales $U_{\max} = 850 \text{ V}$.
- Las diferencias entre los valores vistos anteriormente y los valores fijados por la norma, permiten de asegurar el correcto funcionamiento del material móvil, teniendo en cuenta también el crecimiento de resistencia eléctrica de los conductores del sistema de electrificación dado a la temperatura (de 20 a 55°C).

Los grupos transformador-rectificador soportan los regímenes de sobrecarga determinados por la norma EN (CEI) 60146-1-1, para la clase VI (clase típica para los principales redes ferroviarios):

- 100% de la potencia nominal en permanencia
- 150% de la potencia nominal durante dos horas (desde una potencia nominal y con un intervalo de 3 horas)
- 300% de la potencia nominal durante un minuto (desde una potencia nominal y con un intervalo de 1800s).

Para el diseño de las subestaciones, el criterio siguiente se aplica:

- La potencia media entregada debe ser alrededor 70% de la potencia nominal de la subestación (600 kW en el caso de un grupo transformador-rectificador de 900kW).



6.6. Gráficos logrados con STElec

Con los resultados obtenidos en las simulaciones, para el caso interesante para el estudio, se confecciona dos gráficos, uno que resume el aspecto general de las potencias en cada subestación y el otro la evolución de la tensión en la catenaria a lo largo de la línea.

Las potencias representadas en cada subestación son las siguientes:

- Potencia máxima instantánea
- Promedio de la potencia máxima eficaz durante un minuto
- Promedio de la potencia máxima eficaz durante 15 minutos

Aparecen 3 otras rectas que son:

- Potencia nominal de las subestaciones
- 150% de la potencia nominal
- 300% de la potencia nominal

La evolución de la tensión en catenaria comprende:

- La tensión máxima instantánea en la catenaria
- La tensión media instantánea en la catenaria
- La tensión mínima en la catenaria

Las tensiones mínima y máxima vienen de tensiones apuntadas a lo largo de la línea. De hecho, la simulación consiste en hacer circular trenes con un intervalo de tiempo fijado entre cada tren. El programa calcula en cada momento los valores de tensión en cada punto de la línea. Al fin de la simulación, después de una hora por ejemplo, el programa releva la tensión mínima y máxima del vector de tensiones relevadas en este punto con lo que se pueden construir los gráficos. La tensión media es así el promedio de las tensiones calculadas a lo largo de la simulación.

Sobre cada gráfico con las tensiones en catenaria aparecen también las máximas de tensión carril-tierra a lo largo de la vía. Esto es fundamental por que esta tensión no debe sobrepasar 120V a lo largo de la vía y 60V en los talleres y cocheras. Esto aparece en la



norma española EN 50122-1. Para el caso de tranvías, debido a que es una plataforma por lo que cruzan personas no debe sobrepasar los 60V en cualquier punto.

6.7. Tramo del tranvía de Oran (Argelia)

Los resultados finales en el caso del tranvía de Oran son los siguientes:

Potencia del grupo transformador-reductor		1X900kW	2X900kW	3X900kW
Frecuencia de trenes				
3 minutos Pdem=8120kW	Caso	A	D	G
	n°SST	10	6	4
	D entre SST	1750	2917	4375
	Fiabilidad	0,017E-3	4.025E-3	19,773E-3
6 minutos Pdem=4060kW	Caso	B	E	H
	n°SST	6	4	3
	D entre SST	2917	4375	5833
	Fiabilidad	3,232E-3	50,702E-3	100,935E-3
9 minutos Pdem=2900kW	Caso	C	F	I
	n°SST	4	3	2
	D entre SST	4375	5833	8750
	Fiabilidad	45,080E-3	179,949E-3	515,244E-3

Tabla 6.2

Con esta tabla, se puede comprobar que las fiabilidades de las configuraciones, para una misma frecuencia, son del mismo orden de magnitud. Además, como más grupos transformador-rectificador haya en una subestación, la fiabilidad será mejor. Y también, cuanto más elevada sea la frecuencia, la fiabilidad será menor.

A partir de esta tabla, se comenta algunos gráficos resultantes de las simulaciones con STElec. Con estos gráficos y explicaciones se pretende ilustrar la metodología iterativa que se utiliza para conseguir la solución deseada. Así, son comentados 4 casos: A, D, B y G.

6.7.1. Simulaciones Caso A

Según los datos obtenidos en el análisis de los antecedentes, en el caso del tranvía de Oran el feeder de acompañamiento que esta propuestazo es de 630 mm². Hay que comentar que en el caso de Oran es especial porque aún esta en fase de diseño y por tanto los datos que figuran como antecedentes son preliminares.



Simulación 1:

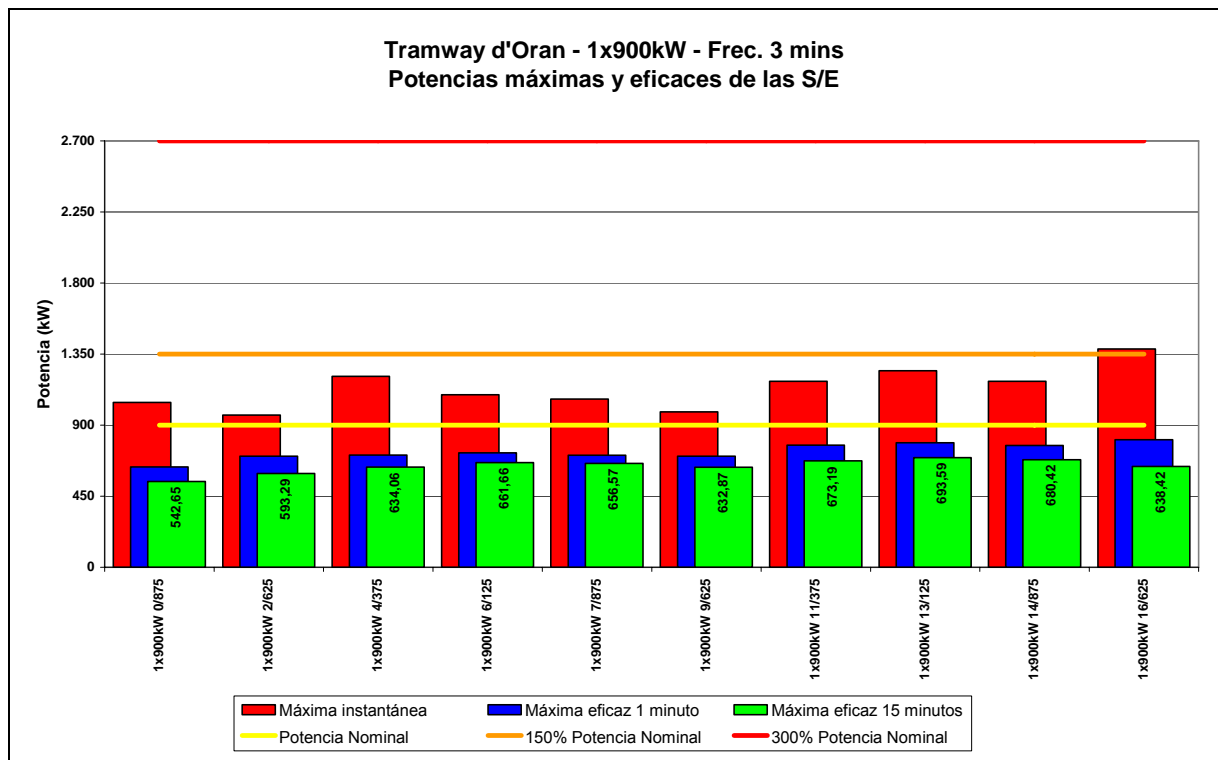


Gráfico AP1

Gráfico AT1: Gráfico caso A, P=Potencia, 1= número del gráfico

Este estudio permite comprobar que la potencia media de las subestaciones de 640kW. Así cumplimos un criterio de validación de la simulación. La potencia media máxima consumida se localiza en la subestación 8.



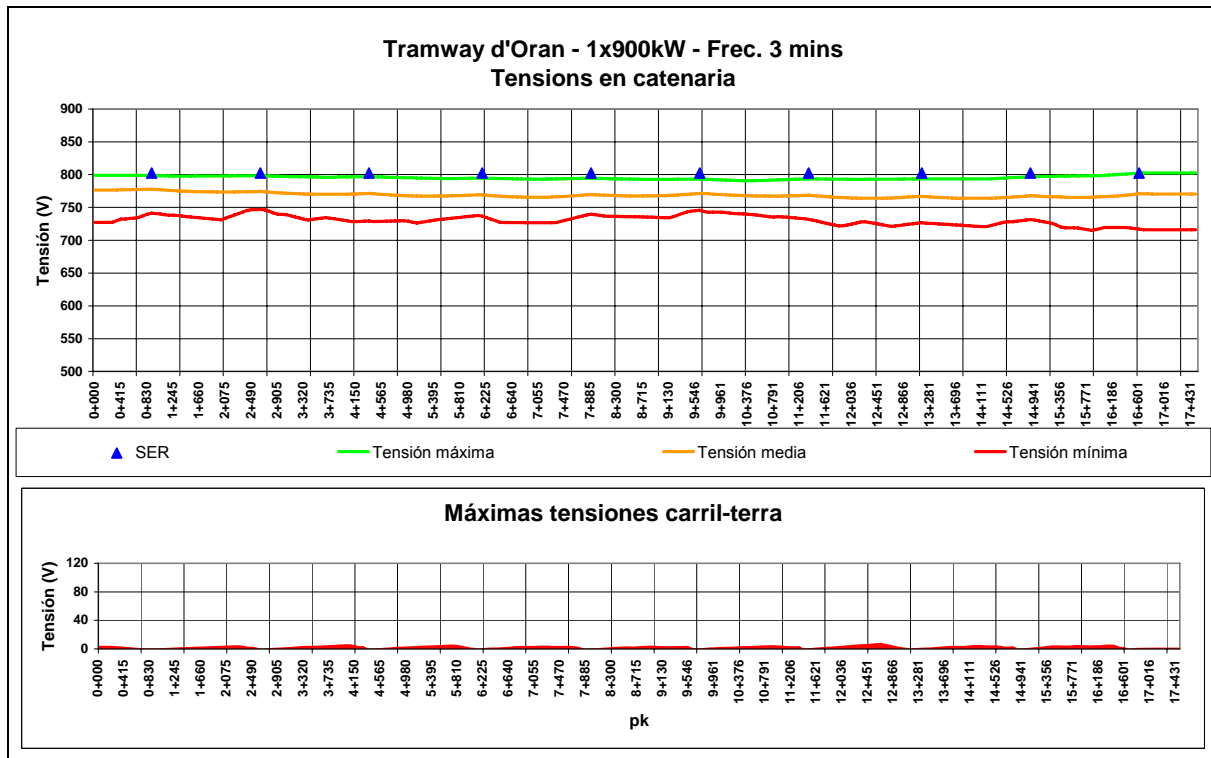


Gráfico AT1

Gráfico AT1: Gráfico caso A, T=Tensiones, 1=número del gráfico

Este gráfico permite observar que las caídas de tensión son muy bajas a lo largo de la línea (curva bastante plana). La tensión mínima en la catenaria baja hasta un valor aproximadamente de 720Vcc, que es bastante elevado.

Eso permite decir que esta configuración es sobredimensionada, debida a que el tiene una sección demasiado grande.

El siguiente paso sería disminuir la sección del feeder y utilizar por ejemplo una sección de 2x100mm². Es lo que se hace en la simulación 2.

Simulación 2:



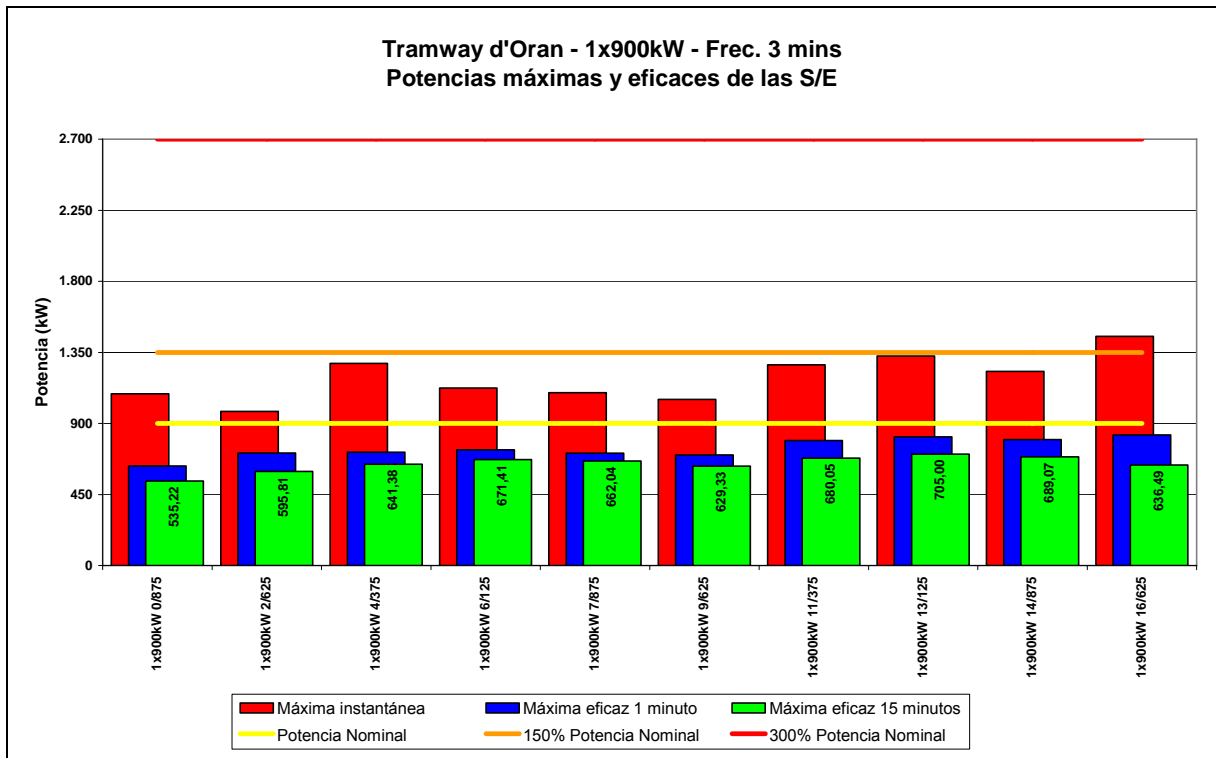


Gráfico AP2

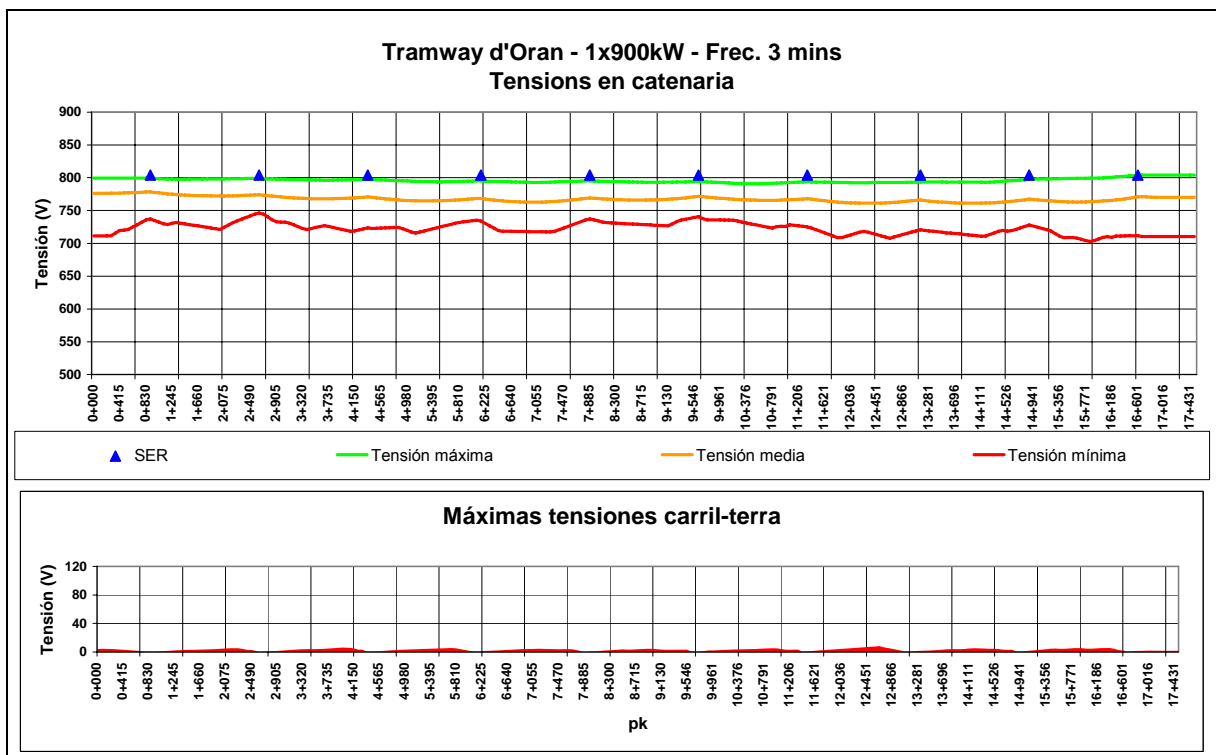


Gráfico AT2



Esta es menos sobredimensionado que la anterior pero aún queda, a un nivel de tensión en la catenaria sobredimensionado. Un estudio de configuración sin feeder de acompañamiento parece así necesario.

