



DOCUMENTO DE TRABAJO

CONVERGENCIA DE CRITERIOS DE DISEÑO REDES DE MEDIA TENSIÓN

GERENCIA DE PROCESOS TÉCNICOS
LÍNEA DE NEGOCIOS DE DISTRIBUCIÓN REGIONAL
ENERO 2002



CONVERGENCIA DE CRITERIOS DE DISEÑO

REDES DE MEDIA TENSIÓN

Preparada por: Subgerencia de Ingeniería y de Obras AT. - L.N.D.R.	Aprobada por: CERJ – Gerencia de Ingeniería CHILECTRA S.A. – Subgerencia Planif. e Ing. CODENSA S.A.E.S.P. – Gerencia de Distribución COELCE – Subgerencia de Ingeniería EDELNOR S.A.A. – Gerencia Técnica EDESUR S.A. – Dirección de Distribución	Emitida por: GERENCIA DE PROCESOS TÉCNICOS LÍNEA DE NEGOCIO DE DIST. REGIONAL
Editada. : 17 de Agosto de 2001 Revisada : 11 de Enero de 2002		



ÍNDICE

RESUMEN	5
INTRODUCCIÓN.....	8
1. CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES	9
2. DIMENSIONAMIENTO REDES ALIMENTADORES MT	10
2.1. Determinación de secciones óptimas	10
2.2. Determinación de capacidad de alimentadores	13
3. SECCIONAMIENTO REDES TRONCALES	18
3.1. Nivel de riesgo.....	18
3.2. Criterio de reserva y respaldo.....	20
3.3. Dimensionamiento de redes	26
3.4. Expansión de los sistemas	30
3.5. Aspectos particulares redes subterráneas	33
3.5.1. <i>¿Redes subterráneas directamente enterradas o en ductos?</i>	34
4. PROTECCIONES	36
4.1. Criterios comunes en Redes Aéreas y Redes Subterráneas	36
4.1.1. <i>Protección de transformadores de distribución (T/D)</i>	37
4.2. Protecciones Redes Aéreas	38
4.3. Protecciones Redes Subterráneas	41
4.4. Descargas atmosféricas	43
4.5. Identificadores de falla.....	44
5. CRITERIOS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS Y VOLTAJE	47
5.1. Compensación de reactivos.....	47
5.2. Compensación de voltaje	48



6. AUTOMATIZACIÓN DE LA RED MT	51
6.1. Introducción.....	51
6.2. Conceptos generales.....	53
6.3. Identificación de beneficios.....	56
6.3.1. Reducción de tiempos por interrupción	56
6.3.2. Operación remota de la red.....	57
6.3.3. Información de variables de operación de la red	58
6.3.4. Otros	59
6.4. Configuración de cada punto automatizado.....	59
6.4.1. Funcionalidad.....	59
6.4.2. Equipamiento	60
6.5. ¿Dónde automatizar ?	62
6.6. Variables y parámetros de evaluación	62
6.7. Importancia de las comunicaciones	64
6.8. Temas a discutir	66
7. DEFINICIONES	67
8. ANEXOS.....	70
8.1. CALIDAD DE SERVICIO	70
8.2. DENSIDADES DE CARGA POR EMPRESA.....	72
8.3. PRINCIPALES ESTADÍSTICAS	73
8.4. TABLAS DE COORDINACIÓN DE FUSIBLES	75
8.5. EFECTO DE POSICIÓN DE CABLE EN BANCO DE DUCTOS	77
8.6. DISPOSICIÓN DE MONTAJE BANCO DE REGULADORES (PROP.).....	78
9. ACTAS JORNADAS CORPORATIVAS	81
9.1. Santiago de Chile, 27 al 31 de agosto de 2001.....	81
9.2. Santiago de Chile, 12 al 14 de Diciembre de 2001.	88



RESUMEN

Durante la Jornada de Convergencia de Criterios de Diseños de Redes de Media tensión se definió una clasificación para las redes que permitiera agrupar características comunes entre los sectores que abastecen las Empresas, a objeto de estructurar un análisis del problema de diseño de alimentadores, buscando definir políticas y recomendaciones que apliquen a cada clasificación y que permita unificar el criterio de decisión de inversiones entre las diferentes Empresas del Grupo Enersis.

Se propone un criterio técnico económico para la definición de secciones en las redes de MT, el que, complementado con conceptos de capacidad nominal y capacidad de emergencia según el tipo de red (aérea o subterránea), debiera definir las secciones a emplear en los diferentes alimentadores de cada Empresa.

Según cada clasificación y el nivel de riesgo asumido para cada una de ellas, se define un criterio para el seccionamiento de los alimentadores según: puntos de respaldo, longitud de los tramos de red y carga conectada a cada tramo. Análogamente, siguiendo la misma metodología de modelación, se define un criterio para las vinculaciones de apoyo. Por lo tanto, se acuerda que la confiabilidad de las redes, respecto de las interrupciones, estará determinada por el nivel de riesgo de cada instalación, lo que a su vez definirá el margen de reserva que por diseño debiera tener cada alimentador.

Se reconoce que, ante la falla de una porción del alimentador, el tramo afectado por la falla no podrá ser realimentado hasta que el defecto sea reparado. En consecuencia, todos los clientes servidos desde este segmento de red estarán sin suministro durante este tiempo en cualquier configuración del tipo radial. Por lo tanto, en la mayoría de los casos no será factible brindar un nivel de riesgo cero, esto es: es muy probable que siempre existirá carga afectada que no será posible respaldar hasta que se repare la falla o se finalice la desconexión del tramo.

Por lo anterior, la ubicación de las cargas no incidirá en la confiabilidad del alimentador, mientras se mantengan los niveles de reserva, seccionamiento y vínculos de respaldo propios de cada clasificación. Luego, no debieran existir tramos de red privilegiados para la instalación de cargas, siempre y cuando se cuente con los equipos de maniobra asociados a estas cargas, que permitan una adecuada operación de las redes. Este concepto aplica tanto a la red troncal, la salida del alimentador, vínculos de apoyo, etc.

Se proponen metodologías para la evaluación de instalación de indicadores de falla como un elemento de ayuda para reducir el impacto de las interrupciones; Además una metodología para la definición si la red subterránea debiera ser en ductos o directamente enterrada. Adicionalmente, se propone una metodología de evaluación de secciones técnico económicas a revisar según la realidad de cada una de las Empresas.

Se analiza las variables afectadas debido a la instalación de protecciones en la red de distribución, la necesidad de coordinación y aquellos aspectos que influyen en la



definición de su emplazamiento. Se acuerda que todos los nuevos T/D's deberán contar con una protección en MT que restrinja una falla de BT y/o del equipo mismo sólo al punto de emplazamiento del transformador.

Se revisan conceptos asociados a la instalación de reguladores de voltajes, las ventajas y desventajas que implican su emplazamiento y las variables a considerar ante una solución técnica para problemas de variación o caída de tensión.

Se propone una metodología de análisis y evaluación de proyectos de automatización de la red de media tensión, como una alternativa para problemas asociados a Calidad de Servicio deficiente, principalmente debido a índices de interrupción, proponiéndose un conjunto de actividades que permitan la definición de una estrategia común para la cuantificación de beneficios y para la evaluación de proyectos.

De esta forma, los proyectos de automatización sólo obedecerán a alternativas de solución rentables a problemas reales presentes en las empresas o a políticas estratégicas impulsadas por la alta gerencia de las Empresas del grupo, descartándose "Iniciativas Piloto" para el estudio de esta tecnología.

Finalmente, se muestran las principales variables a analizar en el Diseño de Redes de Media Tensión y los modelos necesarios para evaluar estas variables, a objeto que en la próxima etapa de estandarización de diseños, las Empresas del Grupo Enersis cuenten con una política de actuación común a problemas de índole e impacto similar, al amparo de la legislación vigente en cada uno de sus países.

Actividades pendientes:

1. Determinación de las secciones técnico - económica para las redes de MT por parte de las Areas de normalización de cada Empresa.
2. Calificación de los sectores y redes de las Empresas según clasificación acordada.
3. Adaptación de modelamiento y nivel de riesgo de cada Compañía, acorde marco regulatorio vigente en cada país.
4. Discusión y análisis de modelamiento planteado para la evaluación de proyectos de automatización, como una solución rentable a problemas específicos de operación de las Empresas.
5. Comparación al interior de cada Empresa de los criterios actualmente empleados y el impacto y beneficios que permitiría incorporar la aplicación de estas recomendaciones.
6. Difusión de criterios de diseño al interior de las Empresas. Discusión en el ámbito de las Areas de Operación, de Ingeniería y de Planificación.
7. Elaboración de pautas específicas para el diseño de redes de distribución de MT, de tal forma de establecer un criterio común de proyectos, según la clasificación de los sectores de cada una de las Empresas y las necesidades definidas a partir del marco legal vigente.



8. Definición de compras de equipos y materiales de forma consecuente con la aplicación de criterios de diseño definidos por las Empresas del Grupo.



INTRODUCCIÓN

Con el presente documento se pone fin a la etapa denominada "Convergencia de Criterios de Diseños de Redes de Media Tensión". En ella se contó con la participación directa de representantes de las Empresas: Cerj, Coelce S.A., Codensa E.S.P.S.A, Chilectra S.A., Edelnor S.A.A. y Edesur S.A. .

Se da énfasis en presentar una forma común de abordar un problema de diseño de alimentadores, mostrando aquellas variables necesarias de considerar en todo análisis, recomendando una metodología para el dimensionamiento de las redes, su topología y el equipo asociado.

Los acuerdos y recomendaciones elaboradas en este documento pasan a complementar otros antecedentes enviado durante el desarrollo de esta etapa, a objeto de plantear su discusión al interior de los entes técnicos de cada una de las Empresas y evaluar estas recomendaciones e impacto en el desarrollo de redes de distribución de media tensión.

Durante el desarrollo del presente documento se indican los criterios y parámetros de evaluación y comparación de alternativas para diferenciar las modelaciones según apliquen específicamente a redes aéreas o a redes subterráneas. No obstante, no se diferencian mayormente los conceptos analizados para ambos esquemas, aunque sí en la implementación técnica de sus resultados: equipamientos, costos, soluciones específicas, etc.

Finalmente, para vuestra consideración, se concluye con una propuesta alternativa de diseño de redes de media tensión, que identifique las variables relevantes de decisión que participen y que nos permitan un desarrollo de soluciones similares de distribución en cada una de las Empresas ante solicitudes semejantes, como: incrementos de demanda, incorporación de nuevos clientes importantes, flexibilidad en la operación, etc. Todos estos conceptos bajo el amparo del marco regulatorio existente en cada una de ellas.

Dicha propuesta busca plantear una metodología de análisis del tema y dar un punto de partida al debate que este significará en esta etapa y plantear aquellas dudas o temas que deberán ser resueltos en una segunda fase de este proyecto, inserto dentro del marco de Estandarización impulsado por Endesa España, dentro de los objetivos del Plan Génesis que afecta a todas las Empresas pertenecientes al Grupo Enersis.



1. CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Las Empresas que conforman el Grupo de Distribuidoras de Enersis S.A. presentan realidades muy distintas para sus Sistemas de Distribución de Media Tensión, difíciles de clasificar en forma resumida: densidades de carga, tamaño Zona de concesión, Legislación y Marco Regulatorio diferentes, etc.. No obstante, sus esquemas eléctricos responden a algunas características generales comunes en función del grado de desarrollo urbano del sector que sirven y el esquema de distribución de media tensión prevaleciente.

Por este motivo, realizando una abstracción de las zonas geográficas, la funcionalidad que deben presentar las redes de distribución debiera ser sólo una: brindar suministro eléctrico en condiciones de Calidad de Servicio al amparo del marco regulatorio vigente, para cada uno de los sectores que abastecen. Luego, los criterios de diseño de las redes que los alimentan en media tensión responden a variables de decisión comunes: calidad de producto y calidad de suministro acordes a los indicadores fijados por la autoridad.

Para ello, se deberá tomar decisiones respecto a: Capacidad nominal y de emergencia de alimentadores, puntos de respaldo y seccionamiento, esquema y filosofía de protecciones, compensación de voltaje y de reactivos, equipamiento, etc.

Para efectos de realizar un análisis de las diferentes realidades de los sistemas, se propone la siguiente clasificación para los alimentadores de distribución de media tensión, según las características del sector que abastecen:

a) Redes aéreas

- Rural
- Semi Urbana ó Urbana baja densidad
- Urbana alta densidad
- Industrial

b) Redes subterráneas

- Media densidad
- Alta densidad

Esta clasificación afectará a alimentadores, sectores y/o tramos de red, según criterios de las Empresas, de tal forma que los acuerdos adoptados influyan en los diseños de las redes y/o sistemas de distribución asociados que los alimentan y, necesariamente a las inversiones involucradas.

2. DIMENSIONAMIENTO REDES ALIMENTADORES MT

2.1. Determinación de secciones óptimas

En reuniones de trabajo entre especialistas de las diferentes Empresas, con motivo de la elaboración de Especificaciones Corporativas de Equipos y materiales, se analizó las ventajas comparativas del empleo de secciones en las redes bajo un criterio técnico económico, lo que fue ratificado en la primera Jornada de Convergencia de Criterios de Diseño. Esto es, dimensionar las secciones de los conductores de cada tramo de los alimentadores, tanto redes troncales como laterales, evaluando la inversión asociada y las pérdidas técnicas producto de la operación normal del conductor durante su vida útil.

Empleando un criterio de mínimo Valor Actualizado de los Costos (VAC), la operación normal hasta un porcentaje máximo de la capacidad térmica de los conductores y sin sobrepasar la ampacidad normal de los alimentadores actualmente empleados por cada Empresa; durante la vida útil nominal acordada en 25 años, y factores de explotación propios de cada Empresa (factor de demanda, carga y diversidad), como así mismo tasas de crecimiento de la demanda y tasas de actualización de los flujos económicos, se analizó las ventajas de este criterio de diseño y un orden de magnitud para los resultados esperados.

El modelo plantea la selección de una sección y su explotación durante la vida útil, comenzando en una corriente inicial (I_0) y sujeto a una tasa de crecimiento que dependerá del sector o Empresa en el que se realiza la decisión. La demanda servida por la sección se incrementa anualmente, y por ende las pérdidas generadas, hasta alcanzar un porcentaje de su capacidad térmica, a partir de entonces el conductor mantiene su carga durante el resto de su vida útil.

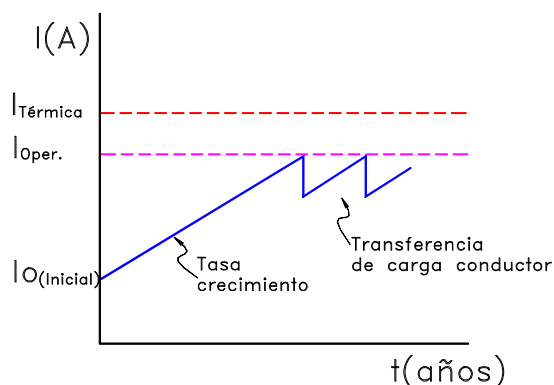


Figura 2.1: Demanda anual por sección

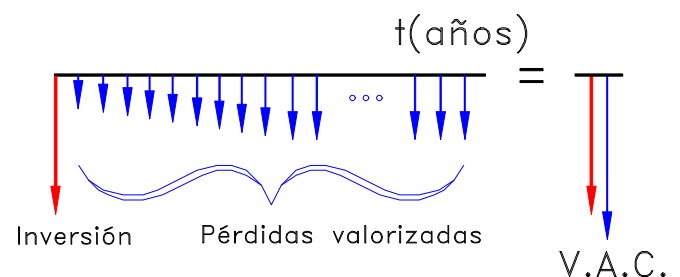


Figura 2.2: Evaluación costos por sección



Esquemáticamente, de la figura 2.1 se observa el criterio de explotación acordado para los diferentes tipos de conductores, donde se refuerza el criterio de evitar el reemplazo de conductores una vez instalados.

Así, como se indica en la figura 2.2, los costos debido a pérdidas técnicas serán crecientes, junto con la demanda, hasta alcanzar la demanda de saturación de la sección analizada. El valor actualizado de estos costos, para esta corriente inicial, junto con la inversión inicial de construcción para la sección analizada, determinará un punto del gráfico indicado en la figura 2.3.

Un ejemplo del resultado de la modelación indicada se muestra en la figura 2.3. En este caso, las secciones óptimas a seleccionar para cada tramo de red dependerá de la corriente inicial (I_0).

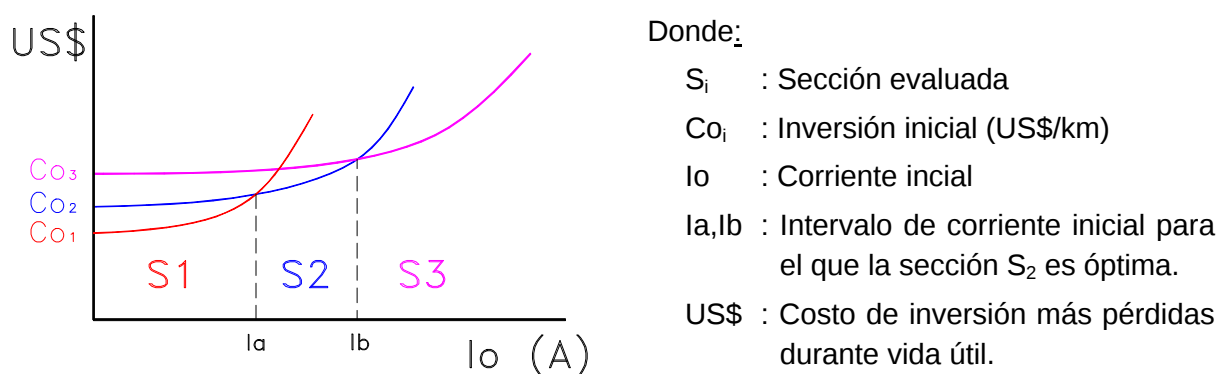


Fig. 2.3: Evaluación de secciones

Los costos de inversión empleados corresponden a los costos modulares normales de cada Empresa (costo de un km de red instalada) y los costos de potencia y energía serán los equivalentes al nivel de tensión en el que se insertarán los conductores.

Optimizando cada tramo de red de cada nuevo alimentador se obtiene finalmente un dimensionamiento óptimo de las secciones del conjunto. A objeto de evitar definir múltiples secciones, en el extremo se podría concluir un universo continuo de secciones teóricas, se define un rango mínimo entre (I_a, I_b) para definir una nueva sección. Un valor práctico es 30 a 40 A.

De esta forma, finalmente se obtiene un conjunto reducido de secciones diferentes, no más de 3 ó 4, para todo el rango normal de explotación de las instalaciones.

Así, en la figura 2.4 se muestra esquemáticamente una distribución típica de secciones por alimentador. En el caso a) el resultado de una definición solamente técnica de las secciones, en función de la capacidad térmica de transporte de cada una. Aquí, predominan las secciones menores S_1 y S_2 fundamentalmente.

En el caso b), el empleo de un criterio técnico económico privilegiará el empleo de secciones de mayor ampacidad, debido al impacto de las menores pérdidas técnicas de estas últimas.

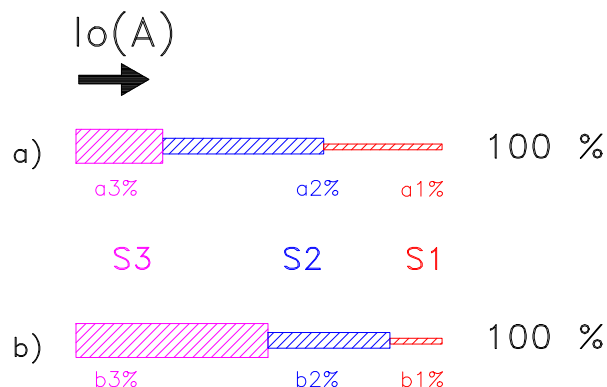


Fig.2.4: Distribución de secciones por alimentador

Un supuesto básico es que el conductor instalado no es rentable de reemplazar, tendiendo a eliminar la actividad de refuerzos de redes, debido a que:

1. El costo de refuerzo de red es comparable al asociado a la inversión inicial de instalación.
2. El incremento de los activos de la Empresa por el nuevo material es marginal, puesto que corresponde al diferencial entre las secciones comprometidas.
3. El trabajo asociado a un refuerzo de red involucra múltiples desconexiones, afectando los indicadores de interrupciones del sector afectado y de la Empresa.
4. Donde la geografía lo permite, el posicionamiento en el trazado de nuevas rutas permite a la Empresa múltiples alternativas para la evacuación de la potencia hacia los clientes finales. El mantener sólo las rutas existentes con mayor capacidad restringe la flexibilidad en la operación.

En cada Empresa, según la variabilidad de las tasas de crecimiento, es necesario analizar el impacto sobre los resultados en función de la tasa de crecimiento. En este caso, una mayor o menor tasa no afectaría la decisión inicial de secciones, sólo los rangos en los que cada una es óptima. Por ende, la definición de los intervalos de corrientes deberá considerar este efecto.

Por lo tanto, de acuerdo con los costos modulares y los criterios de explotación vigentes para la demanda máxima de los alimentadores de cada Empresa, según se observan de la tabla N° 11.1, las secciones propuestas son las indicadas en la siguiente tabla:



Tabla N° 2.1: Secciones por Empresa según corriente inicial – Redes aéreas

Empresa	Porcentaje carga nominal por alimentador (*)		
	< a%	>a % y < b%	> b%
Cerj			
Coelce			
Codensa S.A.E.S.P.			
Chilectra S.A.			
Edelnor S.A.A.			
Edesur S.A.			

Tabla N° 2.2: Secciones por Empresa según corriente inicial – Redes subterráneas (**)

Empresa	Porcentaje carga nominal por alimentador (*)		
	< a%	>a % y < b%	> b%
Cerj			
Coelce			
Codensa S.A.E.S.P.			
Chilectra S.A.			
Edelnor S.A.A.			
Edesur S.A.			

Nota:

(*) : Porcentaje en relación con la capacidad actual de diseño, según lo indicado en Sección 2.2

(**) : Se asume que los conductores aislados MT son monopolares, aislados en XLPE clase 15 kV ó clase 25 kV ó clase 36 kV según corresponda.

2.2. Determinación de capacidad de alimentadores

La capacidad de transporte de los alimentadores dependerá de la capacidad térmica de los conductores que lo conforman y de los criterios de explotación definidos, según el nivel de reserva adoptado por la Empresa. En la **Sección 3** se proponen criterios, asociados al nivel de riesgo de las instalaciones, para definir una capacidad nominal y una capacidad de emergencia dependiendo de la clasificación de los sectores que abastecen.

Para uniformar los conceptos, se acordó definir inequívocamente la capacidad máxima de cada tipo de conductor, a través de la capacidad térmica los conductores según el siguiente criterio:

Conductores aéreos: Proteger sus características mecánicas. Tanto para conductores de cobre como de aluminio se definen 75 °C como temperatura máxima de operación bajo cualquier condición de explotación normal, tanto de sobrecarga como de emergencia.



Conductores subterráneos: Evitar compromisos de aislación o pérdida adicional de vida útil. Debido al efecto de la proximidad de circuitos adyacentes sobre la capacidad de transporte de los cables, se propone determinar la capacidad térmica para cables subterráneos en ductos, considerando la proximidad de 3 circuitos en condiciones de demanda nominal. (Para redes directamente en tierra, este efecto de proximidad no será significativo en el caso que se mantengan distancias superiores a 30 cm entre circuitos).

Cuando existan conductores de BT compartiendo la canalización, estos serán considerados como un circuito adicional para efectos de cálculo de derrateo por proximidad.

En la figura 2.5 se muestra un diagrama que ejemplifica estas definiciones. La demanda inicial de cada tramo de cada alimentador definirá la sección óptima de ese tramo, a través del empleo del modelo indicado en Sección 2.1. La demanda máxima será la mayor solicitud para cada alimentador y estará en relación con la Capacidad nominal de Diseño, según la clasificación indicada en **Sección 1**; la capacidad térmica dependerá del tipo de red, aérea o subterránea, según lo definido en el punto anterior.

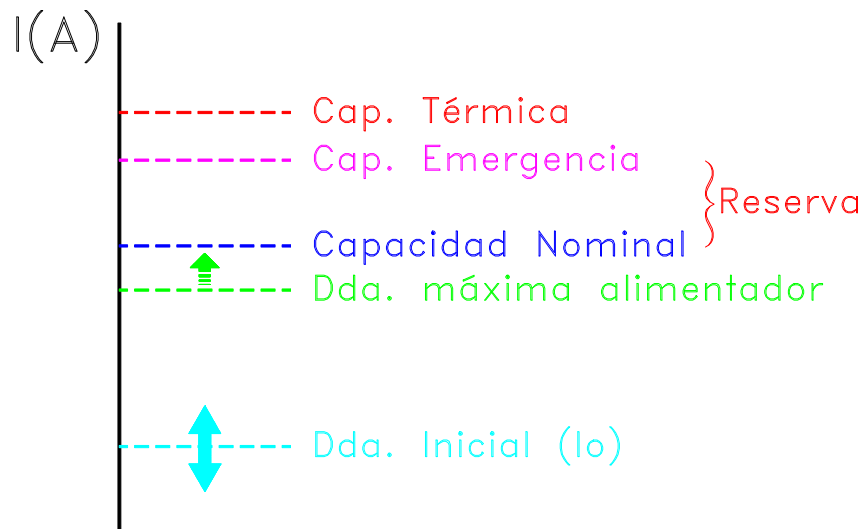


Figura 2.5: Definiciones por sección de conductor (aéreo ó subterráneo)

La distancia entre la **capacidad nominal** o de diseño y la **capacidad de emergencia** se analizará en la Sección 3, relacionando los conceptos de reserva y nivel de riesgo.

Como criterio de explotación, en virtud del impacto que significaría el superar el límite térmico de las instalaciones, se acordó diferenciar los límites máximos en condiciones de emergencia según el siguiente criterio mostrado en la tabla N° 2.3:



Tabla N° 2.3: Límites máximos según tipo de red

	TIPO DE RED	
	AÉREA	SUBTERRÁNEA
Límite térmico	Máxima temperatura en el conductor de 75 °C (Aluminio o Cobre)	Efecto de proximidad de 3 circuitos paralelos (Ductos).
Cap. Emergencia	100 % límite térmico	90 % límite térmico
Cap. Nominal	Depende de nivel de riesgo y cantidad de vinculaciones de respaldo según clasificación (Ver Secciones 1 y 3)	

Como resultado de la evaluación del criterio indicado en la **Sección 2.1**, las secciones recomendadas para cada tipo de alimentador definirán un conjunto reducido, dependiendo de los módulos de potencia. Luego, según la distribución de la carga en cada alimentador, la potencia nominal y de emergencia deberá ser chequeada y verificar que corresponde a los conceptos de diseño, es decir, que no existen puntos de la red donde el factor de demanda comprometa la capacidad nominal asignado a ese módulo de alimentador (estrangulaciones). Una metodología para este cálculo se indica en las figuras 2.6 y 2.7.