Simulación 3:

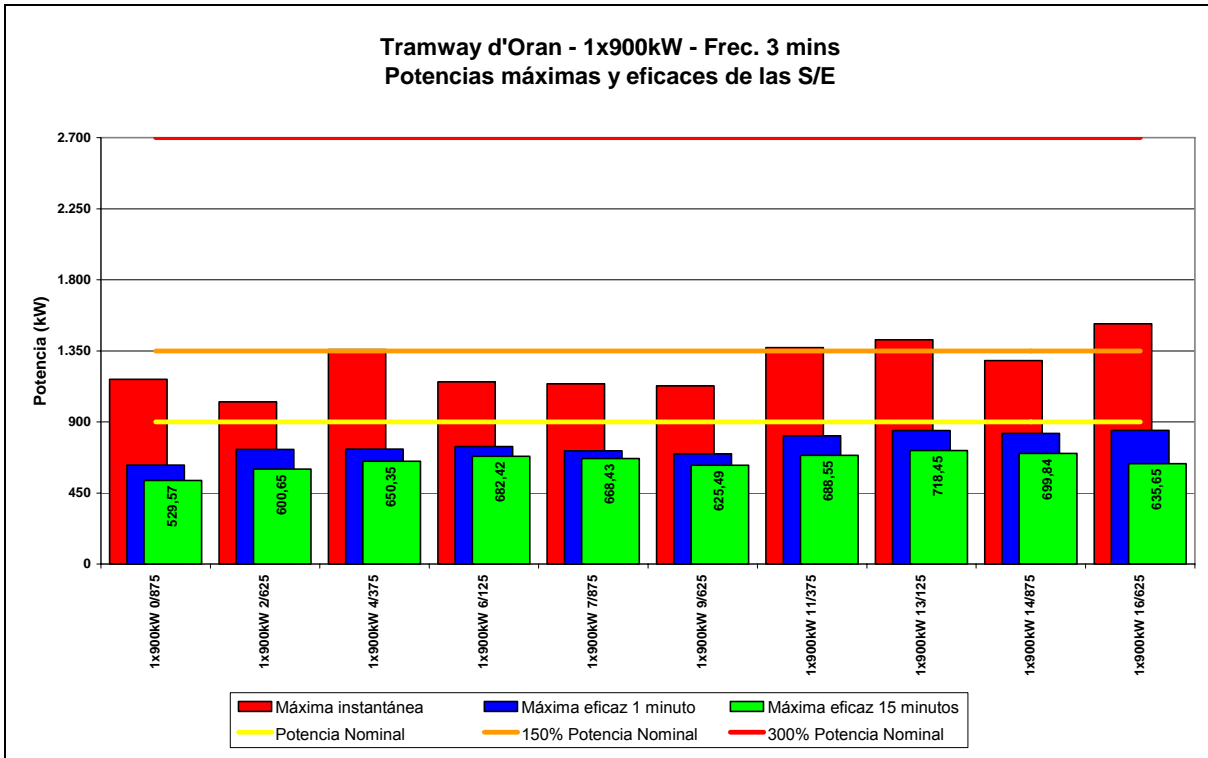


Gráfico AP3



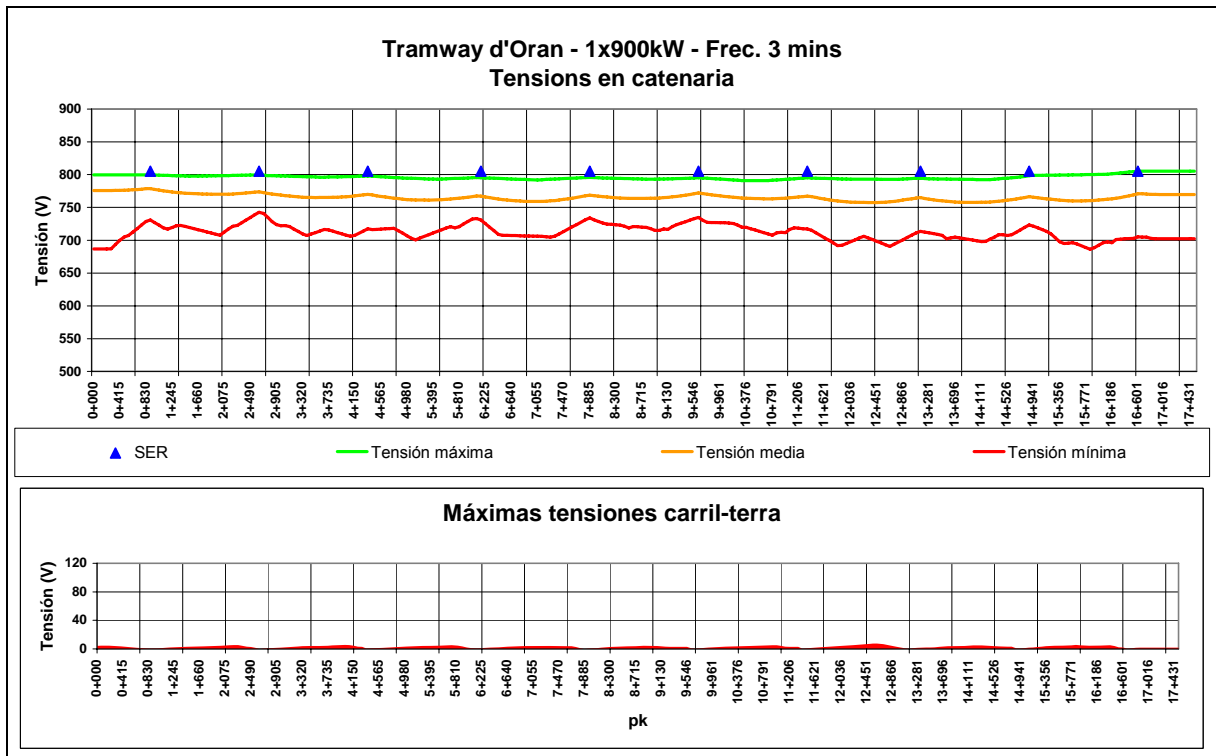


Gráfico AT3

Esta simulación parece mejor que las dos anteriores. Se observa de manera significativa las caídas de tensión entre subestaciones. Sin embargo, cada configuración debe cumplir la redundancia N-1. Así, se quite en la simulación siguiente la subestación que tiene la potencia nominal más elevada (Subestación 8: 718,45kW).

Simulación 4:



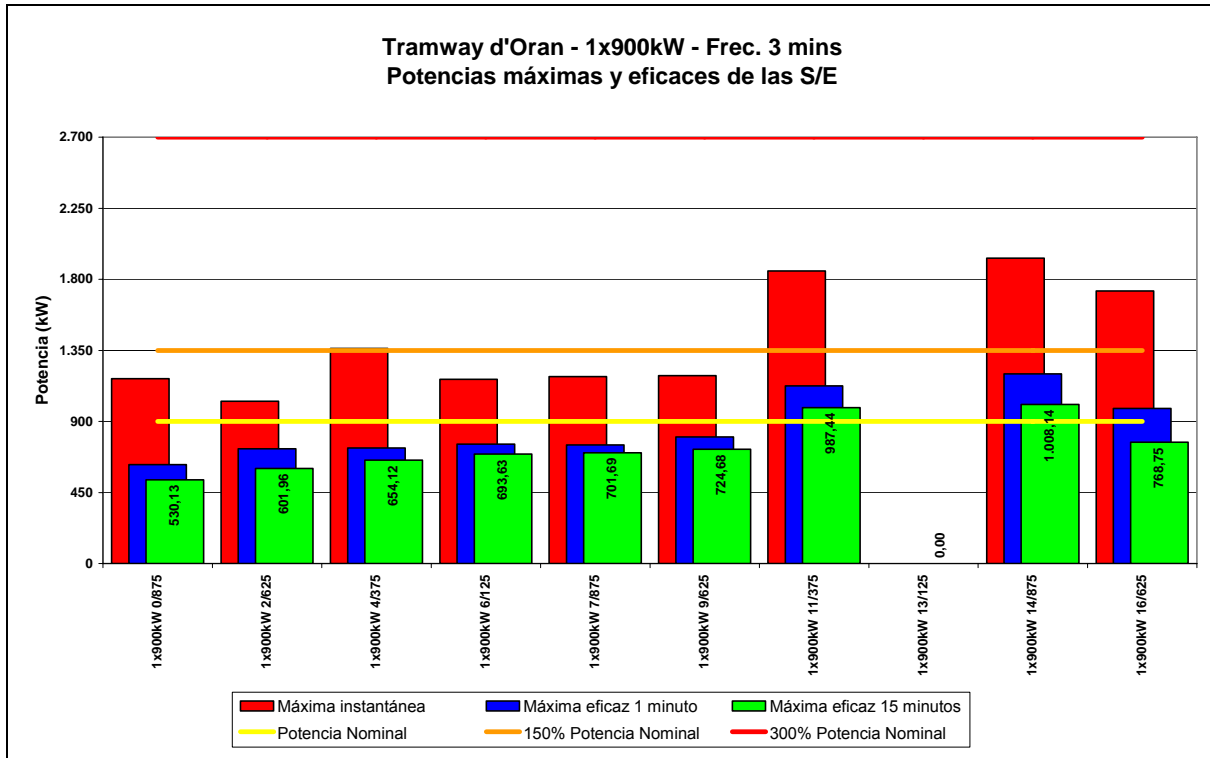


Gráfico AP4

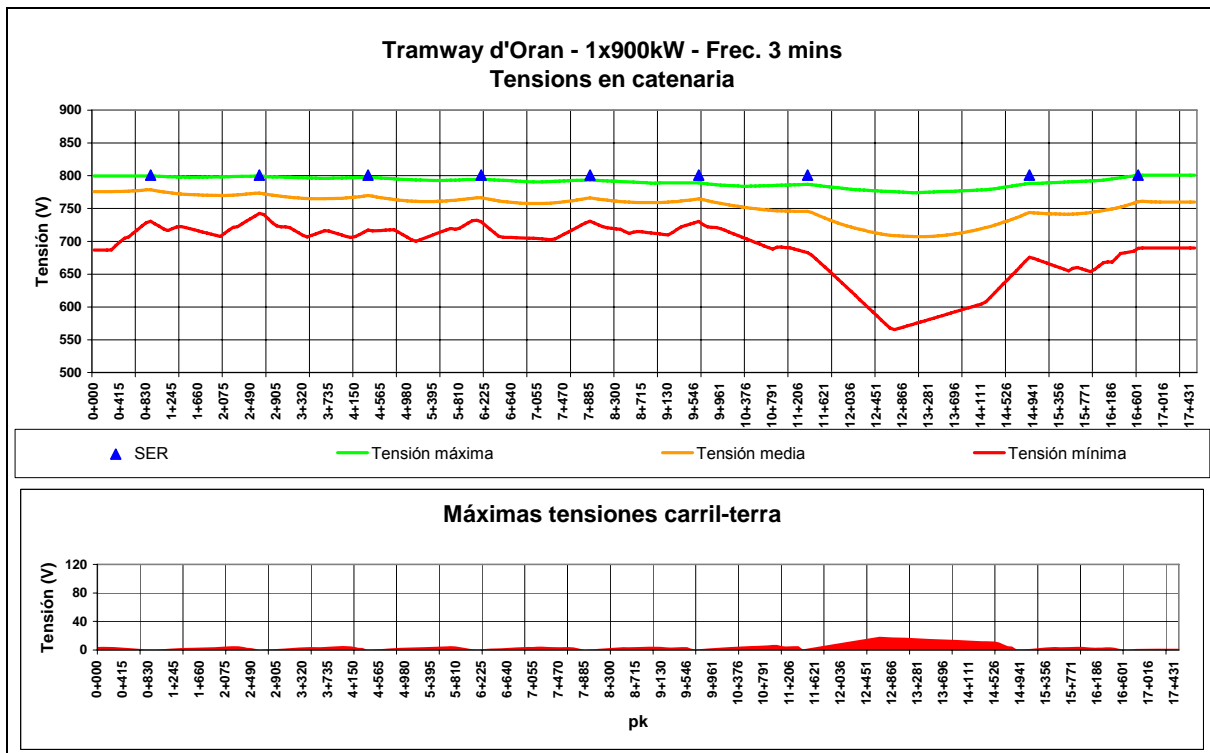


Gráfico AT4

Estos gráficos muestran que esta configuración sin feeder es subdimensionado. La tensión en la catenaria alcanza una tensión debajo de 600V y así no cumple uno de los criterios.



Hay que comprobar con la configuración con un feeder de 200mm² si se puede lograr resultados validos.