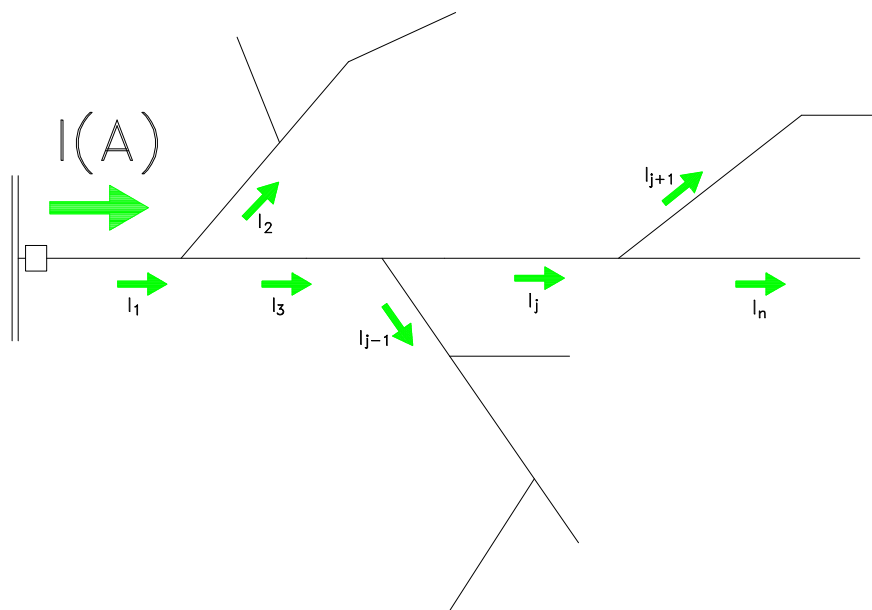


Figura 2.6: Esquema alimentador tipo

Para una condición normal de diseño como el indicado en figura 2.6, para cada tramo de red es factible identificar: demanda máxima, sección y, de esta forma, determinar relaciones respecto de las capacidades de emergencia de estos conductores y las



capacidades nominales del módulo de alimentador relacionado con su red troncal, como se indica en la figura 2.7

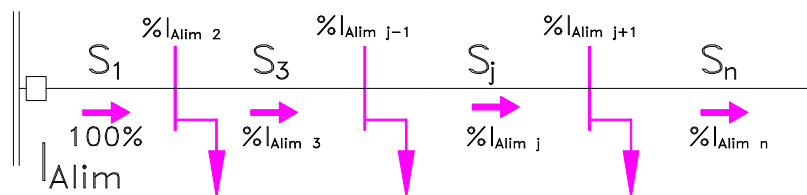


Figura 2.7: Determinación capacidad nominal/emergencia alimentador tipo

Donde:

S_j : Sección del tramo j

$\%I_{Alim\ j}$: Relación porcentual entre la demanda del tramo j y la demanda del alimentador

Si se determina para cada tramo de la red troncal, según la distribución de carga esperada en cada alimentador, la siguiente relación:

$$I_{EQUIV.TRONCAL} = \frac{I_{NOMINAL_j}}{\%I_{Alim_j}}$$

Donde:

$I_{EQUIV.TRONCAL}$: Demanda equivalente que circularía por la salida del alimentador cuando por el tramo j circulase el 100 % de su capacidad nominal.

$I_{NOMINAL_j}$: Capacidad nominal del conductor existente en el tramo j

El mínimo valor obtenido para la expresión de $I_{EQUIV.TRONCAL}$ será el que determine la capacidad nominal del alimentador bajo análisis. Por lo tanto, la revisión de todos aquellos tramos troncales y relevantes del alimentador determinará y evitará la presencia de "estrangulamientos" (restricciones de capacidad) que limiten la capacidad de operación de un alimentador o que signifiquen sobrepasar los límites de operación, emergencia y/o térmicos de alguna porción del alimentador.

La expresión anterior determina cuál sería la demanda del tramo de salida en el caso de que por el tramo j bajo estudio circule el 100% de la capacidad revisada (nominal o de emergencia). Por lo tanto, puesto que la operación normal se define analizando sólo la demanda de los alimentadores en la salida (cabecera), esta revisión evitará que cuando se opere en condiciones nominales, ningún tramo de alimentador supere sus límites de diseño.

Si este análisis se realiza considerando la capacidad de emergencia en lugar de la nominal, se determinará la capacidad de emergencia del alimentador.

Por lo tanto, la capacidad de un alimentador no sólo depende de los conductores empleados en su trazado, sino que también de la distribución de la carga real que existe.



Finalmente, es factible concluir que se propone una capacidad nominal y una reserva asociada a cada grupo de alimentadores, según las características de consumo de los sectores que abastecen y clasificación; por lo tanto, un módulo de potencia diferenciado por grupo para todos los alimentadores de la Empresa, adaptados a las diferencias propias de áreas geográficas de la zona de concesión de cada una y acorde a la clasificación de los alimentadores que las sirven.

De igual forma, la reserva para condiciones de emergencia en cada alimentador, dependerá de los mismos conceptos anteriores (respaldo, seccionamiento y nivel de riesgo), a objeto de mantener condiciones de calidad de servicio e inversiones adaptadas a los diferentes tipos de requerimientos que pueda tener una Empresa.



3. SECCIONAMIENTO REDES TRONCALES

Los equipos de protección y de operación serán instalados en lugares de fácil acceso, de preferencia cercanos a los puntos de intersección de redes troncales de distribución, a objeto de minimizar los tiempos de traslados de las cuadrillas de operación durante las maniobras de la red.

Aquellos equipos que sean instalados en bóvedas deberán contar con sistemas de seguridad que protejan al operador ante un posible fallo interno, tal como: especificados a prueba de arco interno, partes débiles (predefinidas) que dirijan los gases emanados de la falla lejos de la ubicación del operador, permitir la maniobra desde el exterior, etc.

El seccionamiento de las redes troncales responderá a criterios asociados con la cantidad de puntos de apoyo o vinculaciones de respaldo y nivel de reserva de las instalaciones, a objeto de realimentar las redes en forma coherente con el nivel de riesgo asumido según la clasificación del sector servido.

Por lo variable de las demandas de los alimentadores, se considerará que la demanda a respaldar estará relacionada con la demanda máxima registrada o proyectada para cada alimentador o sector bajo estudio. Así por ejemplo, si el nivel de riesgo asumido es 25 ó 0% según su clasificación, los diseños contemplarán el respaldo del 75 ó 100 % respectivamente de la demanda máxima registrada o proyectada para dicho alimentador o sector.

3.1. Nivel de riesgo

Se entiende por riesgo técnico la definición unilateral de tolerancia para la explotación de los elementos de un sistema en condiciones anormales o falla.

Bajo el amparo de la regulación vigente por Empresa es factible el diseño de los alimentadores en función del impacto económico que significa el deslastre de la carga afectada por una desconexión (forzada ó programada) comparada con la alternativa de buscar el respaldo del 100 % de las redes durante el 100 % del tiempo.

No obstante, en aquellos sectores en que el impacto sea bajo en función de las densidades de carga involucradas, se corre el riesgo de tender hacia una Calidad de servicio deficiente en forma reiterada y ser afectado por multas además de las compensaciones, en el caso de que la tasa de fallas del sector sea elevada.

Bajo este concepto, en sectores de altas tasas de falla, la recomendación general será el buscar un respaldo del 100% de la demanda servida, en el caso que la causa de las interrupciones no pueda ser atenuada, independientemente de la clasificación de dicho alimentador, a excepción de casos fundados en el que esta práctica sea inviable técnicamente, como sectores que por su geografía son servidos por redes absolutamente radiales.



Se reconoce que, ante la falla de una porción del alimentador, el tramo afectado por la falla no podrá ser realimentado hasta que el defecto sea reparado. En consecuencia, todos los clientes servidos desde este segmento de red estarán sin suministro durante este tiempo en cualquier configuración del tipo radial, tal como se representa en la figura 3.1.

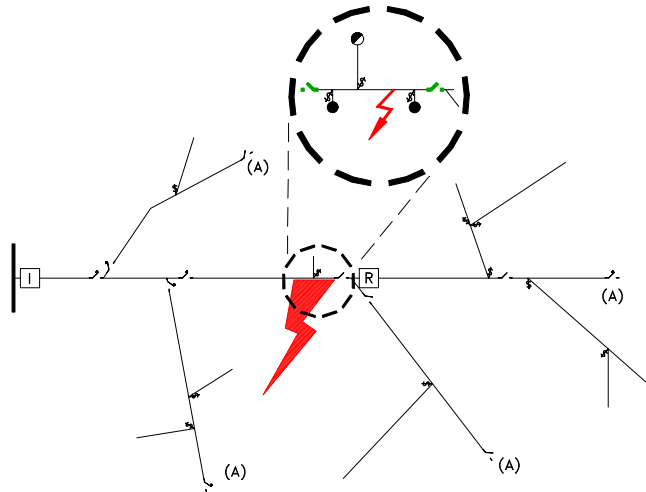


Figura 3.1: Cargas afectadas por falla permanente o desconexión programada

Desde la figura 3.1 se observa que en todo sistema de configuración radial, para lograr un respaldo de un 100% de la carga afectada, se requeriría de un seccionamiento toda vez que exista una carga conectada (tendiendo a una configuración de anillo) lo que involucra un monto mayor de inversión que la necesaria en la gran mayoría de los casos, desde el punto de vista de evaluar los resultados de la explotación de los sistemas radiales en relación con los índices de interrupciones.

Así, según la clasificación de las redes acordada en sección 1, la propuesta para el nivel de riesgo se indica en la siguiente tabla:



Tabla N° 3.1: Riesgo asumido ante fallo simple (propuesta)

Redes aéreas	Consecuencia (*)
Rural (Veredal)	Deslastre 100 %
Semi urbano	Deslastre 50 %
Urbanas	Deslastre 0 - 20 %
Industriales	Deslastre 0 - 50 %

Redes subterráneas	Consecuencia (*)
Media densidad	Deslastre 30 - 50 %
Alta densidad	Deslastre 20 - 30 %

Nota:

(*) Consecuencia de: Deslastre, carga afectada permanecerá sin servicio hasta que se repara la falla

3.2. Criterio de reserva y respaldo

En la mayoría de los casos, el Regulador reconoce que existen sectores de mayor exposición a interrupciones, a través de la definición de mayores límites permitidos; sin embargo, estos aún así obligan a realizar esfuerzos para minimizar el impacto de cada falla, en duración o buscar los medios para evitarla.

Una configuración en anillo operado en forma radial es sin duda la mejor opción técnica para brindar respaldo en media tensión, sin embargo es la que implica el mayor costo de inversión y cantidad de equipamiento. Por lo tanto, sólo debiera ser analizada en sectores donde existan facilidades locales y/o urbanísticas para su desarrollo, a luz de los buenos resultados obtenidos por redes de configuración mallada radial.

Consecuentemente con lo propuesto en sección 2.2, se deberá establecer un compromiso entre la cantidad óptima de vinculaciones de respaldo y grado de reserva de las redes de distribución y alimentadores, además del número máximo de operaciones factibles de realizar en forma razonable.

A modo de ejemplo, si se define una holgura importante entre la capacidad nominal y capacidad de reserva de las instalaciones, se requerirá de una mínima cantidad de puntos de respaldo y, por ende, de baja cantidad de maniobras para suplir el nivel de carga según cada clasificación. Sin embargo, esta decisión significará la construcción de una mayor cantidad de redes y alimentadores (además de mayores costos de desarrollo producto de la saturación de rutas factibles) y, por consiguiente, un impacto importante sobre el monto de las inversiones. Análogamente, a menor nivel de reserva de las instalaciones, se requiere de mayores puntos de seccionamiento y respaldo y, por ende, de una mayor cantidad de maniobras en la red MT para restablecer el servicio a los sectores que correspondan.

En un modelo que involucra compensaciones y costos de inversión, Chilectra S.A. realizó un estudio que demuestra que más de 4 a 5 puntos de respaldo y de 3 a 4 puntos de

seccionamiento asociados, el incremento de beneficios es decreciente en relación con los costos de inversión. Estos resultados son igualmente válidos para redes aéreas como subterráneas.

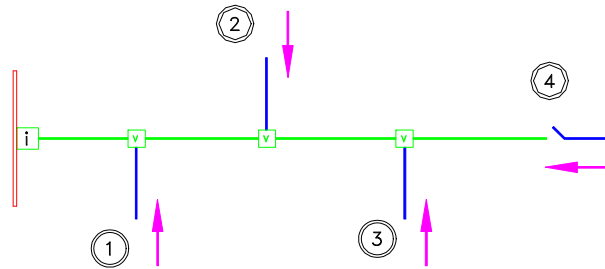


Figura 3.2: Diagrama de respaldo en distribución

En la figura 3.2 se representa un diagrama esquemático de una red troncal para esta situación. Aquí, adicionalmente para el caso que se analice una contingencia de barra o de transformador de poder, es factible complementar el vínculo de respaldo N° 1 y siguientes desde la subestación, dependiendo de las demandas comprometidas, por medio de un apoyo desde un transformador vecino.