Simulación 5:

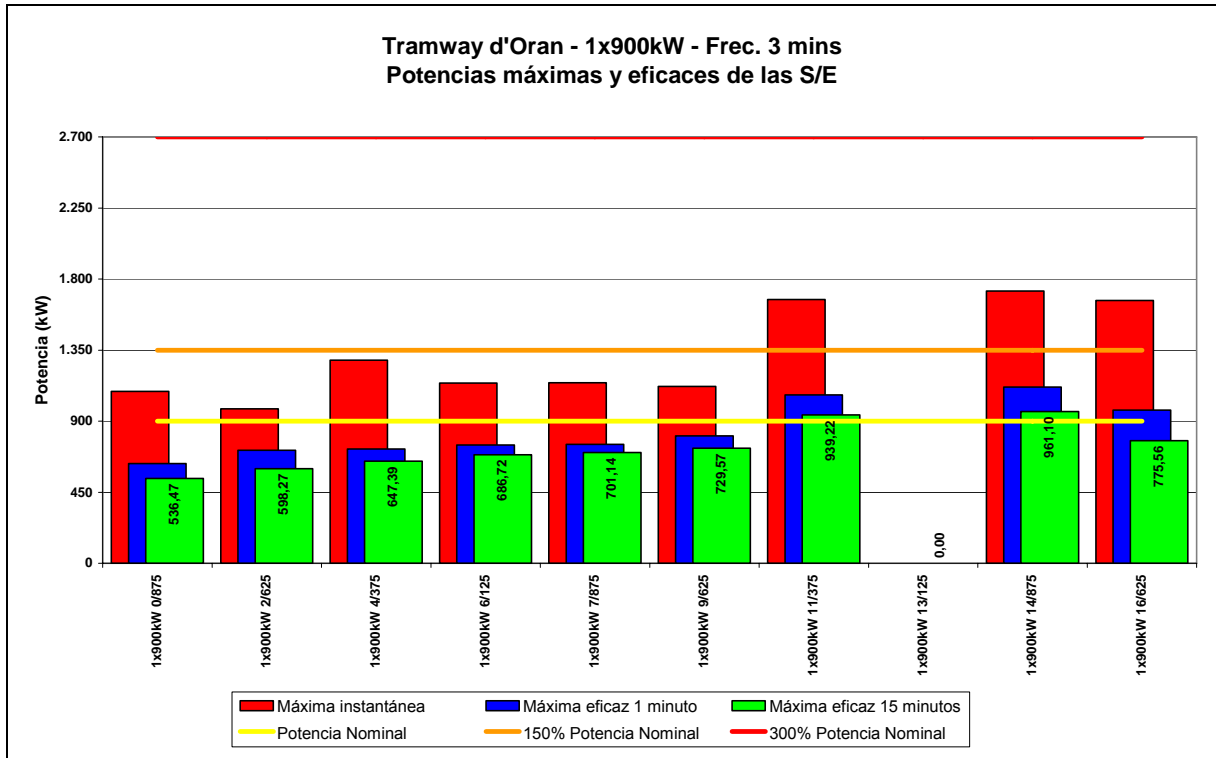


Gráfico AP5

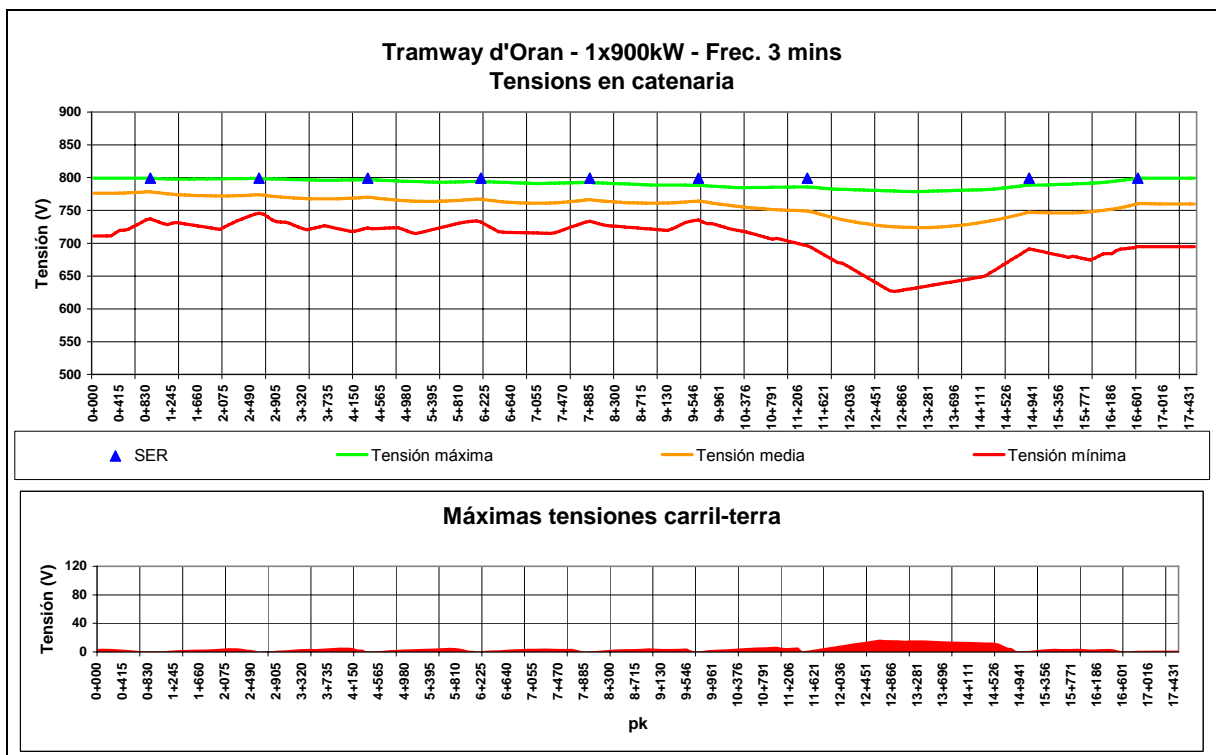


Gráfico AT5

Sobre estos gráficos, se comprueba que las tensiones en la catenaria son validas (>600V).

Así, esta configuración con un feeder es la óptima, porque respecta todos los criterios, en condiciones normales y degradadas.

6.7.2. Simulaciones caso B

El interés de comentar este caso es el cambio hecho sobre las distancias entre subestaciones (L/2 a L/3) y la manera de deducir la correcta sección de feeder.

Teniendo en cuenta los resultados del caso A, la primera simulación esta hecha con una sección de feeder de 2x100mm².

Simulación 1:

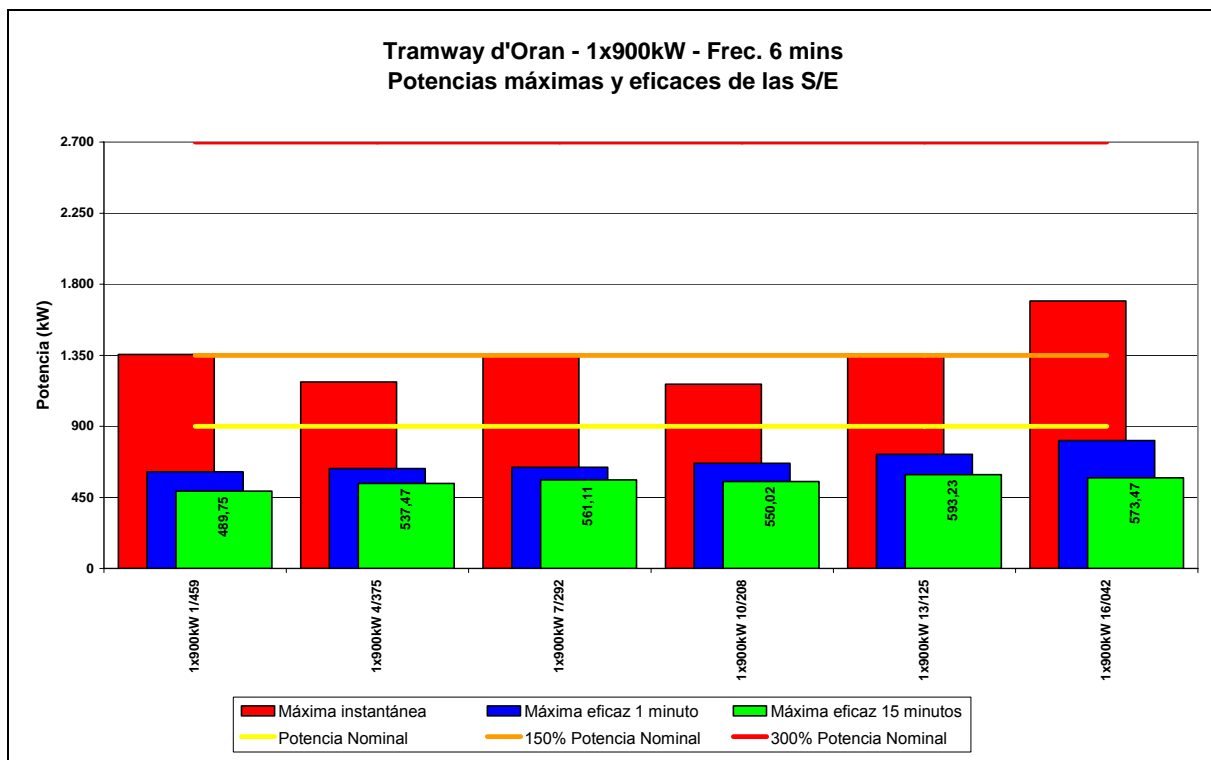


Gráfico BP1



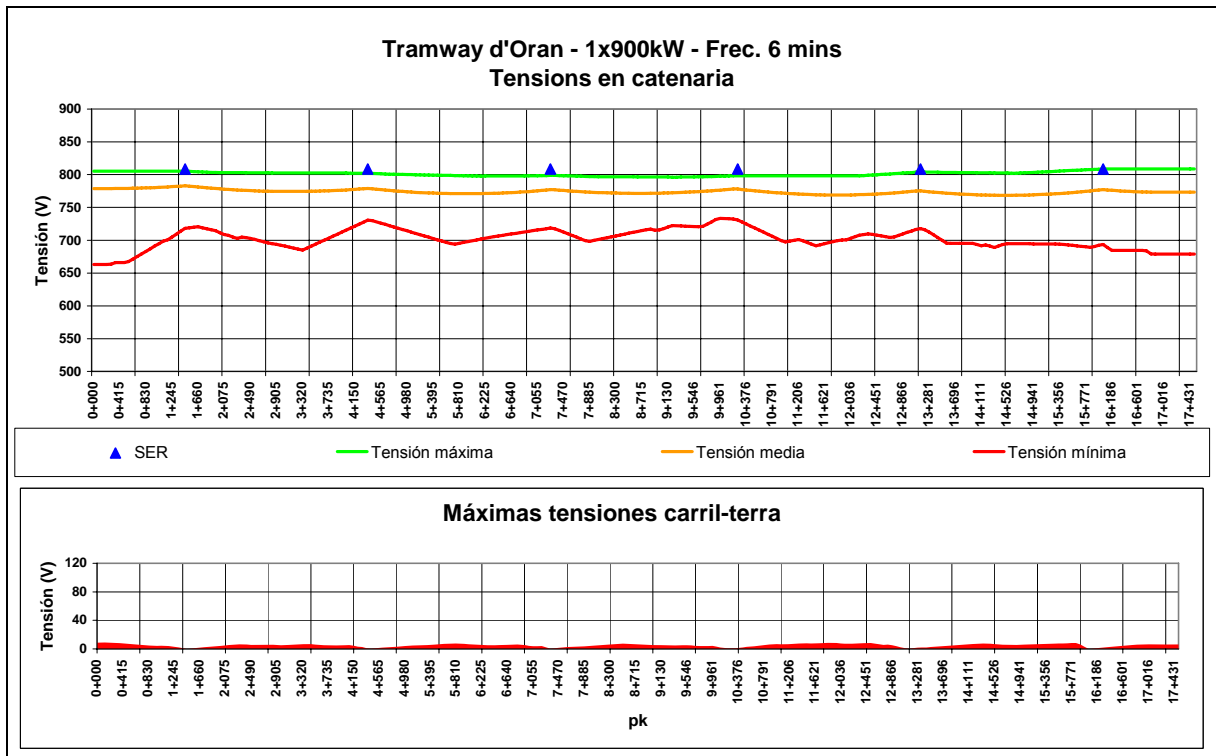


Gráfico BT1

Esta simulación parece correcta aunque la potencia media de cada grupo es bastante baja. Se aprecia que las caídas de tensión máximas se producen en las dos extremidades de la línea. La simulación siguiente comprende así dos cambios:

- Comprobación de la redundancia N – 1, quitando la subestación que consume el máximo de potencia.
- Modificación de las distancias de las subestaciones en las extremidades.

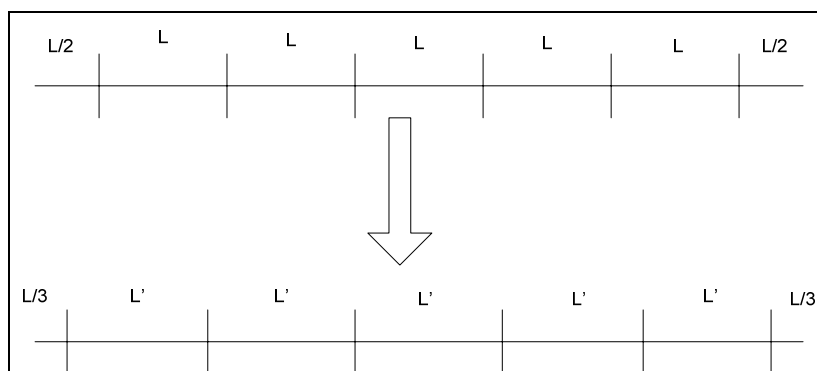


Figura 6.2



Esta elección de distancia entre subestaciones permitirá de evitar las caídas de tensión demasiado importantes en las dos extremidades de la vía.

Simulación 2:

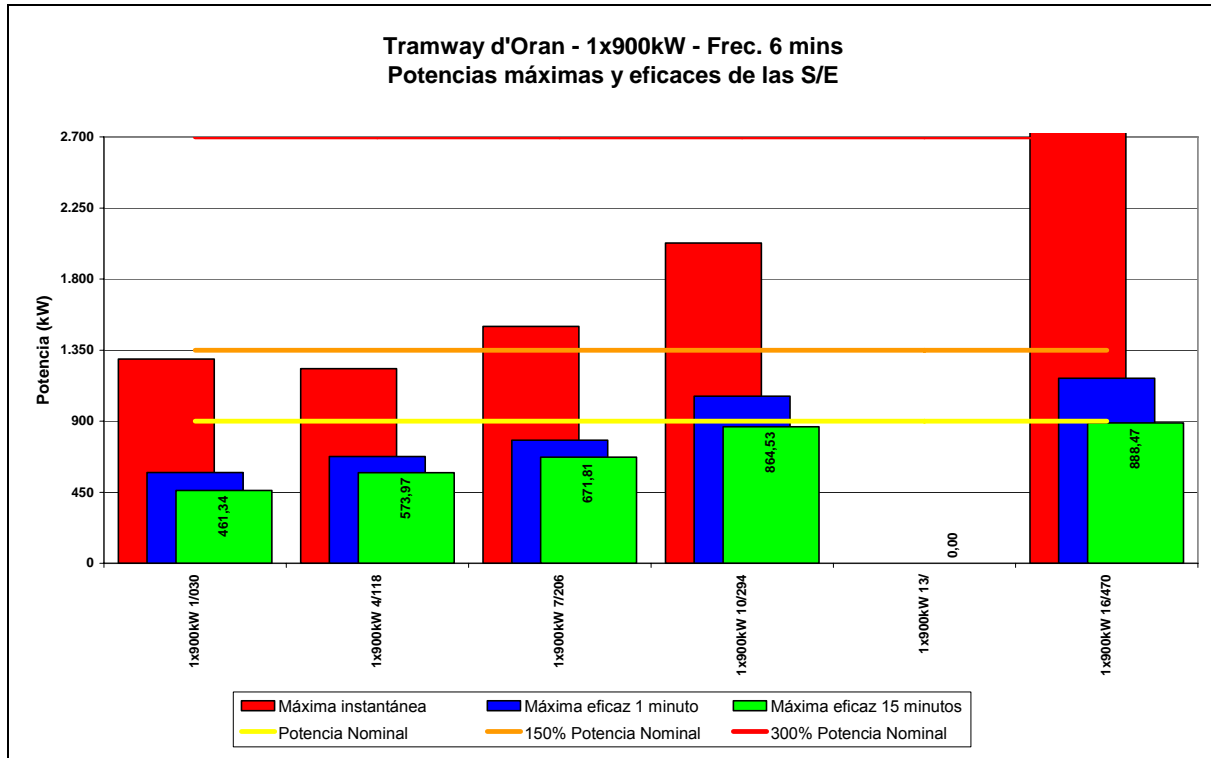


Gráfico BP2

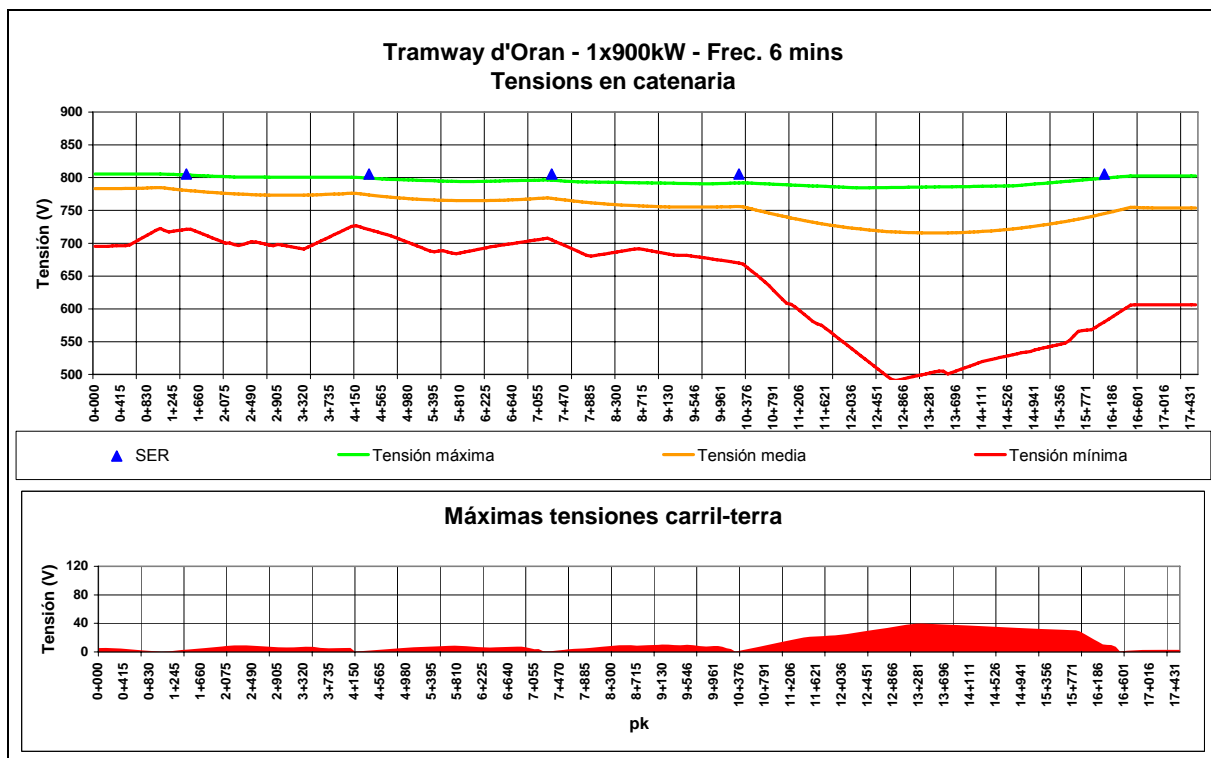


Gráfico BT2

Aparece claramente que esta configuración es crítica. La potencia instantánea de la ultima subestación es demasiado elevada (>300%).

Además, la tensión mínima en la catenaria cae hasta 500 Vcc.

Así, parece claro que hay que cambiar las secciones de feeder, de 2x100mm² a 2x200mm², para respetar los criterios de aceptabilidad que se han fijado.

6.7.3. Simulación caso D

Este caso es muy interesante para entender como las subestaciones se comportan para compensar la perdida de un grupo transformador-rectificador en una de ellas.

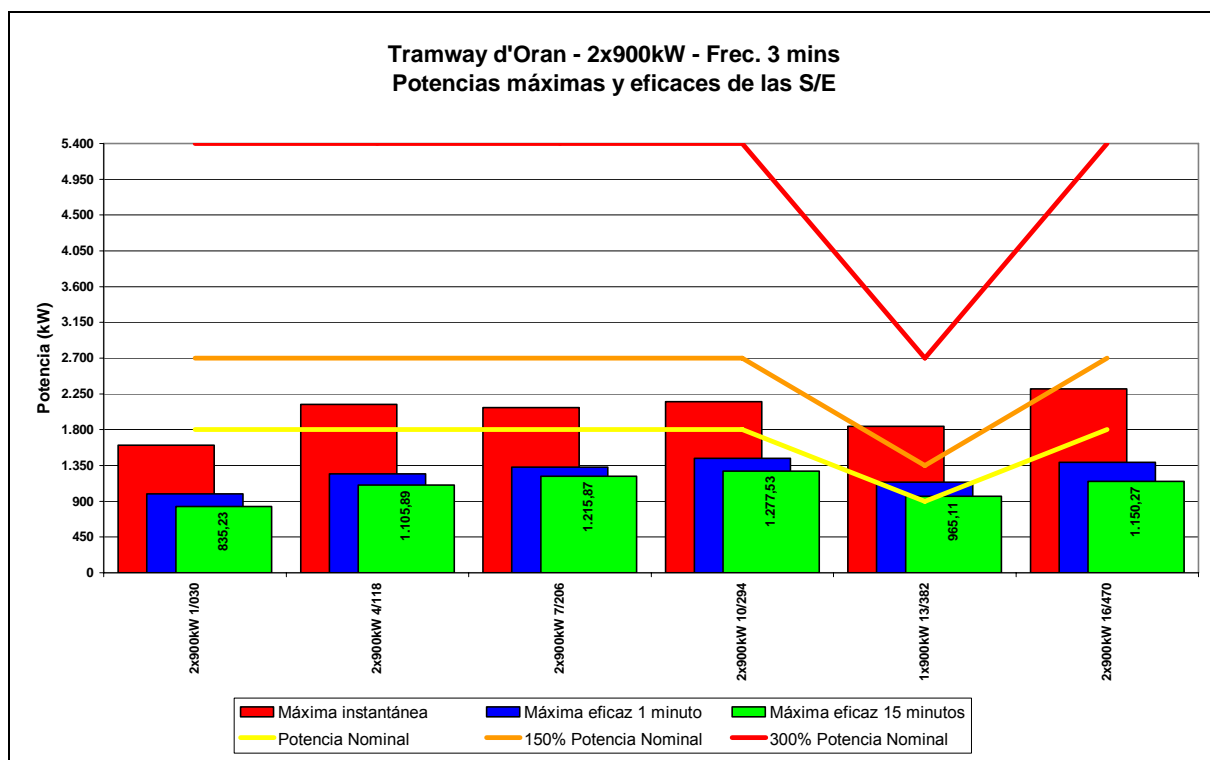


Gráfico DP1



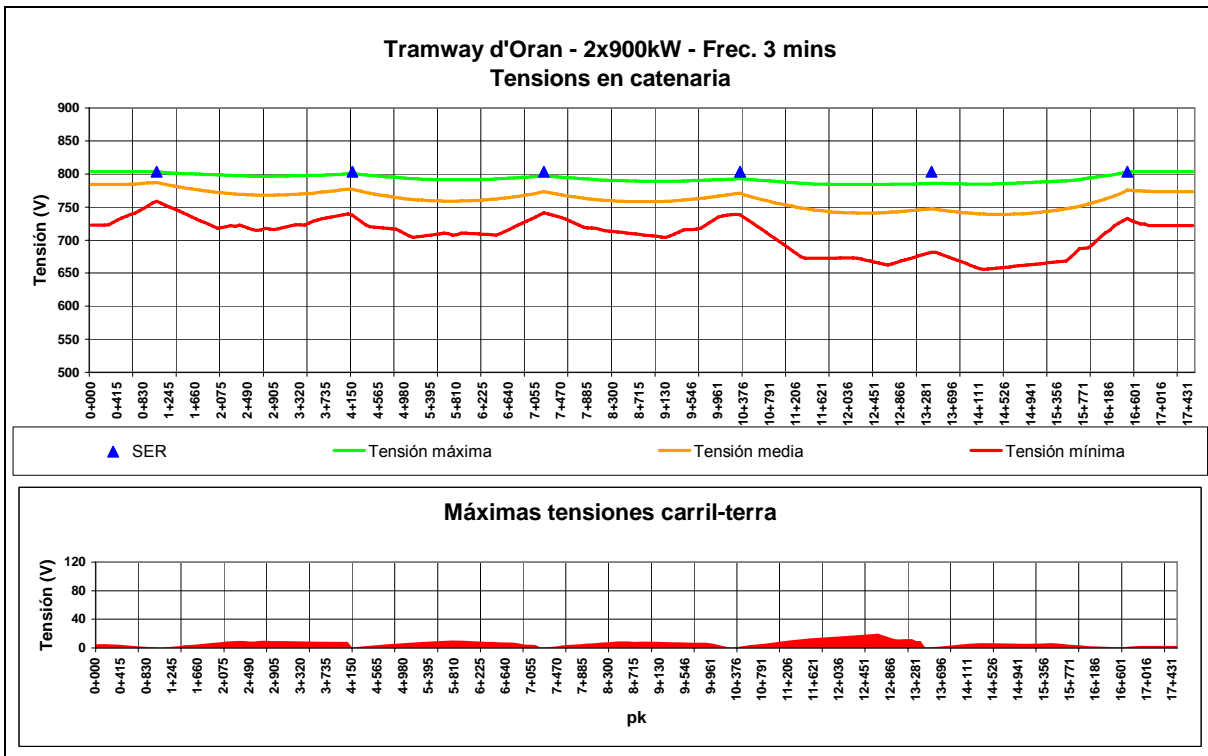


Gráfico DT1

Se observa que el grupo transformador-rectificador restante, ayudado de las subestaciones colaterales absorben eficientemente la perdida del grupo.

Se puede ver que la potencia del grupo restante en la subestación sube para alcanzar una potencia ligeramente superior a su potencia nominal. Las potencias medias de las dos subestaciones colaterales aumenta también “para ayudar” la subestación “tocada”.

La tensión en la catenaria queda en los límites aceptables (>650Vcc).

Estos gráficos muestran así la flexibilidad de las subestaciones en las configuraciones con 2 o 3 grupos transformador-rectificador.

6.7.4. Simulación caso G



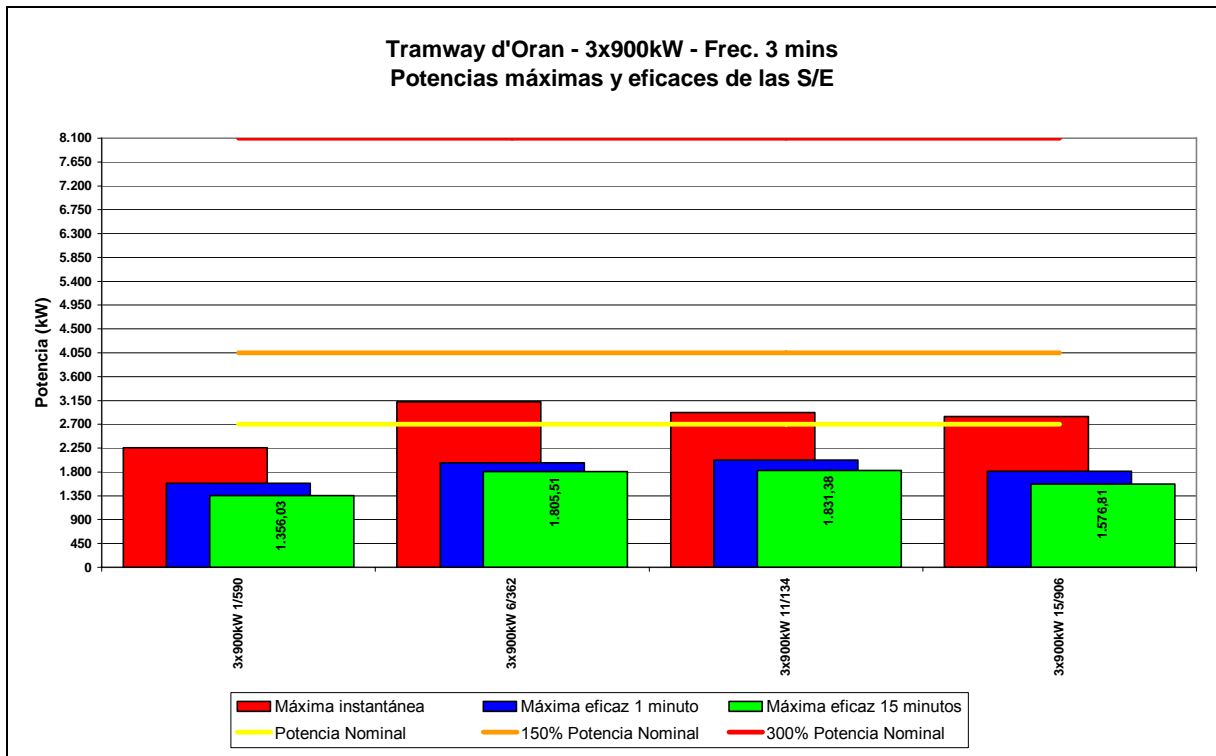


Gráfico GP1

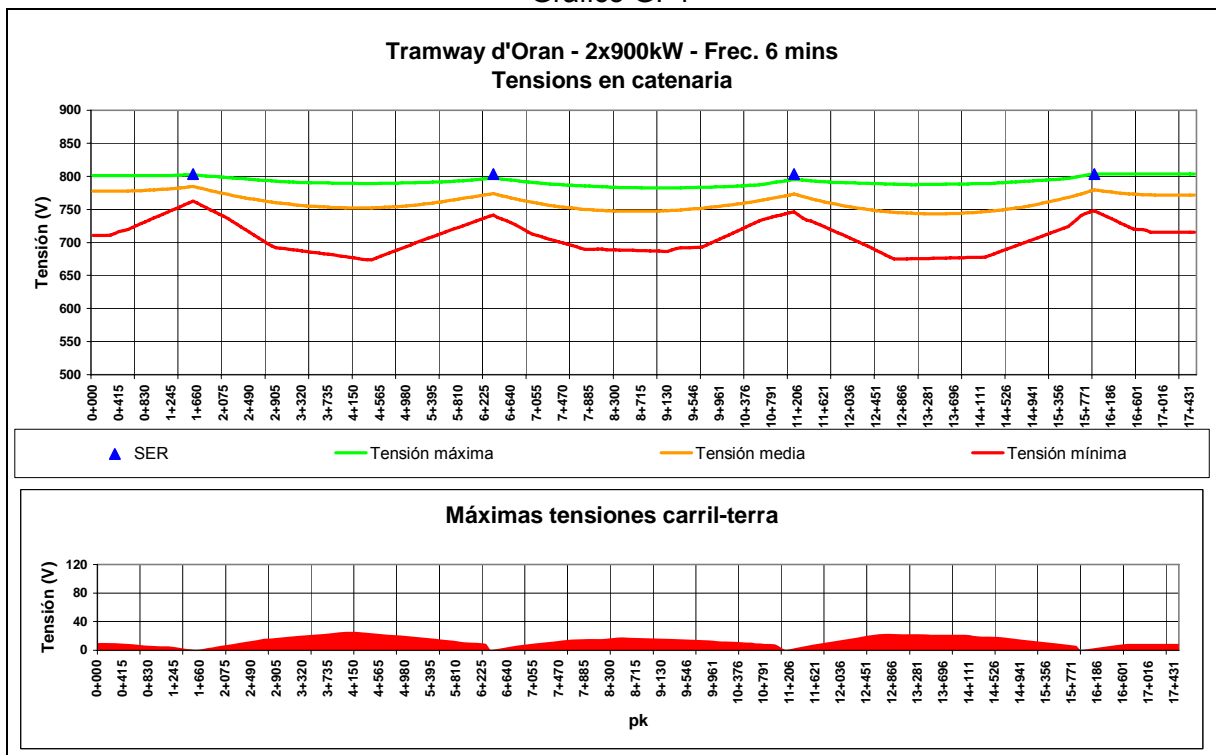


Gráfico GT1

Se puede constatar sobre este gráfico que las condiciones de validez se comprueban. Se nota solamente que la tensión carril-tierra sube más que en las simulaciones anteriores.