Por lo tanto, un tema importante de analizar será el nivel de reserva necesario en las instalaciones. Acordado cual debiera ser el nivel de riesgo según cada clasificación y adoptada como válido el criterio de seccionamiento y vinculaciones de respaldo máximo recomendado, la diferencia entre la potencia nominal de diseño y la capacidad de emergencia ante contingencias de las instalaciones es directa.



Tabla N° 3.2: Seccionamiento y respaldo según nivel de riesgo

Clasificación Redes	Nivel de Riesgo ¹	Puntos de Respaldo	Puntos de seccionamiento redes radiales		
			Respaldo	Longitud (km)	Capac. Nom. Diseno (kVA)
REDES AEREAS					
Rural (Veredal)	100%	0	0	3-5	---
Semi-Urbano	50%	1-2	1-2	Frontera Rural/Urbana	50% - 25%
Urbano	≤ 20%	3-4	3-4	---	33% - 25%
Industrial	≤ 20%	2-4	2-4	---	50% - 25%
REDES SUBTERRANEAS					
Media Densidad	20-30%	2-3	2-3		3-4*
Alta Densidad	20-30%	3-4	3-4		4-5*

En la tabla 3.2 se refleja el resumen acordado durante la presente etapa de Convergencia de Criterios de Diseño, donde

- **Nivel de riesgo** corresponde al indicado en tabla 3.1.
- **Puntos de respaldo** corresponden a los puntos de vinculación necesarios para transferir el porcentaje de carga afectada según cada clasificación.
- **Puntos de seccionamiento** corresponden a la cantidad de equipos necesarios de maniobra en la troncal debido a diversos motivos: respaldo, asociados a los puntos de vinculación; longitud, evitar la existencia de extensos tramos rígidos expuestos a interrupciones que involucren desplazamientos de Guardias que retarden la operación; Capacidad nominal de diseño, necesarios para seccionar la carga a transferir por los puntos de vinculación.

Un ejemplo de se muestra en la figura 3.3, en el que los puntos indicados por "V" corresponden a vinculaciones de apoyo y los indicados por "S" a seccionamiento. Se proponen además configuraciones de equipos de maniobra asociados a cada punto, buscando concentrar la ubicación de equipos y, de esta forma, reducir los tiempos asociados a la operación de la red (evitar el desplazamiento de Guardias de Operación).

¹ De la carga afectada por la falla, se asume que se va a levantar (100-X)%. Donde X corresponde al nivel de riesgo asumido.

De este ejemplo, si se analiza el caso de una red aérea urbana, el nivel de riesgo asumido es 0 a 20 % de la carga. Si se define 20 % (ver figura 3.1) significa que el respaldo requerido desde vinculaciones será de un 80 % de la carga afectada. Ante la falla del alimentador, cada uno de los 4 puntos de vinculación deberá estar dimensionado para absorber el 20 % de la demanda. Luego, cada alimentador que forma parte de este grupo y clasificación deberá estar diseñado para contar con una reserva de al menos 20 % entre su capacidad nominal y su capacidad de emergencia.

Asumiendo que los puntos indicados por "S" no dividen homogéneamente los tramos de carga, se debiera definir un margen de error en el dimensionamiento de cada punto de vinculación para alcanzar una reserva del orden de 25 %.

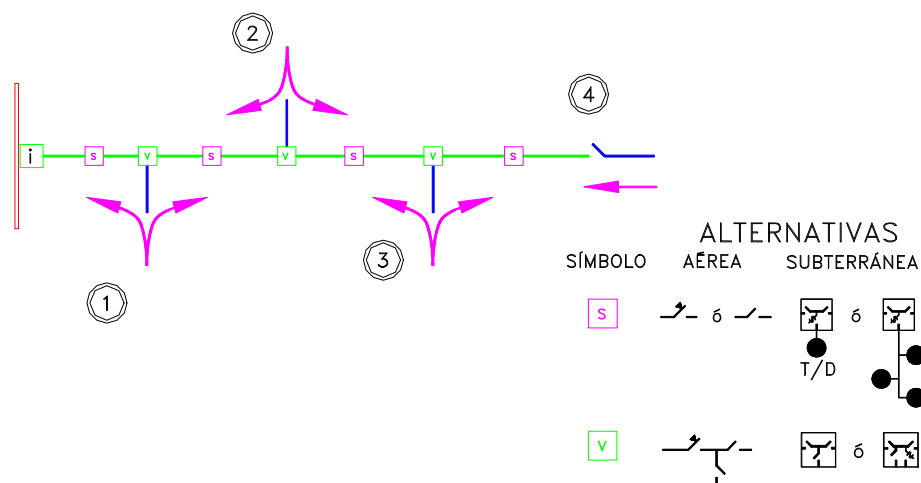


Figura 3.3: Criterio de respaldo y seccionamiento (ejemplo de caso aéreo urbano o de caso subterráneo alta densidad de carga)

Si la red fuera subterránea, se privilegiaría que los puntos "S" fuesen equipos asociados a transformadores de distribución, como se propone en la figura 3.3, a objeto de evitar intervenciones en el cable aislado de MT.

Por lo tanto, la confiabilidad de los alimentadores estará relacionada con los puntos de seccionamiento y respaldo. El dimensionamiento de ellos necesariamente estará asociado al nivel de riesgo de su clasificación y, todo ello en conjunto definirá el nivel de reserva (diferencia entre la capacidad de emergencia y capacidad nominal) requerido en cada alimentador en su diseño y definición de secciones técnicamente mínimas. Las secciones técnico económicas se definirán según lo indicado en **Sección 2**.



El impacto de estas decisiones para el seccionamiento y respaldo en un caso práctico, y las maniobras necesarias para "levantar " los tramos no afectados, se muestra en las figuras 3.4 y 3.5, para el caso de 4 puntos de vinculación, tanto para redes aéreas como para el caso de redes subterráneas. Las cargas se concentran en los arcos equivalentes N° 1 al N° 8.

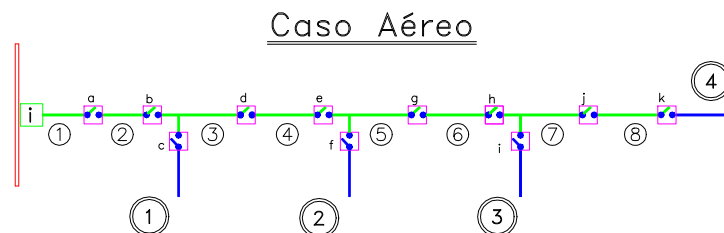


Figura N° 3.4: Diagrama aéreo equivalente 4 puntos de vinculación

Tabla N° 3.3: Maniobras asociadas al fallo del tramo i-ésimo. (Ej.: Red aérea)

TRAMO AFECTADO	EQUIPOS DE MANIOBRA											N°Oper.
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	
1	○		⊖	○		⊖	○		⊖	○	⊖	8
2	○	○	⊖		○	⊖		○	⊖			7
3		○		○		⊖	○		⊖	○	⊖	7
4				○	○	⊖		○	⊖			5
5					○		○		⊖	○	⊖	5
6							○	○	⊖			3
7								○		○	⊖	3
8										○		1

Simbología:

⊖ Cerrar
○ Abrir

En este caso de 4 vinculaciones y un respaldo del 100% de los tramos no afectados, la falla por ejemplo del tramo N°6, significará de un total de 3 maniobras en la red de media tensión: abrir los equipos "g", "h" y cerrar el equipo "i". Si el equipo N°6 hubiese sido de protección, como se tratará en la **Sección 4**, las operaciones manuales se reducirían, pero principalmente los tramos N° 1 al 5 no se habrían visto afectados por la interrupción, ya que estas sólo se contabilizan si la duración es mayor de 1 ó 3 minutos, según la legislación del país.

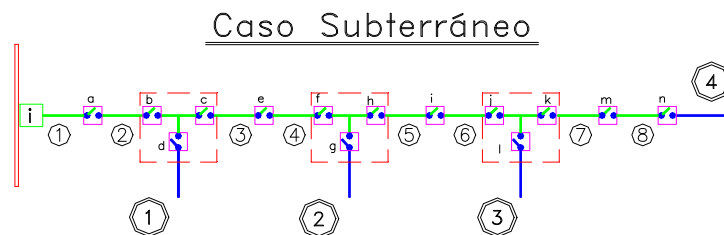


Figura N° 3.5: Diagrama subterráneo equivalente 4 puntos de vinculación



Tabla N° 3.4: Maniobras asociadas al fallo del tramo i-ésimo. (Ej.: Red subterránea)

TRAMO AFECTADO	EQUIPOS DE MANIOBRA														N°Oper.
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	
1	o			e	o		e		o			e	o	e	8
2	o	o		e		o	e			o		e			7
3			o		o		e		o			e	o	e	7
4					o	o	e			o		e			5
5								o	o			e	o	e	5
6									o	o		e			3
7											o		o	e	3
8													o		1



3.3. Dimensionamiento de redes

Los alimentadores están sujetos a ciclos de carga normalmente periódicos, que responden a los hábitos de consumo de los clientes que abastecen, así, la literatura realiza múltiples clasificaciones: residencial, comercial, industrial y todas las combinaciones posibles de aquellas, según el grado de participación en la demanda máxima de cada uno. Adicionalmente, debido a lo cambiante que puede ser la topología de los sistemas, los alimentadores pueden sufrir cambios en su comportamiento.

Por este motivo, en principio se definió que la reserva de los alimentadores se definiría entre la capacidad de emergencia y la capacidad nominal de diseño, tal como se indica en las figuras 3.6 y 3.7.

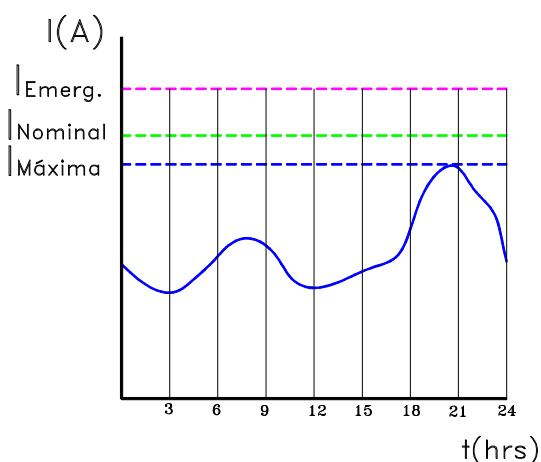


Figura 3.6: Curva típica alimentador

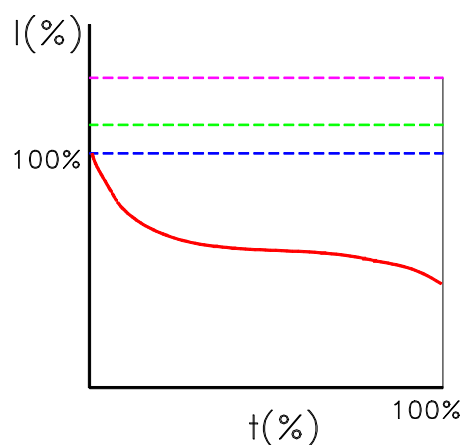


Figura 3.7: Duración de demanda

La corriente o demanda máxima bajo condiciones normales de carga, no debiera superar el límite nominal de diseño, manteniendo en lo posible un factor de demanda cercano a la unidad.

$$F_{\cdot DEMANDA} = \frac{Demanda_máxima}{Potencia_instalada(nom.)}$$

Aunque el ejemplo es un caso favorable (consumo residencial) para efectos del siguiente análisis, todos los tipos de consumos presentan curvas de duración de demanda diaria, mensual y anual de forma similar al indicado en la figura 3.7. Un ejemplo de un caso desfavorable (bajo factor de carga con un alto factor de demanda) es el caso de un alimentador comercial real, como el mostrado en la figura 3.8.

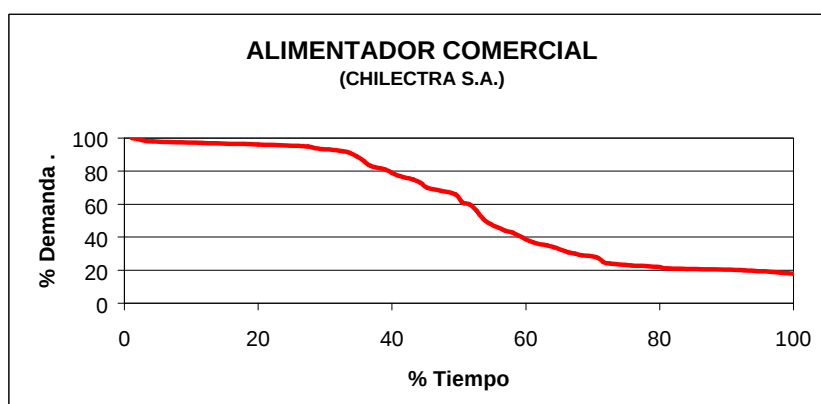


Figura 3.8: Duración de demanda alimentador comercial

En ambos casos se trata de curvas de duración diaria, donde no necesariamente reflejan una duración anual (cantidad de días del año con un porcentaje equivalente de demanda máxima diaria comparada con la demanda máxima anual).

Estas consideraciones implican que, si se realiza un dimensionamiento de las instalaciones para una capacidad nominal, normalmente la probabilidad de que la reserva ($Cap_{\text{emergencia}} - Cap_{\text{nominal}}$) sea mayor es bastante alta, especialmente en sistemas donde la demanda máxima tenga una corta duración (2 a 4 horas de los días hábiles durante una estación del año).

Este aspecto se representa en la figura 3.9, donde se muestra que la reserva real de los sistemas depende de los hábitos de consumo de los clientes / sectores. Es decir, de la curva de demanda diaria de los alimentadores involucrados.

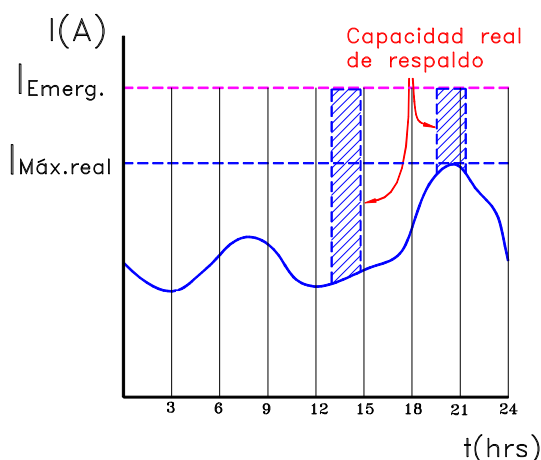


Figura 3.9: Capacidad real de respaldo alimentador. (Ej. Realimentación por 2 hrs.)

Lo anterior en consideración a que, una vez acordado un criterio de diseño para la reserva de los alimentadores según su clasificación (**Sección 3.2**) y en relación con las capacidades nominales y de emergencia, normalmente el sistema tendrá una probabilidad muy alta de mantener un nivel de reserva superior al inicialmente definido en forma



nominal, debido a que la demanda real de los alimentadores y a la diversidad de los consumos definirán la reserva real de los sistemas.

Para efectos de dimensionar la capacidad de reserva de los alimentadores que brindan suplencia o respaldo, debido al comportamiento homogéneo esperado de los hábitos de consumo de los sectores que sirven (asumiendo una proximidad geográfica y similitud en hábitos de consumo de los clientes) se asumirá que el factor de diversidad entre ellos es igual a la unidad (1). En otras palabras, la demanda máxima de alimentadores vecinos será estimada coincidente para efectos de dimensionar la capacidad de respaldo.

Por lo tanto, el sistema estará diseñado con una capacidad nominal mínima de reserva, definida para servir la máxima demanda del sistema bajo condiciones nominales y de respaldo bajo condiciones de emergencia, manteniendo una reserva real que dependerá de las curvas de duración de demanda.

Un tema relevante para la definición térmica de conductores aislados es la temperatura ambiente y las fuentes de calor cercanas. En la tabla 2.3 se resume lo acordado para la determinación de la capacidad de transporte de un cable, sin embargo, en las cercanías de las SS/EE de poder, la probabilidad de que más de 3 circuitos compartan la misma canalización es muy alta, principalmente al interior de la S/E.

En este caso, a objeto de evitar el sobredimensionar una cantidad importante de redes, se propone revisar la conveniencia de dimensionar los conductores de salida desde la S/E con una sección mayor, diferente de la de red, hasta el tramo donde la capacidad de transporte del conductor normal no restrinja la capacidad nominal o de emergencia de los alimentadores. Alternativamente, se propone diseñar disposiciones constructivas dentro de la S/E que permitan una mejor disipación de calor en las canalizaciones. Un ejemplo de ello se da en la figura 3.10, en el caso que no se puedan reemplazar las tapas de cámaras por rejillas de ventilación.

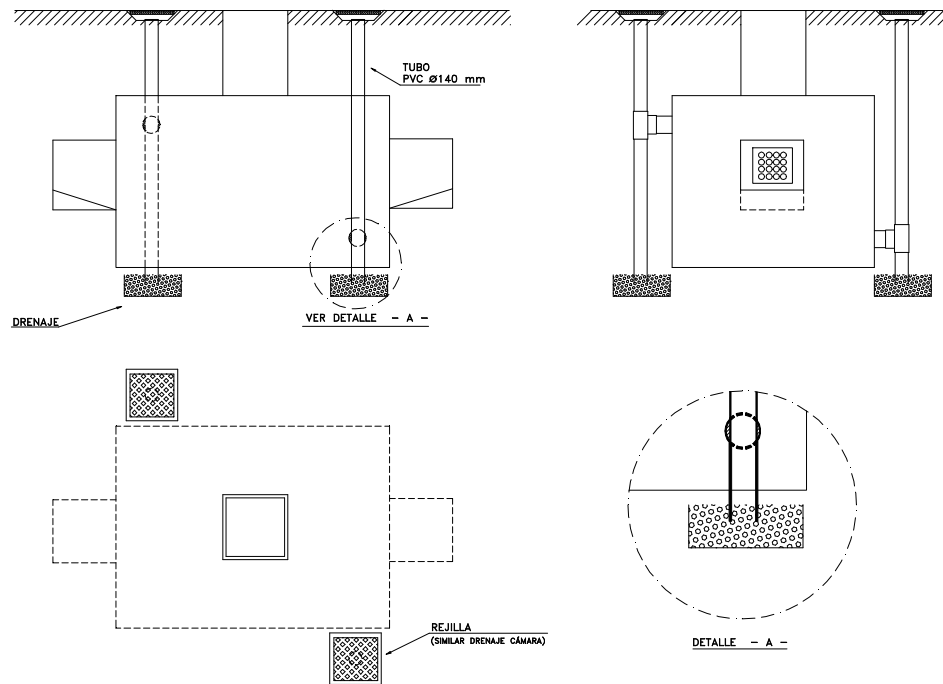


Figura 3.10: Alternativa de ventilación para cámaras

Otra posibilidad factible de implementar en zonas en que no existan cauces de agua producto de la circulación de aguas lluvia, es el reemplazo de la tapa normalmente de concreto de las cámaras por tapas con rejillas que permitan la circulación natural del aire desde la cámara hacia y desde el exterior.

Por lo tanto, a objeto de evitar el sobre dimensionamiento de parte importante de las secciones de los conductores empleados en la red y buscar reducir la cantidad de secciones diferentes en la construcción de redes, por lo que significa el manejo de stock de materiales asociados a estas decisiones, se propone buscar soluciones particulares al agrupamiento de conductores a la salida de las SS/EE y la disminución en la capacidad de transporte que esto involucra producto del efecto térmico de circuitos próximos.

Las alternativas planteadas apuntan a mejorar las condiciones de ventilación y disipación de calor en las canalizaciones existentes y futuras y/o el empleo de un conductor de mayor sección sólo para aquellos tramos en que concurra una cantidad de circuitos tal que afecte la capacidad de diseño de los alimentadores.

3.4. Expansión de los sistemas

Normalmente, el continuo desarrollo del sistema requiere de la construcción frecuente de nuevos alimentadores desde las SS/EE existentes, lo que obliga necesariamente a la búsqueda de rutas que permitan abastecer los focos de demanda, manteniendo la filosofía de operación de las redes de cada Empresa.

En la figura 3.11 se ejemplifica un caso típico de trazado para un nuevo alimentador en un esquema radial de un sector urbano de baja o alta densidad de carga.

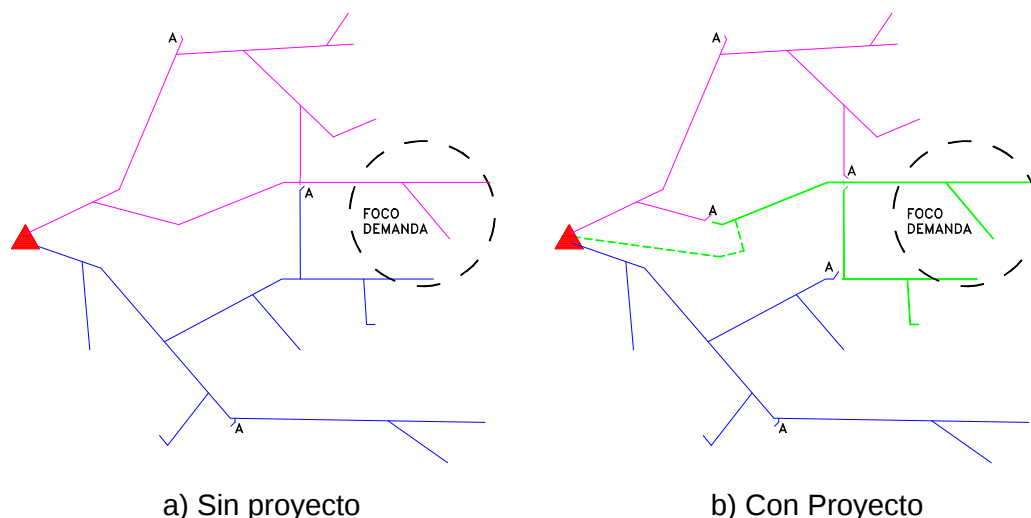


Figura 3.11: Desarrollo típico de alimentador radial enmallado

En este caso se observa que aquellas redes que originalmente fueron diseñadas como laterales, en el entorno de la S/E pueden pasar a formar parte de la troncal o de vínculos de apoyo o viceversa.

Luego, bajo un concepto de definición de secciones con un criterio técnico económico, la definición de redes en el entorno de la S/E debiera contemplar el desarrollo futuro de dicha S/E y evitar el refuerzo de redes. Por lo tanto, la recomendación apunta a la definición de vínculos de apoyo en el primer tercio del alimentador con una sección equivalente a la de la red troncal.

La cantidad de vínculos de apoyo estará determinada por el nivel de riego asumido y clasificación de las redes, como se indica en **Sección 3.2**, y las secciones de estas vinculaciones de la demanda a respaldar según el nivel de operación de las redes y su distancia eléctrica a la S/E de poder.

Puesto que la tecnología de cables y de conductores a evolucionado tanto como los accesorios y herrajes para su construcción, la probabilidad de que la unión (tanto aérea como subterránea) falle es comparable con la tasa de falla de la red, puesto que la tecnología ha evolucionado hacia una construcción que cada vez más independiza la confiabilidad del trabajo del que ejecuta la obra. El empleo de uniones aéreas con ferretería fusible y tecnología contraíble en frío para cables aislados es una buena ayuda en este sentido.

Es mucho más probable una falla producto de actos de terceros (choques a poste en redes aéreas y excavaciones y contactos accidentales en redes subterráneas) que de materiales, lo que hace recomendable revisar las prácticas constructivas y señalizaciones de peligro en lugar de restringir la ubicación de empalmes y/o alimentación a clientes.

En el ejemplo de la figura 3.12, asumiendo que la carga es factible de ser servida desde el alimentador "rojo", se podrían concebir 2 alternativas de proyecto: tender una nueva red radial desde el centro de distribución ó conectar un equipo de operación en la intersección de la red existente, derivando directamente desde el lateral de vinculación.

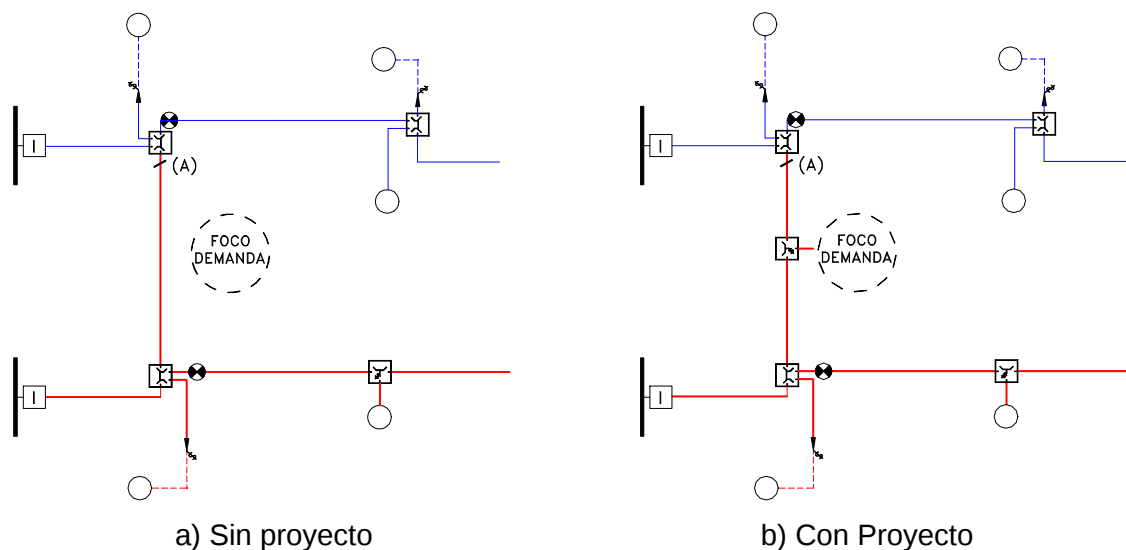


Figura 3.12: Ejemplo alimentador radial con vinculaciones expresas

Adicionalmente, en este mismo caso, el límite de zona podría ser trasladado a uno de los terminales del equipo de derivación, sirviendo esta carga como una alternativa de equilibrio de demanda más discreta, en lugar del impacto de todo un nodo de distribución que implica un centro, entre estos alimentadores en condiciones de sobrecarga y/o emergencia.