6.7.5. Tabla recapitulativa de las simulaciones

Se encontré en la tabla siguiente los resultados finales del estudio de fiabilidad:

Potencia del grupo transformador-reductor		1X900kW	2X900kW	3X900kW
Frecuencia de trenes				
3 minutos	Caso	A	D	G
	n°SST	10	6	4
	Feeder	200	2x400	2x700
6 minutos	Caso	B	E	H
	n°SST	6	4	3
	Feeder	400	2x500	2x800
9 minutos	Caso	C	F	I
	n°SST	4	3	2
	Feeder	600	2x600	2x1000

Tabla 6.2

7. Estudio económico

7.1. Coste de instalación

7.1.1. Colección de los costes

A fin de poder lograr el gráfico representando la evolución del coste de una instalación en función de la potencia a instalar y así la frecuencia de trenes que necesita el proyecto, hay que en un primera fase determinar los precios medios de cada elemento incluido en la electrificación de un tranvía.

Para eso, la busca de información en los proyectos anteriores de SENER, así como bancos públicos de precios y finalmente consulta directa a fabricantes constituyen fuentes de información.

Todos los precios son sin IVA.

El cuadro de precio logrado es el siguiente:



Subestación	Equipos	Precio (unidad)
	Transformador 1000kVA	46500
	Transformador 2250kVA	54500
	Rectificador 1000kVA	36000
	Rectificador 2250kVA	46600
	Seccionador de aislamiento	25000
	Celda de feeder 750Vcc	49000
	Celda de feeder 1200Vcc	57000
	Celda de feeder 1500Vcc	60000
	seccionadores de feeder	6400

Catenaria	Equipos	Precio (/m)
	Hilo de contacto de cobre de 150 mm ²	5,5
	Feeder de acompañamiento de aluminio de 1000 mm ²	30
	Feeder de acompañamiento de aluminio de 800 mm ²	25
	Feeder de acompañamiento de aluminio de 700 mm ²	21
	Feeder de acompañamiento de aluminio de 600 mm ²	18
	Feeder de acompañamiento de aluminio de 500 mm ²	15
	Feeder de acompañamiento de aluminio de 400 mm ²	12
	Feeder de acompañamiento de aluminio de 300 mm ²	10
	Feeder de acompañamiento de aluminio de 200 mm ²	8
	Feeder negativo de cobre de 185 mm ²	16
	Feeder negativo de cobre de 400 mm ²	19
	Catenaria rígida con hilo de cobre de 107 mm ² (+montaje)	245
	Catenaria rígida con hilo de cobre de 153 mm ² (+montaje)	285

Tabla 7.1

En esta tabla aparece un precio medio calculado según diferentes valores de tensiones primario/secundario. Así, los transformadores se diferencian solamente por los rangos de potencia y no las tensiones primario/secundario.

7.1.2. Ejemplo de cálculo del coste en el caso A (un grupo)

El cálculo se basa sobre este modelo de subestación:



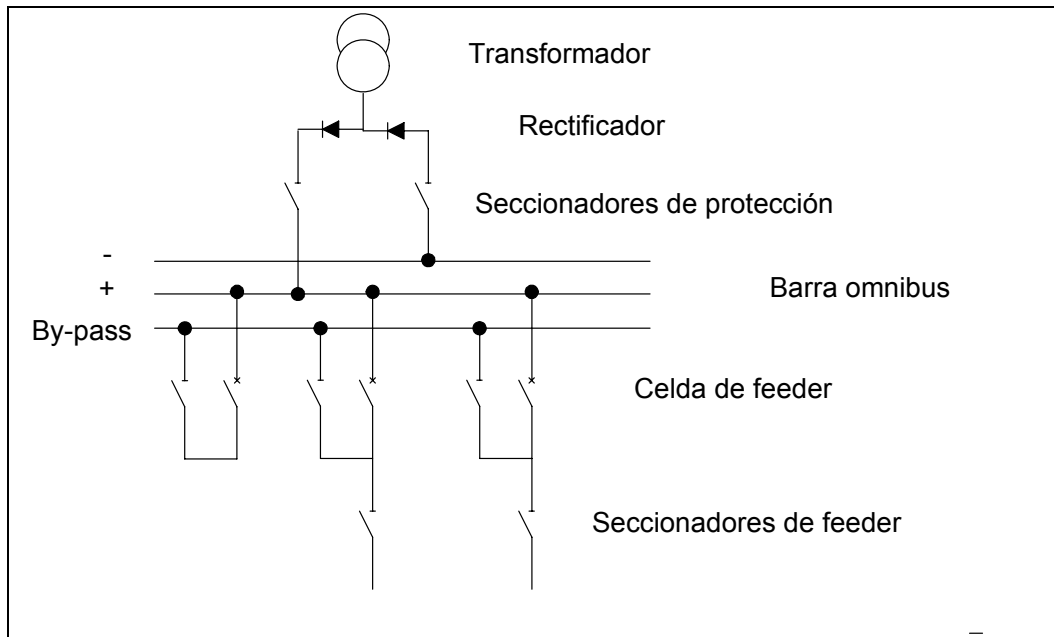


Figura 7.2

- Cada celda de feeder comprende un interruptor extrarrápido y un seccionador.
- Los seccionadores de feeder a la salida de las cabinas están ubicados dentro o fuera de las subestaciones, pero se considera igualmente elementos de la subestación.

Así, el coste de una subestación (SST) es:

$$SST = \text{Transfo}1000\text{kVA} + \text{Rect}1000\text{kVA} + \text{SecDeProt} + 3 \times \text{CeldaDeFeeder}750\text{V} + 2 \times \text{SecDeFeeder}$$

(Eq. 7.1)

$$SST = 46.500 + 36.000 + 25.000 + 3 \times 49.000 + 2 \times 6.400 = 267.300$$

Este caso se compone de 10 subestaciones, el coste total es así de: 2.673.000€.

El suministro de la electricidad de la subestación hasta los trenes se compone del hilo de contacto de 150mm² y el feeder de acompañamiento. El calculo siguiente no toma en cuenta los cálculos de instalación, que varían de un proyecto a otro, y así no se puede considerar en este estudio.

$$\text{Coste} = \text{LongitudDelTrazado} \times (\text{CosteDelFeeder} + \text{CosteDelHilo}) \quad (\text{Eq. 7.2})$$

$$\text{Coste} = 17500 \times (8 + 2 \times 5,5) = 332.500\text{€}$$

$$\text{CosteTotal} = 3.005.500\text{€}$$



7.1.3. Ejemplo de cálculo del coste en el caso D (dos grupos)

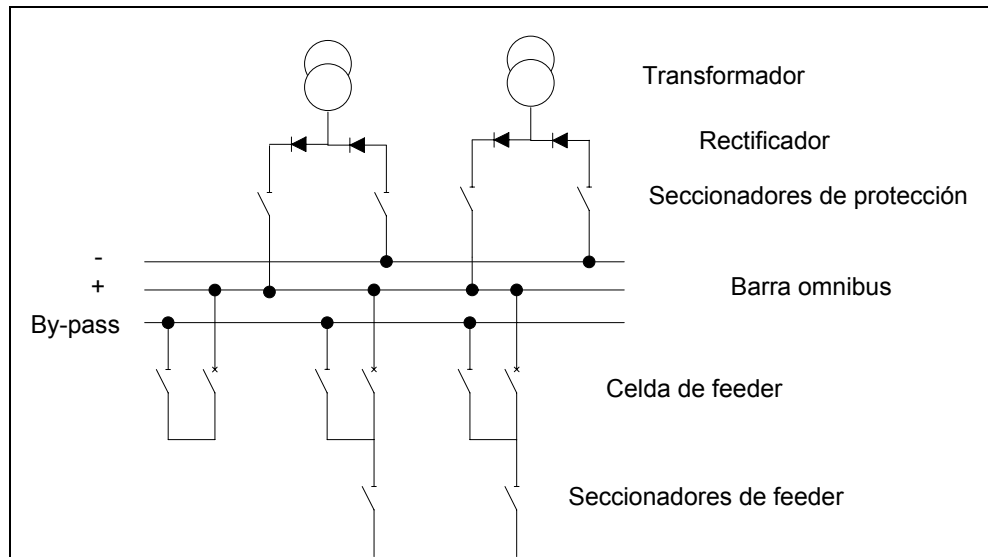


Figura 7.3

Con las mismas hipótesis que anteriormente, el coste de una subestación (SST) es:

$$SST = 2 \times \text{Transfo } 1000 \text{ kVA} + 2 \times \text{Rect } 1000 \text{ kVA} + 2 \times \text{Sec De Prot} + 3 \times \text{Celda De Feeder } 750 \text{ V} + 2 \times \text{Sec De Feeder} \quad (\text{Eq 7.3})$$

$$SST = 2 \times 46.500 + 2 \times 36.000 + 2 \times 25.000 + 3 \times 49.000 + 2 \times 6.400 = 374.800$$

Este caso se compone de 6 subestaciones, el coste total es así de: 2.248.800€.

El suministro de la electricidad de la subestación hasta los trenes se compone del hilo de contacto de 150mm² y el feeder de acompañamiento.

$$\text{Coste} = \text{Longitud Del Trazado} \times (\text{Coste Del Feeder} + \text{Coste Del Hilo}) \quad (\text{Eq 7.4})$$

$$\text{Coste} = 17.500 \times (12 \times 2 + 2 \times 5,5) = 612.500 \text{€}$$

$$\text{Coste Total} = 2.861.300 \text{€}$$



7.1.4. Ejemplo de cálculo del coste en el caso G (tres grupos)

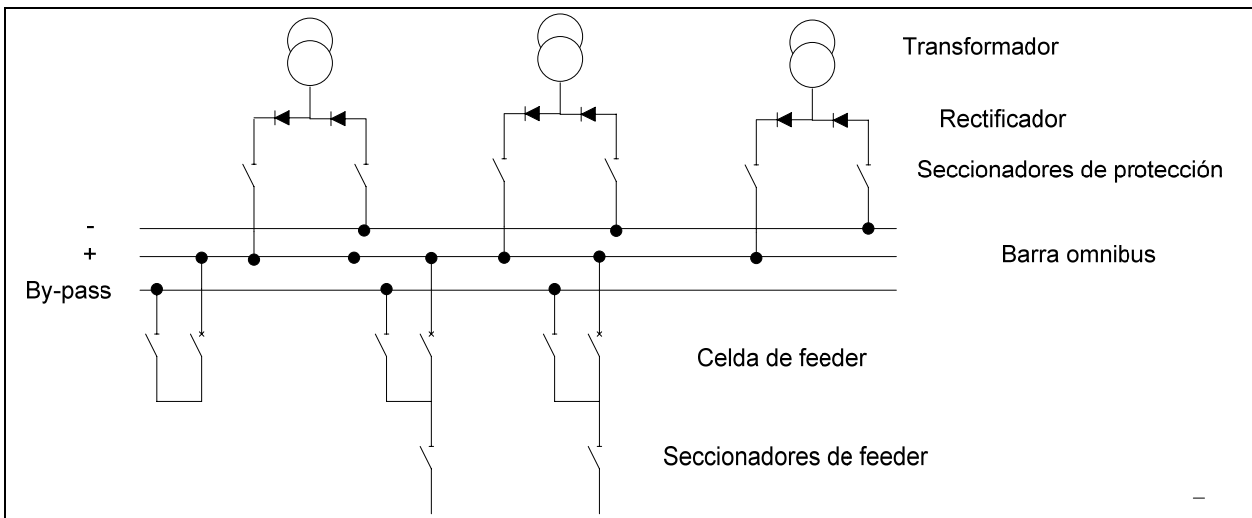


Figura 7.4

Con las mismas hipótesis que en el caso A, el coste de una subestación (SST) es:

$$SST = 3 \times \text{Transfo}1000\text{kVA} + 3 \times \text{Rect}1000\text{kVA} + 3 \times \text{SecDeProt} + 3 \times \text{CeldaDeFeeder}750\text{V} + 2 \times \text{SecDe Feeder} \quad (\text{Eq. 7.5})$$

$$SST = 3 \times 46.500 + 3 \times 36.000 + 3 \times 25.000 + 3 \times 49.000 + 2 \times 6.400 = 482.300$$

Este caso se compone de 4 subestaciones, el coste total es así de: 1.929.200€.

El suministro de la electricidad de la subestación hasta los trenes se compone del hilo de contacto de 150mm² y el feeder de acompañamiento.

$$\text{Coste} = \text{LongitudDelTrazado} \times (\text{CosteDelFeeder} + \text{CosteDelHilo}) \quad (\text{Eq. 7.6})$$

$$\text{Coste} = 17.500 \times (2 \times 18 + 2 \times 5,5) = 822.500\text{€}$$

$$\text{CosteTotal} = 2.751.700\text{€}$$

7.1.5. Conexión a la compañía

Todos estos precios por subestación y comprenden los costes de montaje.

Material	Coste SST enterrada(€)	Coste SST superficie (€)
Conjunto de celdas conectadas a la Compañía	66.000	39.000
Celda de seccionador de entrada	12.500	8.200
Celda de acometida y de medida	20.000	14.000
Celda de protección	42.000	26.000
Pararrayos	0	7.000
Total	140.500	94.200



Tabla 7.5

7.1.6. Servicios auxiliares

En la tabla, aparecen los precios por subestación (sin IVA):

Sector	Material	Coste SST enterrada (€)	Coste SST superficie (€)
Ventilación	Sistema de ventilación por entrada de aire	10.000	0
	Sistema de ventilación por extracción de aire	5.000	0
Incendios	Sistema de detección de incendios	6.400	3.200
	Sistema de extinción de incendios	1.100	430
Sistema anti-intrusión	Sistema de video de supervisión	4.700	4.700
Otros	Puente rodante	24.600	0
	Equipos de seguridad (manta ignífuga, banqueta aislante...)	4.500	4.500
	Armarios Baja Tensión	27.000	27.000
	Alumbrado subestación	12.900	1.100
	Línea telefónica	2.800	2.800
Total		99.000	43.730

Tabla 7.6

La diferencia de coste de los servicios auxiliares en el caso de una subestación con dos grupos transformador-rectificador es del 15% y para tres grupos del 30% mas elevado que en el caso de una subestación con un único grupo.

7.1.7. Sistema de gestión de la energía

El sistema de gestión de la energía se compone del sistema de control distribuido con su centro de control distribuido. Comprende:

- Armario de autómatas (Autómata Programable Industrial)
- Relés de protección
- Modems, softwares y hardwares

Su coste medio de suministro e instalación (sin IVA) es de 178.000€ (instalaciones de superficie o enterradas).

7.1.8. Tabla y gráfico recapitulativos

Para determinar un buen orden de magnitud del coste de subestación, queda que incorporar los costes de la obra civil.



En el caso del tranvía de Oran, por lo cual hay subestaciones de superficie y subestaciones enterradas, salen los precios siguientes (sin IVA):

- Subestación de superficie: 39.000€
- Subestación enterrada: 94.000€

Son subestaciones con un único grupo transformador-rectificador de 1.000kVA. La diferencia de coste de la obra civil en el caso de una subestación con dos grupos transformador-rectificador esta de 15% y por tres grupos de 30% mas elevado que en el caso de una subestación con un único grupo.

Este precio toma en cuenta toda la obra civil de una subestación (Desde la excavación para una subestación enterrada hasta la instalación de las puertas cortafuego).

Dos componentes del precio total de una subestación no aparecen en este estudio económico:

- El coste del terreno. El coste del terreno es muy variable siempre con el precio propio de compra de terreno de cada ciudad, esto no entra en el objeto de comparación de este estudio, aunque podría formar parte de un modelo más completo de estudio en trabajos futuros.
- El coste del cableado. El coste del cableado es del mismo orden de magnitud en cada subestación (1,2 o 3 grupos). No toma parte significativa así en el estudio de precio.

A fin de comparar de manera eficiente cada alternativa, se considera a continuación tres casos de instalación: todas las subestaciones son tipo superficie, todas son tipo enterradas y mitad de subestaciones enterradas, mitad de subestaciones de superficie (en el caso de 3 subestaciones, se considere dos subestaciones enterradas y una de superficie).

Al final, se obtiene esta tabla recapitulativa:



Potencia del grupo transformador-rectificador		1X900kW	2X900kW	3X900kW
Frecuencia de trenes				
3 minutos	Caso	A	D	G
	n° SST	10	6	4
	Coste SST enterradas	6.518.500	6.057.000	5.724.300
	Coste SST de superficie	4.952.800	4.740.534	4.595.296
	Coste SST enterradas y superficie	5.735.650	5.398.767	5.159.798
6 minutos	Caso	B	E	H
	n° SST	6	4	3
	Coste SST enterradas	4.185.300	4.406.500	4.709.600
	Coste SST de superficie	3.245.880	3.528.856	3.862.847
	Coste SST enterradas y superficie	3.715.590	3.967.678	4.427.349
9 minutos	Caso	C	F	I
	n° SST	4	3	2
	Coste SST enterradas	3.036.200	3.633.750	3.729.900
	Coste SST de superficie	2.409.920	2.975.517	3.165.398
	Coste SST enterradas y superficie	2.723.060	3.414.339	3.447.649

Tabla 7.7

Subestaciones enterradas

El objeto de este gráfico es de lograr una representación del coste de instalación que permite de estudiar la evolución del coste según la frecuencia de trenes (potencia demanda). Este gráfico es el siguiente:

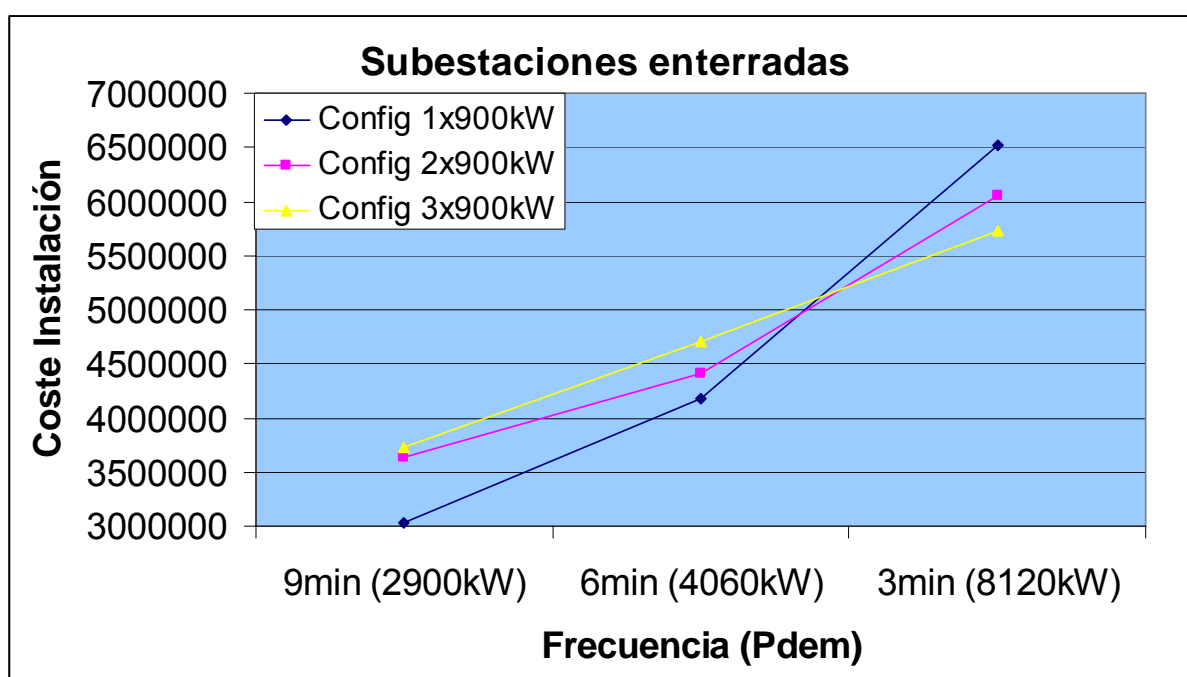


Gráfico 7.8: Coste instalación subestaciones enterradas

Subestaciones de superficie

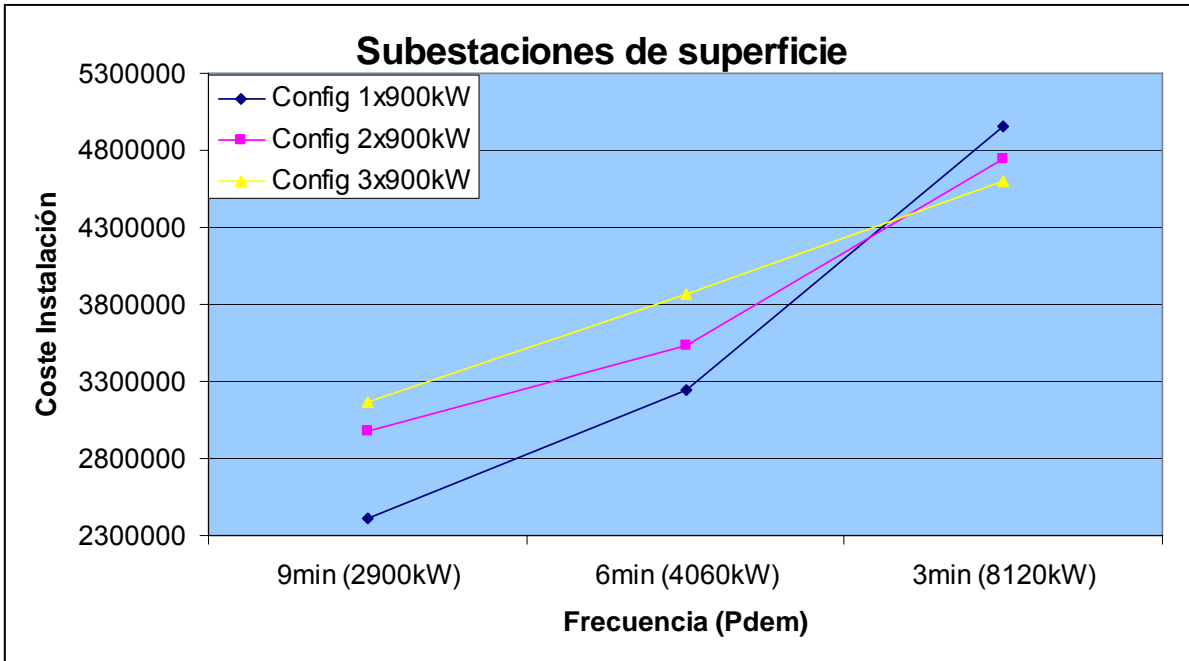


Gráfico 7.9: Coste instalación subestaciones de superficie

Subestaciones enterradas y de superficie

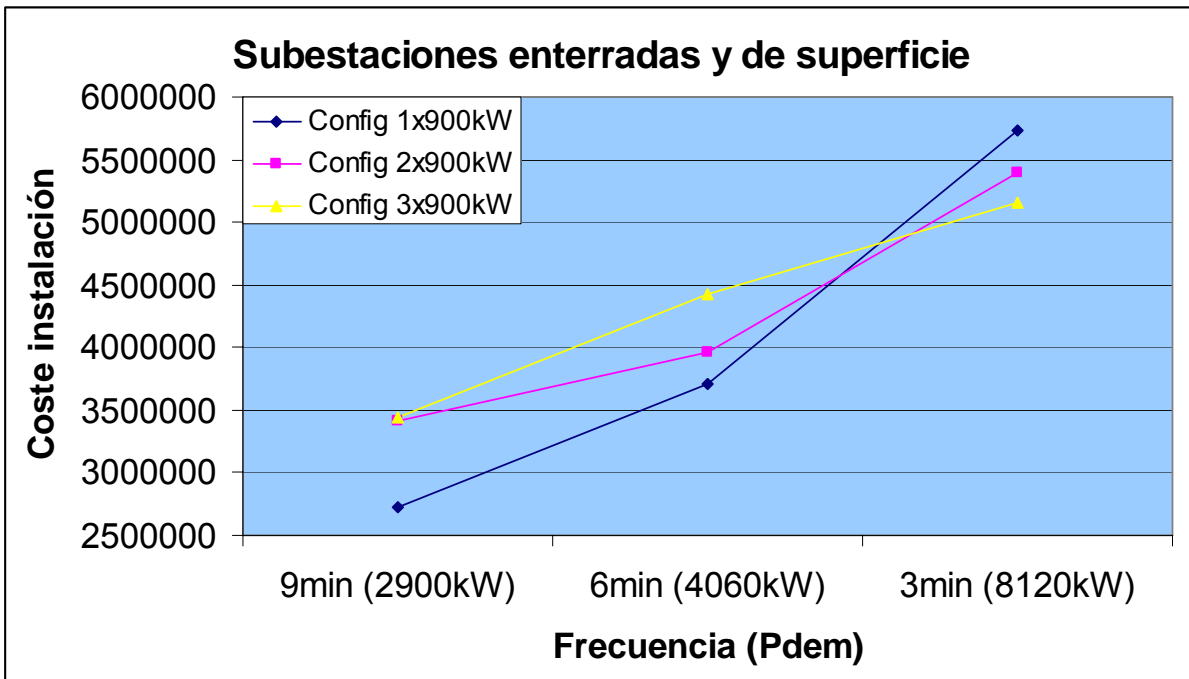


Gráfico 7.10: Coste instalación subestaciones enterradas y de superficie



7.2. Coste de explotación

7.2.1. Definición

Los costes de explotación comprenden la compra de la energía y el mantenimiento de las instalaciones.

El coste de la energía se compone de dos términos:

- La tarifa fija, que depende de la potencia instalada (kW)
- La tarifa variable, que varia según el consumo de energía (kWh)

Al fin de evaluar el consumo real de energía, hay que evaluar las pérdidas provocadas en el conjunto electrificación. Las pérdidas de los trenes sobre los carriles no entran en el estudio del diseño de subestación.

Las pérdidas se componen de:

- Las pérdidas por efecto Joule
- Las pérdidas en carga del transformador y del rectificador.

Las pérdidas por efecto Joule son simuladas (8.2 Método de cálculo STELec) por STELec.

Las pérdidas en el transformador y rectificador son tenidos en cuenta por el programa STELec. El conjunto transformador y rectificador esta modelizado con una casa negra donde las pérdidas están modelizadas con una resistencia cuyo el valor varia según la potencia del grupo y el régimen de carga.

7.2.2. Cálculo

En primer lugar, se considere un cálculo de coste de explotación al año.

El cálculo del coste de explotación se basa sobre las tarifas básicas de 2006 (RD 1556/2005), en vigente al principio del proyecto final de carrera.

Como se dice anteriormente, el coste de la electricidad se basa sobre un término fijo, el término de potencia (T_p), y un término que varia según el consumo, el término de energía (T_e).



En Alta Tensión ($V > 1\text{kV}$), la tarifa de tracción que corresponde a nuestro estudio es ($V < 36\text{kV}$):

- $T_p = 0.651711$ (€/kW mes)
- $T_e = 0.0772885$ (€/kWh)

En caso que contratemos toda la potencia instalada, en el caso A del tranvía de Oran, la potencia instalada total es de ($10 \times 900\text{kW}$) 9.000kW .

Así, el coste de potencia C_p al año es:

$$C_p = 12 \times 9.000 \times 0.651711 = 70.385\text{€}$$

Si se supone un funcionamiento del tranvía del lunes al domingo de las 7 horas hasta las 23h (16 horas cada día), se logra una circulación durante 5840 horas al año.

P_{total} media consumida en cada subestación es (a partir de la simulación 5 del caso A):

$$P_{\text{total}} = 6.446\text{kW}$$

Así el coste de energía C_e al año es de,

$$C_e = 5.840 \times 6.446 \times 0,072885 = 2.743.730\text{€}$$

El coste de explotación total es así de $2.814.115\text{€}$.

Sí se hace una comparación entre esta alternativa con las alternativas con dos y tres grupos transformador-rectificador, el término fijo no cambia (la potencia contratada es la misma). Solo cambia el término variable.

Se logra los resultados siguientes:

- Dos grupos: $P_{\text{total}} = 6.517\text{kW}$
- Tres grupos: $P_{\text{total}} = 6.570\text{kW}$

Entonces los costes de explotación total que se logran son los siguientes:

- Dos grupos: $C_{\text{Total}} = 2.773.950 + 70.385 = 2.844.335\text{€}$



- Tres grupos: $C_{\text{Total}} = 2.796.510 + 70.385 = 2.866.895 \text{ €}$

Se logra una diferencia en el coste de explotación cada año de 52.780€ entre las configuraciones a uno y tres grupos. Así, si se considera un periodo de utilización de 25 años (como para los cálculos de fiabilidad), se obtenga un importe de 1.319.500€.

7.3. Conclusión del estudio económico

La conclusión se basa sobre los tres gráficos logrados en el parágrafo 12.8.1, que representan los costes de instalación según la colocación de las subestaciones (enterradas, de superficie o ambas) y el estudio del coste de explotación.

En primer lugar, se aprecia que la instalación de subestaciones enterradas es siempre más costosa, lógicamente, que la instalación de subestaciones de superficie.

En segundo lugar, las curvas respectan en los tres casos la misma evolución para las tres configuraciones. Así, para frecuencias de 9 o 6 minutos, son siempre las configuraciones con 1 grupo de 900kW las más ventajosas. Para una frecuencia de 3 minutos, la configuración con tres grupos tiene el coste de instalación más interesante.

En tercer lugar, se añade la consideración del coste de explotación. En los tres casos, la configuración que engendra el precio más elevado del coste de explotación es la configuración con tres grupos. Entonces, para frecuencias bajas (6 y 9 minutos), el coste de explotación es más bajo con un grupo así que el coste de instalación. Entonces, la mejora configuración económicamente es sin duda la configuración con un grupo.

A frecuencia alta (3 minutos), el coste de instalación es más bajo con tres grupos pero el coste de explotación más elevado. Si se considera las configuraciones con uno y tres grupos a frecuencia baja, en el caso de subestaciones enterradas, se logra una diferencia del coste de instalación de 794.200€, para una diferencia del coste de explotación de 52.780€ (ver parágrafo 12.2.2) cada año. El tiempo necesario para compensar la inversión a la instalación es así de 15 años. Si se considera las configuraciones con dos y tres grupos, se logra una duración de 7 años.

En conclusión, hay siempre que instalar el máximo número posible de subestaciones de superficie en cada proyecto. A baja frecuencia requerida (6 y 9 minutos), hay que privilegiar una configuración con un grupo. A alta frecuencia (3 minutos), es la configuración con tres grupos la más ventajosa a la instalación pero el precio se



amortiza en 15 años con respecto a una instalación de subestaciones de un grupo y en 7 años con dos grupos.