En ambos casos la nueva demanda impactará en el mismo alimentador, luego en ambos casos se deberá mantener el criterio de riesgo adoptado para la clasificación de ambos alimentadores (Ver **Sección 3.2**). Sin embargo, en el caso propuesto, se evitará la



construcción de nuevas redes, reduciendo los plazos de conexión y, sin duda, el monto de las inversiones asociadas.

Por lo tanto, se propone que la alimentación de toda nueva carga sea realizada desde aquel alimentador que tenga la capacidad disponible y permita optimizar el nivel de pérdidas del sistema, buscando ejecutar la menor cantidad de trabajos adicionales en la red que admita mantener el esquema de operación acordado, pero sin privilegiar un tramo del alimentador (diferenciando red troncal de un lateral de apoyo), siempre y cuando se mantengan los niveles de reserva definidos según la clasificación de dicho alimentador.

En este sentido, es importante verificar que el lateral para el caso de redes aéreas y que la carga (T/D) en ambos casos (aéreo y subterráneo) cuenten con la debida protección en MT (Ver **Sección 4.1.1**).



3.5. Aspectos particulares redes subterráneas

La red subterránea tiene un mayor costo de desarrollo que una red aérea equivalente, por lo tanto, debe ser una alternativa factible de analizar y/o evaluar sólo en aquellos casos en que:

1. Exista una solicitud de reemplazo o desarrollo subterráneo por parte de un cliente y/u organismo del Estado (normalmente Municipios). En este caso se deberá indicar al solicitante la diferencia de coste entre ambos tipos de obras (aéreo / subterráneo).
2. Exista prohibición técnica y/o Municipal para el desarrollo de nuevas obras aéreas.
3. Exista una compensación tarifaria para el desarrollo de sistemas de distribución subterránea. En este caso se deberá evaluar, según los criterios normales de evaluación de proyectos de la Empresa, la conveniencia del desarrollo futuro de sectores de distribución, como el reemplazo de tramos de red aérea por subterránea, el equipamiento asociado tanto de baja como de media tensión, a objeto de mantener la flexibilidad de operación de los sistemas.

Particularmente en redes subterráneas, el nivel de cortocircuitos y las distancias involucradas no permiten una coordinación de fusibles y protecciones automáticas sin que se retarde (temporice) la operación "instantánea" del relé "aguas arriba" (ver **Sección 4**), lo que obliga a no instalar más de una protección automática de red en coordinación con la protección de salida el alimentador, debido a que se sometería a esfuerzos importantes al transformador de poder producto de esta temporización.

Por la magnitud del nivel de cortocircuito esperado para estas redes, normalmente superior a 4 kA, es poco factible la coordinación entre más de 2 fusibles de red en serie (ver figura 4.1).

Por lo tanto, no se recomienda la instalación de más de 2 equipos con capacidad de interrupción en red, además de la protección asociada a cada T/D. En caso de existir más de esta cantidad, se deberá deshabilitar la opción de apertura automática de aquellos equipos que superen esta cantidad máxima.

3.5.1. ¿Redes subterráneas directamente enterradas o en ductos?

Para definir si la red es directamente enterrada o instalada en ductos, se observará el siguiente planteamiento:

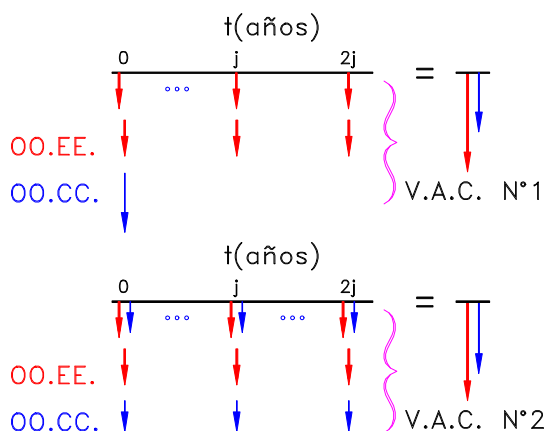


Figura 3.13: Evaluación red subterránea en ducto o en tierra

Evaluación red en ductos:

$$VAC1 = O.C.1 + \sum_{k=0}^2 \frac{O.E.}{(1 + ta)^{k*j}}$$

Evaluación red en tierra:

$$VAC2 = \sum_{k=0}^2 \frac{O.E. + O.C.2_k}{(1 + ta)^{k*j}}$$

Donde:

j : Año de construcción 2ª y 3ª red por mismo trazado.

ta : tasa de actualización

O.C.1 : Costo obra civil red en ductos

O.C.2 : Costo zanja para red en tierra

O.E. : Costo obra eléctrica

La modelación asume que el costo asociado a las obras eléctricas (O.E.) no depende del tipo de obras civiles (O.C.), ya sean zanjas para el entierro directo de los conductores o de ductos. Adicionalmente, para el caso de red en ductos, todo nuevo trazado por esta ruta sólo requerirá de tendido de los conductores por las vías disponibles y las O.E. necesarias, las que se suponen de costo equivalente a las primeras.

Es importante notar que el costo de la zanja para la construcción de una posterior red en tierra normalmente será creciente, debido al incremento de la dificultad de ejecutar excavaciones en sectores (andenes) donde ya existen instalaciones subterráneas. Luego, se recomienda incrementar en al menos un 10 % el presupuesto estimado para toda construcción de un nuevo circuito por esa ruta. ($O.C.2_{2j} = 1.1 * O.C.2_j = 1.1 * O.C.2_0$).

De las expresiones indicadas es factible obtener la cantidad de años (j), a partir del cual es recomendable el empleo de obras civiles y ductos para la canalización de redes subterráneas en la construcción de un nuevo circuito de red subterránea por un mismo trazado.

Esta alternativa será más conveniente en la medida que se considere la canalización conjunta de redes de BT por el mismo trazado, manteniendo la correcta diferenciación de las tensiones de las redes, a objeto de evitar accidentes producto de la intervención equivocada en los cables. En este último caso, se deberá mantener ductos de reserva para ambas tensiones.



En el caso de redes directamente enterradas se observarán las siguientes recomendaciones de diseño:

1. La configuración será en anillo con vinculaciones de respaldo, tal que siempre sea factible realimentar el total de las cargas conectadas sin depender eléctricamente del tramo fallado.
2. Las vinculaciones de respaldo estarán determinadas de tal forma que siempre será posible, empleando las capacidades de emergencia de las redes y alimentadores, realimentar la totalidad de la demanda no servida, acorde con el nivel de riesgo asumido para las instalaciones.
3. No se conectarán derivaciones netamente radiales (sin vinculaciones de respaldo) directamente enterradas, tales como: laterales secundarios, derivaciones a clientes MT, arranques a transformadores de distribución, etc.

Estas recomendaciones obedecen a que los tiempos asociados a la localización y reparación de fallas en este tipo de instalaciones, superan ampliamente los estándares de calidad de producto definidos por los Marcos Regulatorios vigentes en las Empresas.

Constructivamente, aunque la red esté directamente enterrada, los cruces de calzadas siempre serán instalados en ductos, proyectando siempre vías redundantes para redes futuras, según proyecciones de crecimiento del sector.

Para redes canalizadas en ductos, puesto que los tiempos de reparación sólo involucran trabajos asociados a la manipulación de cables de tecnología seca y sus accesorios (nuevas instalaciones), donde es factible esperar tiempos del orden de 1 a 3 horas; se propone un sistema de distribución radial, con vinculaciones de respaldo y criterios de seccionamiento según nivel de clasificación que corresponda al sector a abastecer.

El supuesto de disponer de redes en ductos asume que existirá siempre una vía libre o disponible que admita "tirar" un nuevo cable y reemplazar el tramo afectado y/o del espacio suficiente para permitir realizar la reparación de los elementos defectuosos, sin la necesidad de realizar movimiento de tierras y/u obras civiles para el restablecimiento del servicio eléctrico. Adicionalmente, los tiempos de ubicación del punto de falla serán considerablemente menores que en el caso de redes directamente enterradas..



4. PROTECCIONES

Los equipos de protección que puedan ser instalados en los sistemas de distribución responderán a los usualmente empleados en las compañías, tanto en redes aéreas como subterráneas, y que corresponderán a los estándares del mercado.

Su función básica será el proteger las instalaciones de distribución ante sobrecargas y sobrecorrientes, descargas atmosféricas, etc.; velando por una adecuada coordinación y selectividad en la actuación u operación.

4.1. Criterios comunes en Redes Aéreas y Redes Subterráneas

Se discutirán principalmente conceptos relacionados con protecciones de sobrecorriente de fase y protección ante cortocircuitos. Casos como fallas de alta impedancia o sistemas levantados de tierra no serán discutidos en esta oportunidad.

Dependiendo de la magnitud de potencia de cortocircuito de los sistemas, la coordinación entre las diferentes protecciones de los alimentadores se tornará más difícil, debido a la ausencia de tiempos mínimos (paso de coordinación) entre los puntos de operación de las curvas características de cada protección, ya sea relés o fusibles, ante altas corrientes. Como se observa de las tablas mostradas en la **Sección 8.4**, magnitudes superiores a 2.2 kA para curvas tipo "K" y de 4 kA para curvas tipo "T" harán infactible la coordinación entre fusibles normalmente empleados en redes de distribución.

Dependiendo cual sea la filosofía de ajuste para coordinación entre relés de equipos automáticos de línea (reconectadores o interruptores) y fusibles, será factible una adecuada coordinación entre ellos por medio del empleo de curvas "lentas" y de curvas "rápidas".

Para magnitudes superiores a I^* , corriente de ajuste de la unidad instantánea de la cabecera del alimentador como se muestra en la figura 4.1, una adecuada temporización de las unidades instantáneas en las protecciones de salida de la S/E permitirá una correcta coordinación entre esta y las protecciones asociadas a la red.

Normalmente, I^* supera 5kA, luego, en estos rangos de corriente no existirá una adecuada coordinación entre 2 fusibles en serie por lo indicado anteriormente (paso de coordinación), y existirán algunas complicaciones subsanables entre relés y fusibles.

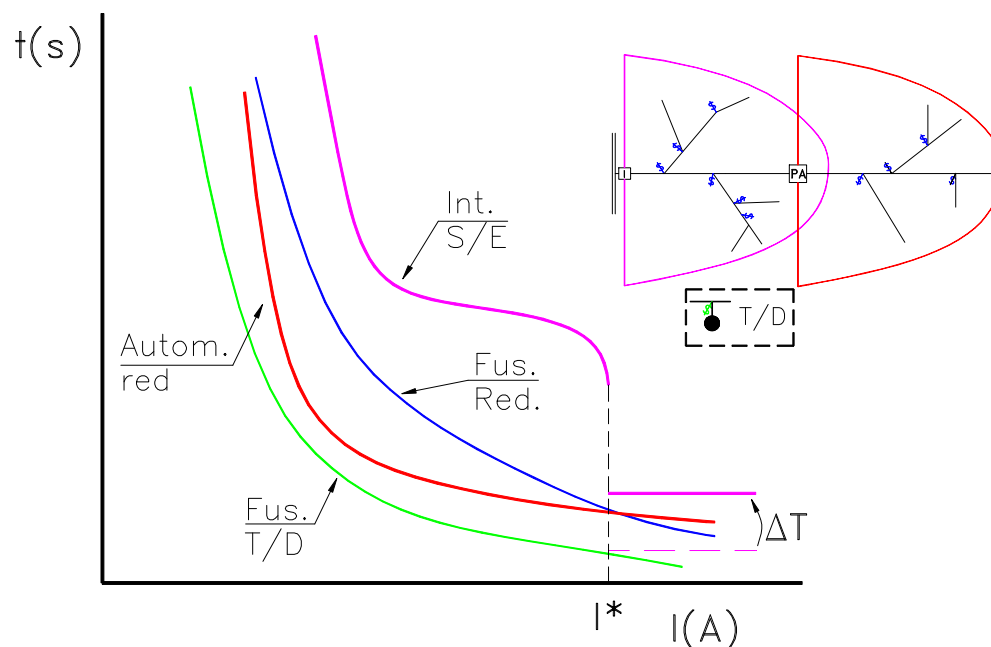


Figura 4.1: Coordinación de protecciones

Puesto que no es conveniente retardar indefinidamente la unidad instantánea de la S/E (no someter a mayores esfuerzos a transformadores de poder, principalmente en casos de alta probabilidad de falla), no será recomendable la instalación de más de 2 protecciones en serie en sectores de influencia de la unidad instantánea (puesto que toda nueva protección automática en serie significaría un retardo adicional en la unidad).

4.1.1. Protección de transformadores de distribución (T/D)

Todo nuevo transformador estará conectado a la red de MT por medio de un equipo o elemento de desconexión, que permita desconectarlo de la red sin interrumpir el servicio más allá del requerido para la operación según sea el caso.

En redes aéreas esta función será por medio de un desconectador fusible tipo "cut out", con elemento fusible compatible con la capacidad nominal y de emergencia del T/D, y de capacidad de interrupción concordante con el nivel de cortocircuito del sistema.

En redes subterráneas, todo transformador deberá contar con una protección en MT que proteja al equipo ante fallas internas o como respaldo para las protecciones de BT por fallas en la red BT. La protección evitará afectar el servicio a clientes no relacionados con el defecto.

En el mercado existen alternativas de fusibles insertos en codos (elbows) para la conexión modular de transformadores a la red, dispositivos con fusibles insertos para instalación en red, equipos de operación tripolar (celdas para fusibles MT, celdas con interruptores, etc.).

En este último caso, el costo de estas celdas estará influenciado por el grado de protección solicitado IP 54 ó IP65.

Cuando existen más de 2 circuitos de BT asociados a un transformador de distribución no existen garantías de proteger adecuadamente por BT al equipo ante sobrecargas, producto de los criterios de explotación de la red de BT que se adopte, tema que será tratado en el corto plazo (cada circuito puede tener mayor capacidad nominal inicialmente que la del equipo y, adicionalmente, las demandas y/o crecimiento de cada uno en forma no homogénea). Para este evento se plantean 2 alternativas: incorporar una protección en BT (fusible o termomagnética) a la salida del transformador en coordinación con la asociada a cada circuito, figura 4.2.b) ó; anexar la función de protección de sobrecarga a la función de la protección de sobrecorriente de MT, figura 4.2.a). En este último caso, la protección (fusible en la mayoría de los casos) deberá coordinar ante cortocircuitos y ante sobrecargas del transformador con las que existieren aguas arriba del equipo.

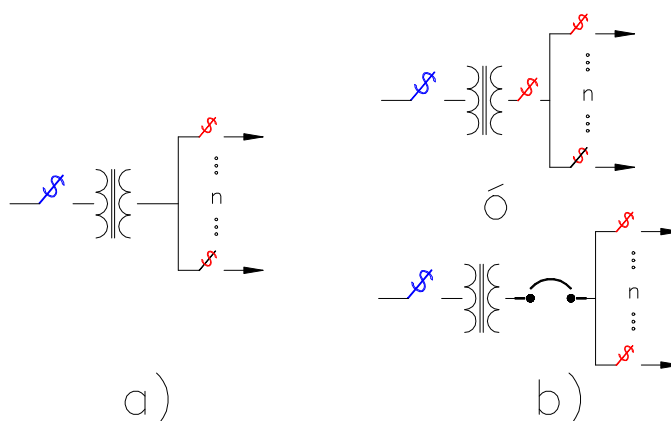


Figura 4.2: Protección sobrecarga T/D

Para ello Codensa S.A.E.S.P., caso 4.2.a), plantea la alternativa de fusibles de curva dual en el caso en que existan problemas de coordinación entre las diferentes protecciones de la red.

En cualquiera de los casos, tanto para redes aéreas como subterráneas, se propone la alternativa de asociar a cada transformador una protección en MT que sea capaz de interrumpir corrientes de falla y permitir la desconexión del equipo desde la red. Adicionalmente, dependiendo del resultado del proceso de Convergencia de Criterio de Diseño de Redes de BT y Centros de Transformación, se integrará la función de protección para sobrecarga en MT.

4.2. Protecciones Redes Aéreas

Se procurará la correcta coordinación en la actuación y coordinación de reconectadores, seccionadores monofásicos y fusibles de aquellos instalados aguas abajo en los sistemas de distribución, para el mismo nivel de tensión en que se encuentren y de

aquellos que se encuentren en la zona de baja tensión de un transformador de distribución.

De preferencia se instalará al menos un equipo reconectador que divida proporcionalmente la zona de patrullaje de un alimentador en caso de falla, principalmente en el caso rural y semi urbano, como se indica en la figura 4.3. Dependiendo de la tasa de fallas del alimentador, la partición de tramos a patrullar del alimentador puede ser complementada con la instalación de indicadores de falla (puntos color amarillo). Ver **Sección 4.5**.

En toda transición de red urbana a rural, se recomienda la instalación de un equipo reconectador dado el carácter transitorio de las fallas en las redes rurales.

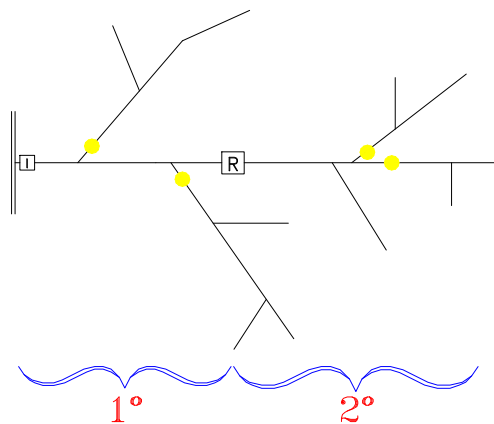


Figura 4.3: Sectorización alimentador ante falla

Los alimentadores de tipo rural, debido a las grandes extensiones de red y la exposición a falla transientes (contacto con ramas, aves y/o animales), contarán con al menos 2 equipos automáticos con capacidad de interrupción, adecuadamente coordinados entre sí.

Para el uso de reconectores en redes aéreas existen dos criterios a considerar en la definición de su instalación, cuidando de velar por impacto que las operaciones de reconexión de estos equipos sobre los procesos productivos de los clientes afectados:

Salvar fusibles (curvas rápidas) en caso de:

- ✓ Falla transitoria
- ✓ Difícil acceso

Quema de fusibles (curvas lentas") en caso de:

- ✓ Falla permanente
- ✓ Fácil acceso

Los reconectores se instalarán a lo menos por:

1. Transición de red urbana a rural, dado el carácter transitorio de las fallas en las redes rurales.
2. Evitar el impacto de fallas sobre clientes especiales con servicio desde alimentadores con tramos de mayor probabilidad de falla. En este caso, la protección se instalará de



forma tal que, en caso de falla, sólo se afecte al cliente cuando se afecte la troncal aguas arriba de su ubicación.

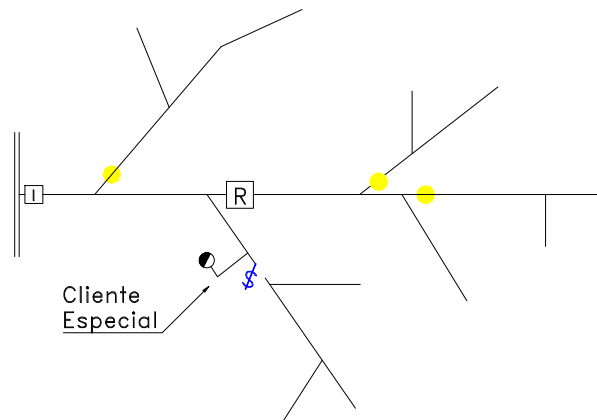


Figura 4.4: Ubicación de reconectores. Cliente especial.

3. Reducir nivel de interrupciones en sectores de alto índice de fallas. En este caso se recomendará un criterio de instalación según el indicado en la figura 4.3.
4. Aislar sectores de mayor índice de interrupciones en un alimentador, en el caso que no sea factible disminuir la causa de las interrupciones (sectores poblacionales de alto vandalismo).
5. Proteger bancos de reguladores de voltaje ante sobrecargas y/o cortocircuitos: No se recomienda que estos equipos sean protegidos por elementos de protección de operación monopolar (fusibles tipo cut out), especialmente para configuraciones en delta.

En redes aéreas se utilizarán hasta 2 elementos fusibles en serie, aparte de aquel que se encuentra asociado al transformador. Estos elementos fusibles de red se instalarán sólo en ramales del alimentador.

Se evitará la instalación de fusibles de red en la troncal o en los ramales que brinden suplencia o respaldo al alimentador, debido a la restricción de potencia que esto pudiera significar.

Toda carga conectada a la red troncal deberá contar con protección en MT que, además cumpla la función de desconexión del transformador de distribución desde la red.

Toda derivación desde la red troncal deberá contar con protección fusible, en la medida que lo permita la demanda del arranque y la capacidad de operación del fusible. No obstante, los conceptos a revisar para la adecuada coordinación será: nivel de cortocircuito, demanda máxima del arranque, desequilibrios y restricciones impuestas por la topología (límites térmicos). En la derivación desde la red troncal, el fusible a instalar en el ramal será el de mayor capacidad empleado, a objeto de permitir una mayor selectividad entre los fusibles aguas abajo.



4.3. Protecciones Redes Subterráneas

Las redes subterráneas, debido a la naturaleza permanente de las fallas que la afectan, no estarán expuestas a los esfuerzos derivados de una reconexión ante falla del alimentador que las abastece. Por lo tanto, en estos alimentadores dicha función será deshabilitada o, en el caso de transiciones aéreo/subterráneo, exista una protección que diferencie aquellas fallas que se producen en el tramo subterráneo de las que se originan en el tramo aéreo que eventualmente podrían ser transitorias.

Si la red es directamente enterrada, se evitará la instalación de transformadores directamente conectados a la red, sin equipo de maniobra entrada /salida / derivación asociado. Los tiempos relacionados a la ubicación / reparación de fallas obliga a la necesaria realimentación de los clientes y/o transformadores de distribución sin depender del tramo afectado.

Específicamente, en aquellos sectores en que por la magnitud de los cortocircuitos asociados, sea factible la coordinación con las unidades de protección temporizadas de las SS/EE, se analizará la conveniencia de instalar un equipo de protección para redes subterráneas controlado por algún tipo de relé, siempre y cuando las magnitudes de corriente nominal estimadas en la ubicación proyectada del equipo, sean superiores a las curvas estándares de fusibles en equipos estándares para redes aisladas MT (ver figura 4.1).

Se emplearán elementos identificadores de falla, que particionen el área servida por cada alimentador en 3 a 4 partes, 2 ó 3 equipos, ó cada 500 metros de red troncal como máximo. Estos se ubicarán de preferencia aguas abajo de los equipos de maniobra que existan y favoreciendo una adecuada división en partes del alimentador y privilegiando los centros de alto consumo, a objeto de descartar lo más rápido posible la ubicación de la falla en algún tramo que afecte el normal suministro hacia estos centros.

Todo transformador de distribución deberá contar con una protección fusible de media tensión, dimensionado de manera tal que permita entregar la potencia nominal del transformador y el nivel definido como sobrecarga admisible para el equipo y, adicionalmente, coordine adecuadamente con los fusibles existentes en cada circuito de BT ante un cortocircuito.

El fusible de protección MT del transformador podrá ser externo o interno, dependiendo del esquema de equipamiento de distribución que se implemente en la Empresa. En el caso de que sea externo, existen múltiples alternativas, desde la instalación de una celda con fusible de 1 ó más vías operables tripolarmente, hasta el empleo de codos monopares (elbows) que cuentan con un fusible interno (tipo elastimold o similar). Para el caso que la protección sea interna, se privilegiará el empleo de fusibles cuyo medio aislante sea independiente y no esté en contacto con el aislante líquido del transformador (tipo Canister o similar).



En toda transición de redes aéreas a subterráneas (subidas a poste), se instalarán pararrayos o descargadores en aquellas Empresas en que la exposición a descargas atmosféricas recomiende el empleo de este tipo de equipos en sus instalaciones.



4.4. Descargas atmosféricas

Cada Empresa definirá la necesidad real de contar con esquemas de protección ante estos fenómenos, sobre la base de su geografía y prácticas históricas, atendiendo las siguientes recomendaciones:

1. Los equipos empleados en la protección de las instalaciones ante descargas atmosféricas serán pararrayos o autoválvulas de óxido de zinc (ZnO), ubicados lo más próximo posible al equipo que se desea proteger.
2. Se procurará brindar protección a los equipos importantes, como reguladores de voltaje, transformadores de distribución, transiciones de redes aéreas a subterráneas, reconectores y desconectores trifásicos bajo carga. No se instalarán en redes aéreas con la sola función de proteger la red y/o su aislamiento; en este caso, se buscarán alternativas constructivas a objeto de minimizar el impacto de caídas de rayos sobre los conductores.

Para este caso, Codensa presentó 3 alternativas importantes de analizar:

- a) Protección natural de laderas de cerros: evitar la construcción sobre las cumbres de los accidentes geográficos (cerros, montes, etc.), aprovechando el apantallamiento natural de la geografía al construir a "media ladera". Esto significará construir más estructuras, pero se reducirá la probabilidad de caída de rayos sobre la línea.
 - b) Instalación de pararrayos "franklyn": Instalación de las mismas jabalinas empleadas para la puesta a tierra, pero sobre los postes adyacentes y conectadas a tierra, a objeto de atraer el rayo hacia esta estructura y evitar la caída sobre la línea o equipos.
 - c) Empleo de neutro corrido en media tensión como conductor de guardia, en el extremo superior de los postes y conectado a tierra. Es una disposición de mayor costo, pero que además permite la instalación de transformadores monofásicos y que brinda la mayor protección en sectores de nivel seráurico extremadamente elevado.
 - d) Mejoramiento de la puesta a tierra de los pararrayos, utilizando suelo artificial de baja resistividad e instalando pararrayos en las redes rurales (veredales) de baja tensión que no dispongan de apantallamiento de redes MT (trazados independientes).
3. La selección de un pararrayos será tal que el voltaje de cebado o actuación del dispositivo sea superior a las sobretensiones transitorias normales de los sistemas de distribución, como sobrevoltajes de maniobra y sobrevoltajes en las fases no afectadas ante fallas a tierra, a objeto de evitar pérdidas adicionales de vida útil de estos. Adicionalmente, el voltaje de descarga de estos equipos no será superior a



aquel que brinde protección necesaria, consecuente con el BIL (NBI) de los equipos que protege.

4. La clase normal de estos equipos será de "distribución". No obstante, en aquellos casos en que sea necesario brindar una mayor protección, a través de un menor voltaje de descarga, se emplearán puntualmente del tipo "intermedio".
5. Dependiendo del nivel cerámico de las áreas geográficas en la cual serán insertos, los equipos serán de la clase "heavy duty". En este caso, se evaluará la conveniencia de emplear en toda el área de concesión de aquella Empresa sólo esta clase por motivos de almacenamiento e inventario. En caso contrario, el equipo usual será del tipo "estándar o normal".