Una vez llegados a este punto, analizando en perspectiva el estudio económico, se puede matizar los resultados logrados con la configuración con tres grupos transformador-rectificador. Se ha considerado la configuración con tres grupos siempre viable en el estudio económico aunque ella implica una gran sección de feeder (hasta 1.000 mm² por cada vía a una frecuencia de 9 minutos). En la realidad, un feeder de sección tan elevada es muy difícil a instalar, asimismo por dos feeders de 700 mm² a frecuencia elevada (3 minutos). El precio de instalación de feeder se multiplica por dos ofreciendo una instalación menos flexible, es la razón por la cual las configuraciones con un y dos grupos son las más utilizadas.

Para información, en el caso del tranvía de Oran, proyecto en ejecución actualmente en SENER, la dirección del proyecto ha elegido instalar una red de 10 subestaciones con un grupo transformador-rectificador de 900kW en cada una y una línea área de contacto de 150 mm² con un feeder de 200 mm² para las dos vías. Entonces el estudio da el correcto número de subestaciones con esta potencia de grupo así como de sección de feeder. Se prueba así que los datos del proyecto final de carrera esta en acuerdo con datos reales. Comentar además, que la elección de 10 subestaciones de 1 grupo responde también a la necesidad de una alta flexibilidad futura; ya que es altamente probable que la red se amplíe en los próximos años, o décadas. Por este motivo también buena parte de las subestaciones se han previsto con espacio suficiente para la ampliación de grupos transformador-rectificador.

El dimensionado de una línea de metro se hace de una forma análoga al caso del tranvía, aquí expuesto. En lugar de considerar grupos transformador-rectificador de 900kW, hay que tener en cuenta grupos de un mínimo de 2000kW. Esta potencia superior viene requerida sobretodo por un material móvil más pesado y que comprende también más vagones (mayor capacidad). Además, para la alimentación del material móvil desde las subestaciones, hay que tener en cuenta que se hace con catenaria rígida o tercer carril. Estas dos tecnologías pueden soportar corrientes de mayor intensidad, por tanto más adecuadas a las características del metro.



8. Conclusión

8.1. Conclusión del estudio

De acuerdo con los objetos fijados al principio del proyecto final de carrera, esta memoria se traduce en un manual, el cual permite a un ingeniero de SENER, para evaluar las diferentes alternativas en la concepción básica y funcional de una línea de metro o tranvía, **llegar a una primera solución optimizada de configuración.**

Los cálculos desarrollados permiten con una distancia de línea y una frecuencia de trenes, determinar la potencia demandada. Según la frecuencia requerida también, se puede fijar el número de grupos transformador-rectificador por subestación y así el número de subestaciones, **para lograr el mejor nivel de fiabilidad y también los costes de explotación e instalación más interesantes.** Con este número de subestación, se determina la distancia entre ellas y además la sección equivalente de catenaria y feeder.

Este proyecto final de carrera es un primer paso hacia una solución óptima de electrificación de sistema ferroviario urbano. En la práctica las diferentes partes en juego en estos proyectos como son las distintas administraciones (ferroviarias y/o territoriales), las empresas, la calidad del servicio requerida, flexibilidad deseada, los precios (tanto de los terrenos como materiales y equipamiento), etc. que pueden hacer que la solución óptima GLOBAL para una línea, no siempre lo sea en términos estrictamente de electrificación.

8.2. Conclusiones personales

De manera más general sobre la realización del proyecto final de carrera, he aprendido mucho sobre la electrificación de sistemas ferroviarios y sobretodo en estos campos:

- Sistemas de electrificación ferroviaria: Concepción general, tipos, utilidades, operación de las mismas.
- Componentes y equipo de una subestación de tracción ferroviaria
- Cálculos de fiabilidad
- Orden de magnitud de los costes de los componentes y de su instalación, así como de explotación.



8.3. Recomendaciones-Trabajos futuros

Como se ha comentado en las conclusiones, el proyecto ha cumplido con sus objetivos de trabajar y establecer una metodología entorno al concepto de distancia económica (Ver apartado-anejo F). A medida que se avanzaba en la realización del estudio se han ido observando nuevas variables con importante consecuencia (como lo es la cantidad de subestaciones en superficie - subterráneas), así como se han realizado varias hipótesis de cálculo, especialmente en el estudio de fiabilidad.

Se han podido extraer conclusiones muy útiles para un caso concreto, lo cual era el objeto dentro de la dimensión de un PFC, lo cual nos anima en profundizar en estudios de estas características.

Los trabajos futuros a desarrollar serían, a corto plazo, repetir el mismo estudio de simulación en los casos de metro, ferrocarril convencional. En efecto, los cálculos de fiabilidad serían los mismos que en este estudio. Pero, se podría hacer otras simulaciones a fin de testar las alternativas.

Una vez hecho este primer muestreo, y localizadas las aplicaciones para las cuales es posible la extracción de conclusiones satisfactorias, sería ir reduciendo en número de hipótesis antes comentadas, generando cada vez modelos de cálculo más precisos (reduciendo por tanto la incertidumbre en los puntos donde las alternativas obtienen resultados similares) pero a la vez más complejos.

A largo plazo, finalmente sería pasar de lo particular a lo general, desarrollando un modelo de cálculo complejo con todas y cada una de las variables que aquí se han descrito (y muchas se han supuesto) para generar un programa informático que en función de las características de la línea entregara como resultado el número de subestaciones con sus ubicaciones, el número de grupo transformador-rectificador con sus potencias unitarias y una sección equivalente de catenaria-feeder. Estas variables podrían ser el trazado de la línea, la frecuencia de trenes requerida, nivel de fiabilidad, el tipo de material móvil, capacidad para ubicar subestaciones en superficie o enterradas, etc.



9. Estudio del impacto ambiental

9.1. Efectos sobre la salud vinculados a los campos electromagnéticos

9.1.1. Prologo

Los riesgos potenciales de exposición a los campos electromagnéticos (CEM) procedente de instalaciones como cables de alta tensión o subestaciones representan una problemática para los responsables.

Los responsables deben determinar si hay un peligro vinculado a la exposición a los CEM y cuáles son las repercusiones sanitarias potenciales de este último. También deben saber evaluar el riesgo; reconocer las razones por las cuales la gente puede estar inquieta.

En definitiva, deben saber percibir los riesgos y aplicar políticas que protegen la Salud Pública y responden a las preocupaciones de la gente, es decir, administrar el riesgo.

9.1.2. Concepto de campo electromagnético

Los campos electromagnéticos (CEM) existen en el estado natural y están presentes sobre la tierra. Las fuentes naturales generan campos estáticos, como el campo magnético terrestre (amplitud de 50 μT en Francia) y los campos eléctricos estáticos atmosférico (cuando el tiempo es bueno su valor es pequeño aproximadamente de 100 V/m, pero cuando el tiempo es tormentoso los valores son elevados y pueden alcanzar 20000 V/m).

La otra fuente de CEM está vinculada a las aplicaciones eléctricas, las cuales han ido aumentando progresivamente el último siglo, a raíz de la demanda creciente en electricidad y tecnologías inalámbricas.

Los campos a la frecuencia industrial de 50 Hz (aparatos eléctricos domésticos, ordenadores, líneas y cables de transporte eléctrico, etc.) son los más conocidos. Estos los clasificaríamos como campos magnéticos y eléctricos estáticos de baja frecuencia.

El siguiente cuadro refleja los campos eléctricos y magnéticos de algunos equipamientos o aparatos corrientes:



Equipamiento	Campos eléctricos (en V/m)	Campos magnéticos (en μT)
Maquinilla de afeitar	Despreciable	0,5
Ordenador Personal	Despreciable	1,40
Televisor	60	2,00
Refrigerador	90	0,30
Línea a 90 KV (a 30 m)	100	1,00
Manta eléctrica	250	3,60

Tabla 9.1

Las principales fuentes de alta frecuencia o de radiofrecuencia están constituidas por los radares, las instalaciones de difusión radiofónica y televisada, los teléfonos móviles, los dispositivos antirrobo, etc.

9.1.3. La legislación Española

España, como la mayoría de los países europeos, aplica la recomendación del Consejo de Ministros de la Salud de la Unión Europea sobre la exposición de la población a los CEM.

En el Decreto de 17 de mayo de 2001 el artículo 12bis define las limitaciones legales; citamos: "Artículo 12 bis

Limitación de la exposición de los terceros a los campos electromagnéticos

Para las redes eléctricas de corriente alterna, la posición de las obras con relación a los lugares normalmente accesibles a los terceros debe ser tal que el campo eléctrico resultante en estos lugares no exceda 5 kV/m y que el campo magnético asociado no exceda 100 μT en las condiciones de funcionamiento en régimen de servicio permanente. "



Los comentarios por los que se acompaña este mismo artículo 12bis son bastante derivados; los citamos:

“En la práctica, hay que tener en cuenta las distancias de aislamiento, principalmente en el caso de líneas aéreas a 400 KV, para el único campo eléctrico.”

También es importante el hecho de que los CEM se clasifican como radiaciones no ionizantes (RNI), contrariamente a las radiaciones ionizantes, como las radiaciones infrarrojas, visibles y ultravioletas.

9.1.4. Conclusiones de la investigación científica sobre los campos baja frecuencia

Efectos de una exposición a los CEM externos:

La publicación de la Organización Mundial de la Salud resume bastante bien estos efectos; a continuación los citamos:

“Las corrientes eléctricas existen en estado natural en el organismo humano y constituyen una parte esencial de las funciones orgánicas normales. Todos los nervios transmiten sus señales por impulsos eléctricos. La mayoría de las reacciones bioquímicas, desde las asociadas a la digestión hasta las implicadas en la actividad cerebral, producen fenómenos eléctricos.

Los efectos de una exposición a los CEM externos sobre el organismo humano y sus células dependen principalmente de la frecuencia y la magnitud de estos últimos. La frecuencia indica simplemente el número de oscilaciones o ciclos por segundo.

A bajas frecuencias, los CEM pasan a través del organismo mientras que a frecuencias de radio los campos se absorben parcialmente y sólo penetran muy poco en los tejidos.

Los campos eléctricos de baja frecuencia influyen sobre la distribución de las cargas eléctricas en la superficie de los tejidos conductores y hacen circular una corriente eléctrica en el organismo. Los campos magnéticos de baja frecuencia causan corrientes de circulación en el organismo humano. El nivel de estos últimos depende de la intensidad del campo magnético exterior y del tamaño del anillo a través del cual la corriente circula. Cuando son suficientemente importantes, estas corrientes pueden causar un estímulo nervioso y muscular. “

Conocimientos científicos:



Se han realizado numerosos estudios desde la segunda guerra mundial, con el fin de determinar si los CEM a 50 ó 60 Hz pudieran tener, a corto o largo plazo, efectos sobre la salud. Estos estudios se basan en dos métodos: experimentales y epidemiológicas.

Distintos institutos famosos redactaron las conclusiones de sus investigaciones, junto con la Organización Mundial de la Salud (OMS, con publicaciones en 1999 y 2004), el National Institute apagado Environmental Health Ciencias (NIEHS, con publicación en 1999), el Organismo reglamentario de radioprotección en Gran Bretaña (NRPB, con publicación en marzo de 2001).

En junio de 2001 el CIRC, una instancia de la OMS, realizó un peritaje sobre el posible efecto cancerígeno de los CEM estáticas y bajas frecuencias (pues 50 Hz).

En estas conclusiones, el CIRC confirma que:

Los estudios realizados sobre los animales en laboratorio concluyeron en la ausencia de efecto sobre la aparición y el desarrollo de los cánceres así como sobre la reproducción.

Los estudios epidemiológicos establecieron que no hay ningún riesgo para los adultos, en general, ni para los niños expuestos a menos $0,4\mu\text{T}$ por término medio.

Algunos estudios epidemiológicos han encontrado una asociación estadística entre la exposición media a los CEM superiores a $0,4\mu\text{T}$ y una duplicación del riesgo de leucemia para el niño, pero sin que la demostración de la realidad de esta asociación sea convincente, en el sentido que no existe ningún resultado experimental que viene a corroborar esta asociación estadística. Es sobre la base de estas últimas dudas que el CIRC ha clasificado los CEM de baja frecuencia como “cancerígeno posible” I (clasificación 2B), categoría que incluye por ejemplo el café o también las verduras al vinagre.

Hay que señalar que el límite máximo de $0,4\mu\text{T}$ es un límite máximo de exposición individual diaria media elegido en epidemiología para caracterizar el grupo de personas expuestas en sus estudios. No es un límite máximo de efecto biológico ni, a priori, un límite máximo de peligrosidad.

La publicación de la OMS de 2004 “Instauración de un diálogo sobre los riesgos debidos a los campos electromagnéticos” resume bien muy las conclusiones de la reciente búsqueda científica de los campos de baja frecuencia; citamos:

“Los conocimientos científicos relativos a los efectos de los CEM sobre la salud son sustanciales y basados en un gran número de estudios epidemiológicos, así como de



estudios realizados sobre animales y sobre células en cuestión. Se estudiaron numerosos efectos sobre la salud, desde las anomalías de la reproducción de enfermedades cardiovasculares a neurodegenerativas, pero los datos más coherentes acerca de la leucemia, hasta ahora, se refieren a infantil. En 2001, un Grupo de Trabajo del Centro internacional de Investigación sobre el Cáncer (CIRC) de la OMS, compuesto de expertos científicos, examinó los estudios relacionados con el cancer producido por los campos eléctricos y magnéticos estáticos y de muy bajas frecuencias o ELF (Extremely Low Frequencies). Por medio de la clasificación normal del CIRC que pondera los datos recogidos en el hombre, en el animal y en el laboratorio, estos campos magnéticos ELF se clasificaron como “quizá cancerígenos” para el hombre según los estudios epidemiológicos realizados sobre la leucemia infantil. El café es un ejemplo muy conocido de agente clasificado en la misma categoría y que puede aumentar el riesgo de cáncer del riñón, protegiendo al mismo tiempo por otra parte contra el cáncer del intestino. “Quizá cancerígeno para el hombre” es una rúbrica utilizada para calificar a un agente para quien se dispone de datos limitados relativos a su potencial carcinogénico para el hombre y de insuficientes datos relativos a su potencial carcinogénico en los animales de experiencia. Debido a la insuficiencia o la inconsistencia de la información científica, se consideró que era inadecuado clasificar los datos relativos a todos los demás cánceres del niño y del adulto así como a otros tipos de exposición (campos eléctricos estáticos y ELF). Mientras que el CIRC clasificó los campos magnéticos ELF como quizá cancerígeno para el hombre, la posibilidad permanece que hay otras explicaciones a la asociación observada entre la exposición a los campos magnéticos ELF y la leucemia infantil”.

9.1.5. Aplicaciones ferroviarias

La norma EN 50121-1 (50121-2: Aplicaciones ferroviarias-Compatibilidad electromagnéticas/ Parte 2: Emisión del sistema ferroviario en su conjunto hacia el mundo exterior) fija los límites de emisión procedente del sistema ferroviario en su conjunto. Describe también el método de medida que debe utilizarse para comprobar las emisiones y de la “Cartografía de los niveles de campos encontrados más frecuentemente”.

Conviene, según esta norma, considerar que estas emisiones existen en todo los puntos de los planos verticales situados a 10 m de las líneas centrales de las vías de ferrocarril en zona exterior o a 3 m del cerramiento de las subestaciones.

El Anexo C de dicha norma da un cuadro (informativo) de los valores numéricos de la magnitud que describen las emisiones del sistema:



Sistema	Fré q. Hz	Campo E		Campo H		Condiciones de referencia	Documentación de referencia
		(V/m)	(dB μ V/m)	(μ T)	(dB μ A/M)		
750 V 1200 V carriles conductor	0	<10		46	151	Ic=4.000A un 50% de la corriente de retorno en los carriles	
600 V 750 V catenaria	0	35		15		Ic=1.000A un 50% de la corriente de retorno en los carriles	CEI 61000-2-7
1500 V catenaria	0	63	156	111	159	Ic=8.000A U=1 800 V No hay cable aéreo	Directivas ITU (T) CIGRE WG 3601
3 KV	0	50	154	28	147	Ic=3.000A, U=3,6 KV Cable aéreo	Directivas ITU (T) CIGRE WG 3601
15 KV	16,7750		177	40	150	Ic=2.000A eff U= 17,25 KV No hay cable aéreo	Directivas ITU (T) C1GRE WG 3601
25 KV	50	1 000	180	16	142	Ic=1.500 ^a eff U= 27,5 KV Con autotransformador a los cables de alimentación	Directivas ITU (T) CIGRE WG 3601

NOTA: Hipótesis via doble para el cálculo. Lc= corriente en un carril conductor o catenaria para cada vía
 Los campos eléctricos a las frecuencias armónicas (principalmente tercer y quinto armónico de la frecuencia de alimentación c.a. a 300 Hz y 600 Hz ondulación de la alimentación c.c.) pueden ser del orden del 5% del fundamentales
 Los campos magnéticos a determinadas frecuencias armónicas de c.a llegan hasta un 10% del fundamental o un 2% a 300 Hz y 600 Hz para los sistemas en c.c.
 Se puede considerar que la reducción lateral de los campos eléctricos y magnéticos es lineal con la distancia.

Tabla 9.2



Cuadro C.1: Valores de campos eléctricos y magnéticos máximos a la frecuencia fundamental de los distintos sistemas de electrificación

(Valores calculados para una distancia de 10 m a partir de la línea central de la vía más cercana, 1 m sobre el nivel del carril)

Según la última nota de este cuadro, la disminución del CEM inducida por los transformadores instalados es lineal con la distancia. Esta distancia es la que existe entre el emisor y el plano vertical donde se quiere calcular los valores de los campos eléctricos (E) y magnéticos (H). Consideramos que los transformadores de la subestación se encuentran a 7 m del cerramiento de la subestación; el plano de referencia, cuyos valores se encuentran en el cuadro de unas líneas arriba, se encuentra a 3 m del cerramiento.

Con la aplicación de esta norma se obtiene el cuadro siguiente del CEM en función de la distancia con relación al cerramiento de la subestación.

Distancia/Cierre (m)	Distancia/Emisora (m)	Campo E (V/m)	Campo H (μ T)
10	17	588,23 (*)	9,41 (**)
20	27	370,37 (*)	5,93 (**)
30	37	270,27 (*)	4,33 (**)
50	57	175,43 (*)	2,81 (**)
100	93	100 (**)	1,60 (**)

Tabla 9.3

* Valor inferior a los valores admisibles ($E_{adm} = 5000$ V/m, $H_{adm} = 100$ μ T - ver el Decreto de 17 de mayo de 2001, artículo 12 bis).

** Valor inferior al CEM en el estado natural y buen tiempo ($E_{nat} = 100$ V/m, $H_{nat} = 50$ μ T).

Conclusión:

Generalmente, las subestaciones no presentan ningún riesgo para la seguridad de las personas ni de los bienes situados en las proximidades.

Para hacer un estudio de la peligrosidad de los CEM, hay que:

- Identificar los peligros: producción de campos electromagnéticos.
- Definir las relaciones dosis/respuesta: CEM en función del alejamiento de los transformadores; se constata que el CEM disminuye rápidamente con la distancia a la emisora.



- Evaluar la exposición humana: los valores siguen siendo muy inferiores a niveles de la recomendación europea ($E_{adm} = 5000 \text{ V/m}$, $H_{adm} = 100 \mu\text{T}$) otorgados para una exposición permanente.
- Caracterizar los riesgos: cualquiera que sea la situación de exposición, el valor preconizado por la reglamentación se respetará y permitirá garantizar “un alto nivel de protección de la salud”.

9.2. Efectos sobre la salud vinculados al ruido emitido por los transformadores

9.2.1. Introducción

El ruido emitido por transformadores es normalizado por la norma CEI 551.

El valor del ruido puede ligeramente ser diferente según el método de refrigeración del transformador (Método ONAN o método ONAF).

ONAN: Oil Natural Air Forced

ONAF: Oil Natural Air Natural

Normalmente, en las prescripciones técnicas se prevé un ruido máximo por transformador de 85 dBa.

El nivel de presión del ruido L_p responde a la fórmula:

$$L_p = 20 \text{ registro } (p/p_0) \text{ en el cual } P_0 = 2 \cdot 10^{-5} \text{ N/m}^2$$

9.2.2. Normativa

En la especificación técnica de suministro de los transformadores se ha incluido un punto en el que se obliga que dicho equipo cumpla la norma europea CEI 60076-10:2002 (Transformadores de potencia. Determinación de los niveles de ruido) en la que se establece un nivel de ruido en funcionamiento a potencia y tensión nominal de 85 dB (A) a 1m.

9.2.3. Conclusión

En muchos casos, dado el emplazamiento de las subestaciones, es necesario adoptar medidas correctoras adicionales, ya que debido a la distancia entre transformadores y límites de las propiedades, la atenuación es importante. No obstante, en fase de proyecto de detalle se estudia las medidas correctoras destinadas a evitar la emisión sonora fuera de los



límites de las subestaciones por encima de los límites reglamentarios (habitualmente 45 dB(A) por la noche), introduciendo pantallas acústicas (arbolado, cerramientos, etc.) en aquellas direcciones con núcleos de población donde pueda incumplirse la normativa. Asimismo, hay que considerar que las instalaciones ferroviarias no funcionan durante buena parte de la noche.

9.3. Requerimientos a cumplir por la obra civil

La obra civil de una subestación puede hacerse de dos maneras:

Interior: En el caso de un metro, la subestación se construye en el edificio general del metro. Así hay que prever suficiente espacio para su construcción desde el principio del proyecto de construcción

Exterior: La instalación de la subestación puede hacerse en el exterior en el caso de un tranvía. Es una ventaja, porque los equipos tienen que soportar menos restricciones y su instalación es más sencilla.

9.3.1. Parque exterior

Para el soporte y ubicación de los diferentes equipos y aparata de un parque exterior (parque intemperie), es necesaria de construir toda una infraestructura de obra civil, que se resume en los siguientes puntos:

- Cimentaciones para estructura metálica soporte de aparata;
- Canalizaciones enterradas para conducción de cables de potencia, control y mando;
- Depósito recogida de aceite transformadores de tracción (un deposito para todos los transformadores)
- Canalización enterrada tubular para cables de catenaria y feeder desde el Centro de Transformación hasta la vía
- Bigas carrileras de sustentación de transformadores, para permitir su extracción de la celda correspondiente, hasta la entrada de la subestación, donde se puede proceder a su manipulación;
- Cubetos de transformadores (un cubeto para cada transformador);

En los parques exteriores se incluyen, principalmente, el aparata de AT (interruptores y seccionadores) y los transformadores.



En esta plataforma de explanación, se ejecutan las excavaciones necesarias para construir la cimentación y situar los drenajes y canalizaciones necesarias.

El cerramiento que delimita el terreno destinado a alojar el centro de transformación esta formado por una malla metálica rematada en su parte superior con alambre espino.

La sujeción de los puestos al suelo se realiza mediante dados de hormigón, rematándose el espacio entre dados con un bordillo prefabricado.

Igualmente en el parque se proyecta los caminos de circulación interior, que son terminados con aglomerado asfáltico. El resto de la superficie del parque se termina con grava. Para el drenaje de las aguas pluviales infiltradas se dispone una red de tubería de PVC porosa colocada sobre solera de hormigón.

Los transformadores de tracción se apoyan sobre unas bancadas armado, sobre las vías que discurren desde el acceso del parque, hasta su celda correspondiente. Estas vías discurren por el parque embebidas en una losa de hormigón, y separadas a una distancia fijada según fabricación del transformador. En los cabezales de las vigas carrileras hay que disponer puntos de arriostamiento, para poder facilitar el tiro de los transformadores mediante las herramientas adecuadas: tráctels, ternal de palanca, gatos hidráulicos, etc.).

Para la recogida de aceite de estos transformadores se prevé unos fosos en la parte inferior de las bancadas de apoyo de los mismos, conectados a un sistema de filtrado y separación de aceite por coalescencia, con recogida en un foso de aceite. El agua saliente de este depósito no se vierte directamente a la red de drenaje, sino que pasa a un segundo depósito prefabricado, previo a su paso por el pozo de filtración. Todo ello con el fin de conseguir un sistema que controle los posibles vertidos de aceite con el fin no provocar agresiones al medio ambiente.

En cada parque exterior, se construye un edificio de control donde se alberga en su interior las siguientes salas:

- Sala de equipos
- Sala de control y comunicaciones
- Sala de otros usos
- Sala de grupo electrógeno

Todos los cables de potencia, control y protección pasan por el edificio de control.



Los centros de transformación se acceden desde una carretera, que puede soportar vehículos pesados.

A lo largo del parque de intemperie, se instalan canalizaciones para los cables de potencia, control y mando, para los diferentes equipos y aparamenta. Estas canalizaciones son registrables en toda su longitud y permitirán el drenaje del agua de lluvia que puede infiltrarse, por lo que dispondrán de las pendientes y dispositivos necesarios.

En el entronque de estas canalizaciones con la galería de cables del edificio técnico, se tendrá especial cuidado en que las aguas de lluvia pueden entrar a dicha galería a través de estas canalizaciones.

En relación a los cables de alimentación a la catenaria, se dispone de una canalización tubular, a ambos lados de la vía, por donde circulan los cables de alimentación a catenaria, desde los centros hasta el hilo de contacto, donde esta ubicado el pórtico de feeders de catenaria. Esta canalización debe disponer de tubos vacío de reserva.

9.3.2. Parque interior (en el interior de un edificio)

En los parques interiores, hay que soportar más restricciones:

- Menos espacio, dificultad para transportar el material
- Ninguna ventilación natural
- Subestación cerca de los utilizadores

Así, hay siempre que prever un medio para bajar y instalar el material dentro de la subestación (de la vía directamente o de un agujero en el techo de la subestación). Los equipos (interruptores y seccionadores) tienen que estar en cabinas y no directamente al aire libre como en el caso de un parque exterior.

Hay que prever suficiente espacio para instalar una boca de ventilación de entrada del aire que pasa en muchos casos por el falso suelo y una otra de salida, en altura.

Los utilizadores no tienen que sufrir del ruido de los transformadores y estar protegidos de los campos electromagnéticos. En el caso de un incendio, no puede tener humos peligrosos para la salud de los utilizadores, como los humos que puede tener un transformador de aceite. Es una razón que hace que los transformadores secos son privilegiados para las instalaciones interiores.



Cada subestación interior tiene también una sala de control y mando y una sala de detección y extinción de incendio.

10. Visita de la subestación “Arc de triomf”

El día 9 de Marzo del año 2007, se realizó una visita a la subestación “Arc de Triomf” de la línea 1 del metro de Barcelona acompañado por ingenieros especialistas.

Esta subestación va a ser renovada y SENER se encarga de la dirección de las obras. Debido a la necesidad de incorporar 10 trenes más a la línea 1; por exigencias de demanda; es necesario remodelar las subestaciones para que sean capaces de suministrar la energía requerida. Así, las 7 subestaciones existentes de la línea 1 de una potencia del grupo transformador-rectificador de 2250kVA se van a renovar y se va a instalar dos subestaciones más de la misma potencia.

Durante una reunión con personas de SENER, TMB y ENDESA de dirección de obra; he realizado las siguientes fotos.

10.1. Fotos

Los componentes que he visto son los siguientes:



Figura 10.1: Entrada de las celdas de protección (2 acometidas trifásicas)





Figura 10.2: Celdas de protección (6 por que 2 acometidas trifásicas)



Figura 10.3: Transformadores secos (2 de tracción+2 de servicios auxiliares)

Los dos transformadores de tracción están conectados a las dos acometidas de la compañía que suministra la energía y pueden conmutar.

Los dos transformadores de servicios auxiliares alimentan el anillo de distribución eléctrica a una tensión de 6000kV.





Figura 10.4: Alimentación de los rectificadores trifásicos



Figura 10.5: Puerta de los rectificadores con esquema explicativo



Figura 10.6: Contador de la compañía que suministra la alimentación



10.2. Conclusión de la visita

La subestación “Arc de triomf” comprende sobretodo componentes antiguos y que van a ser cambiados. Pero, la funcionalidad de cada componente es la misma siendo por tanto muy interesante. Una ventaja de las nuevas cabinas es que debido a sus menores dimensiones, se gana espacio dentro de la subestación para incorporar elementos nuevos.

Cuando fui a hacer la visita la subestación estaba fuera de servicio y la línea de metro funcionaba con normalidad. Así, comprobé in situ el criterio de redundancia N-1, aplicado también en este proyecto.



Agradecimiento

De manera general, he siempre podido contar con la ayuda de alguien en la realización de mi proyecto final de carrera en cuanto me surgían dudas, y así mis agradecimientos conciernen todo el personal de la empresa SENER y los profesores de la ETSEIB a quien he acudido.

En particular, me gustaría agradecer a las personas siguientes:

- Bernat MARTINEZ, me ha ayudado a entender los conceptos técnicos que necesitaba para la realización de este proyecto final de carrera, tanto eléctricos como ferroviarios, mejorar mi español escrito, así como su paciencia por tener siempre un momento para resolver y atender mis dudas.
- Laura CARRASCO, Pere BUSQUET y Martin AZUARA, ingenieros en electricidad de SENER, por sus ayudas a lo largo de este proyecto final de carrera.
- Honori PLA, ingeniero industrial de SENER, director de obra y con gran experiencia eléctrica y ferroviaria, por sus ayudas en el día a día y su invitación para visitar una subestación junto a él.
- Eduardo NAVARRO y Juan Antonio CARRASCO, profesores de la ETSEIB, que me han ayudado en el estudio de fiabilidad.



Bibliografía

La principal fuente de informaciones era las diferentes memorias de los proyectos de SENER, propiedad intelectual de SENER, así como la experiencia de los ingenieros.

Libros

Rives F.O., Mendez M.R, Puente M.M. *Tratado de ferrocarriles II*. Madrid, Editorial Rueda, p.1112-1128.

Mántaras D.A, Rodríguez P.L. *Ferrocarriles*. Universidad de Oviedo, Servicio de publicaciones, p.275-332.

Garreau M. *La traction électrique*. Editions Scientifiques Riber, todo el libro.

Maynar M.M, Fernández F.J.G. *Ferrocarriles metropolitanos*. Colegio de ingenieros de caminos, canales y puertos. p.183-231.

Department of Defense, *Military handbook, Reliability prediction of electronic equipment*, 1991.

IEEE Std 493-1997, *IEEE Recomendad Practice for the Design of reliable Industrial and Comercial Power Systems*.

Artículos

Philippe LADOUX, Frédéric ALVAREZ, Hervé CARON, Gérard JOSSE et Jean-Paul PERRET, *Une nouvelle structure d'alimentation des caténaires 1500 V : le système 2x1500 V*. *Revue générale des chemins de fer*, Juin 2006.

Publicaciones

Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla, *Metodología para la supervisión de la fiabilidad de las redes de transporte y distribución*, 2003.

Scientia et Technica Año X, *El método de simulación de montecarlo en estudios de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica*, Mayo 2004

Ponencia presentada en VII Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, *Cálculo de Índices de Fiabilidad en Subestaciones de Transporte de Energía Eléctrica* , Madrid, España, junio de 2001.



Material Informático

Programa STElec de la empresa SENER, *El software de simulación de redes ferroviarias de tracción eléctrica.*

Material obtenida de la red

Información sobre metros organizadas por continente, y noticias, vínculos, literatura, y a galería de información sobre metro.

[<http://www.urbanrail.net/index.html>]

Enciclopedia libre

[<http://es.wikipedia.org/wiki/Portada>]



Anejos