4.5. Identificadores de falla

Estos equipos, según su configuración, tienen la capacidad de indicar el paso de una sobrecorriente superior a la de su ajuste, permanente y/o transitoria, logrando reducir en forma importante los tiempos de patrullaje asociados a una falla.

Por su bajo costo y diseño, conceptualmente son aplicables tanto en redes aéreas como subterráneas y se privilegiará su instalación en forma masiva dentro de las redes existentes y/o nuevas, toda vez que se justifique económicamente bajo la siguiente evaluación:

$$VAN_{IDENT.FALLA} = -INV + \sum_{i=1}^n \frac{Ahorro_Comp_i}{(1+ta)^i}$$

Donde:

INV : Costo indicadores (ejemplo: 3 ó 4 equipos por alimentador)

Ahorro_Comp_i: Ahorro en compensaciones año i. Puede ser asumido que las compensaciones no varían por año, a excepción de que el regulador cambie el costo US\$/kWh deficiente.

ta : Tasa de actualización de cada Empresa

n : número de años de evaluación (Ejemplo: 10 años)

El monto del ahorro en compensaciones eventualmente pagadas debido a la instalación de indicadores de falla deberá ser estimado según las realidades de cada Empresa bajo el siguiente criterio:

El tiempo total de duración de una falla (Ver figura 6.2), desde su inicio hasta que se maniobra la red para realimentar los tramos no afectados, se puede resumir en la siguiente expresión:

$$T_{total} = T_{av} + T_{tr} + T_{pje} + T_m + T_D$$



Donde:

- T_{av} : Tiempo desde la ocurrencia de la falla y el aviso al Centro de operación
- T_{tr} : Tiempo de traslado de las guardias de operación al sector en falla
- T_{pje} : Tiempo de patrullaje para localizar la falla
- T_m : Tiempo de maniobra asociado a los trasposos de carga
- T_D : Tiempo de desplazamiento de Guardias durante la operación

Nota: Es necesario considerar que si la falla es permanente, el impacto de la interrupción sólo se reduce en el sector donde se restablece el suministro. El tramo afectado por la falla estará sin servicio hasta la reparación, excepto en redes en anillo con vinculaciones.

La instalación de indicadores de falla, a excepción de que la información sea teletransmitida al Centro de Despacho, sólo afectará el tiempo T_{pje} , reduciéndolo al menos en un 50 %.

Los equipos serán preferentemente instalados aguas abajo de equipos de protección o de operación, a objeto de posibilitar la realimentación pronta de aquellos tramos no afectados, aguas arriba del último equipo operado, como se indica esquemáticamente en la figura 4.5.

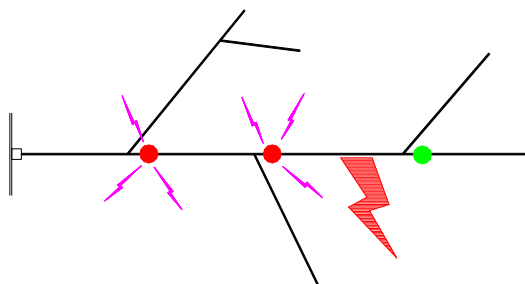


Figura 4.5: Identificadores de falla

Estos equipos indicadores se fabrican para diferentes medios de señalización: de indicación mecánica, indicación luminosa (led y/o luz Xenón), de indicación por medio de radio, de indicación por medio de cierre de contactos secos para sistemas SCADA, etc.

Adicionalmente a su medio de indicación, estos equipos pueden ser configurables por el usuario o ajustados de fábrica (corriente de indicación, entre otros muchos parámetros). La principal diferencia radica en el costo de los equipos y el stock necesario a mantener por el comprador. Un equipo fijo es de menor costo, pero debe ser especificado según la corriente nominal del tramo de red en el que será instalado (se debe tener un stock por cada tipo de capacidad); si es ajustable, es de mayor costo, pero se puede acomodar para cada punto de instalación (permite menor stock).

Codensa presenta sus especificaciones para ser analizadas por las diferentes Empresas (recomiendan la opción totalmente configurable por el usuario). Aunque no existe aún



análisis detallado de cual sería el estandarizado por el Grupo, se recomienda evaluar los beneficios de su aplicación y propuesta de especificación.

Se propone metodología de evaluación para la implementación de indicadores de falla como parte del diseño de alimentadores.



5. CRITERIOS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS Y VOLTAJE

Dependiendo de la legislación aplicable en cada una de las Empresas, el regulador exige una compensación de reactivo, a través de un factor de potencia medio mensual inferior a un valor establecido y/o una relación Q/P mínima. Esto obliga a la instalación de bancos de condensadores en los sistemas de distribución según las características propias.

En las Empresas del Grupo se ha demostrado que la relación US\$/kVAR es menor para la compensación en redes de MT, con el beneficio adicional de mejorar el perfil de voltaje y pérdidas técnicas de los alimentadores seleccionados.

Adicionalmente, según lo indicado en tabla de Sección 8.2, dependiendo de la Empresa y el tipo de distribución y nivel de tensión, el Legislador define rangos de variación de voltaje (valor RMS), bajo un concepto de duración dentro de la banda definida por un periodo de tiempo preestablecido.

En alimentadores que sirven sectores de baja densidad de carga y/o de recorridos extensos, la compensación de voltaje como un subproducto de la instalación de bancos de condensadores generalmente no es suficiente para cumplir los rangos establecidos; en estos, la solución normalmente adoptada será la instalación de reguladores de voltaje.

No obstante, cuando la zona abastecida con regulación de voltaje deficiente alcanza una demanda superior a las potencias normales de equipos reguladores estándares y/o se compromete en forma importante el respaldo de estos sectores, conjuntamente se analizarán las alternativas de: construcción de un nuevo alimentador, cambio de nivel de tensión del sector comprometido, instalación de una nueva subestación de poder en el sector.

Normalmente el reemplazo de conductores, por el alto costo que implica y los escasos beneficios que significan en la mejora de la regulación de voltaje, no será considerado como alternativa para la solución de problemas de voltaje.

5.1. Compensación de reactivos

Mientras no exista una convergencia para los módulos de compensación en las Empresas, cada una empleará sus equipos especificados en forma local.

Dependiendo de la magnitud de cada banco, no será recomendable instalar más de 3 ó 4 por cada alimentador.

Los bancos se conectarán y desconectarán automáticamente de la red, por medio de sistemas de control individuales, tales como: reloj control, control por voltaje y/o por reactivos ó por factor de potencia, a objeto de buscar compensar la curva de demanda de reactivos propia de cada alimentador.



Todos los bancos de condensadores serán empalmados a la red de distribución por medio de desconectores fusibles como protección externa.

No se estableció con claridad el nivel de riesgo técnico presente al instalar sobrecompensación de reactivos en las redes de distribución (alimentadores). Este riesgo deberá ser evaluado, de acuerdo al menor costo que estos tienen al ser instalados en la red de distribución en lugar que al interior de las SS/EE o red AT. Se deberá analizar el impacto de instalar reactivos en el entorno de la S/E en forma fija (en lugar de compensar en barras).

5.2. Compensación de voltaje

Por las recomendaciones generales indicadas en sección 5, la solución normal cuando se trate de problemas de compensación de voltaje, puesto que para módulos de condensadores de 600 kVAR la compensación de voltaje no supera el 3 % (caso Chilectra S.A.) y el reemplazo de conductores en general es una solución que no mejora este tipo de problemas en forma sensible, será la instalación de bancos de regulación de voltaje.

Según las características de estos equipos monopolares, según EMT 0008, los rangos de regulación se muestran en la tabla N°5.1. Aquí se observa que existirá un compromiso entre la banda de regulación del banco y la capacidad del mismo; por ende, se cuidará de definir ajustes tales que permitan absorber incrementos de demanda de corto plazo y la definición de un procedimiento de revisión de estos ajustes toda vez que ocurran cambios en el sistema que pudieran comprometer su límite térmico.

Tabla 5.1: Características bancos de reguladores

		Capacidad de corriente (%)				
		100	110	120	135	160
Configuración	Cant. Equipos	Banda de regulación (%)				
Equipo solo (*)	1	10.00	8.75	7.50	6.25	5.00
Banco delta abierta	2	10.00	8.75	7.50	6.25	5.00
Bco. estrella aterrada	3	10.00	8.75	7.50	6.25	5.00
Bco. delta Cerrada	3	15.00	13.13	11.25	9.38	7.50

Nota:

(*) Configuración monofásica

Por lo tanto, a menos que los rangos de compensación necesarios justifiquen una mayor banda de regulación, la configuración preferida será en delta abierta cuando sea técnicamente factible en función de las configuraciones de los esquemas de distribución.

Se tendrá especial precaución con la relación entre la posición de los conmutadores de tap's de los transformadores MT/BT dentro de la zona de influencia del regulador, su voltaje de consigna y su banda efectiva de regulación, a objeto de minimizar los efectos de una posible salida de servicio del banco.

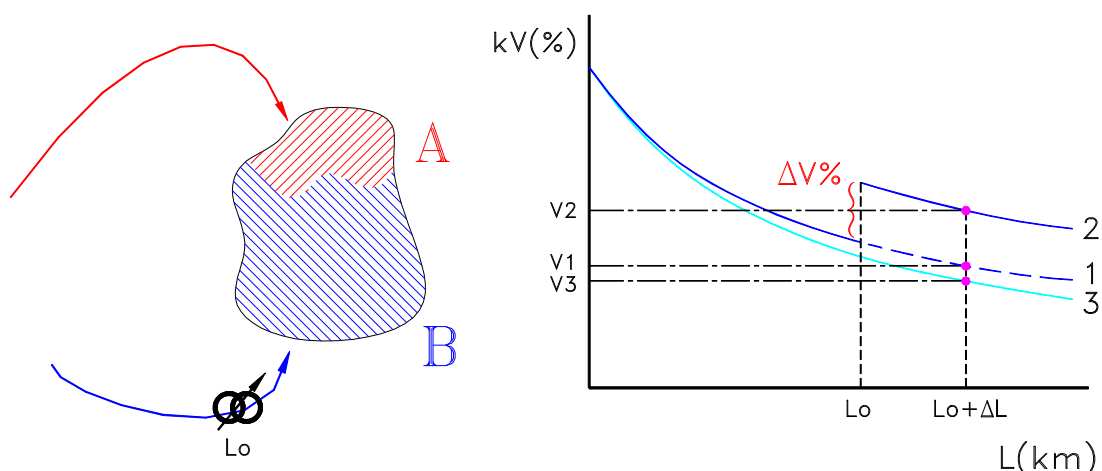


Figura 5.1: Aspectos de la instalación de reguladores de voltaje

En efecto, en el esquema de la figura 5.1 se muestra una zona abastecida desde 2 alimentadores, definiendo sectores A y B respectivamente; en el alimentador que abastece el sector B se instala un regulador en L_0 que afecta todo el sector. Luego, todos los T/D's en el sector B tendrán un ajuste de tap's acorde al nuevo voltaje medio V_2 , que mejora la condición inicial de perfil de voltaje desde V_1 , como se representa en el gráfico adjunto. En el caso que el regulador salga de servicio, los T/D's quedarán en una condición desmejorada, puesto que estarán ajustado a una mayor razón de transformación que bajará aún más el voltaje en BT que en la condición inicial (que ya definió previamente la necesidad del regulador).

De forma análoga, los T/D's del sector A estarán preparados para un voltaje medio $V''A$; aún cuando dicho valor sea concordante con el obtenido al realizar un traspaso de carga desde "A" hacia "B", la potencia del banco regulador es limitada, lo que restringirá la capacidad de apoyo entre ambos alimentadores en dicho sector.

Dado que el banco regulador cumple una función necesaria en el ejemplo, es posible afirmar que la zona no podría ser servida bajo una calidad de producto aceptable si se cuenta con este equipo desde ninguno de los alimentadores que existen; luego, desde cualquiera de los 2, el perfil de voltaje debería ser similar si no existe un regulador. Por lo tanto, si se requiere realimentar desde "B" hacia "A", el perfil de voltaje seguiría la curva 3 de la figura 5.1 (mayor carga en la misma red implica mayor caída de tensión), definiendo un voltaje V_3 , condición aún más desfavorable para los T/D's de la zona "B", que con V_1 ya necesitaban de un regulador.

Luego, se definen algunas recomendaciones:

- No es recomendable la instalación de reguladores en redes enmalladas.
- De preferencia serán instalados en redes netamente radiales (laterales o fines de red), a objeto de evitar posibles realimentaciones.



- Un regulador está limitado en potencia, luego su instalación restringe las posibilidades de respaldo.
- Un regulador provoca un cambio de ajuste en la consigna de los T/D's asociados, por lo que su salida de servicio provoca un impacto no menor en condiciones de carga normales (se deberán programar actividades de mantenimiento en horarios de demanda consecuente con el valor de consigna de voltaje del banco). De preferencia en horarios en que el conmutador del banco se encuentre en su posición neutral, a objeto de permitir su salida sin perturbar a los clientes servidos por él.

Cuando las condiciones de carga lo permitan, será factible la instalación de reguladores en serie (Cascada). Sólo se debe tener precaución con los ajustes de tiempos de operación de cada uno (retardo operación de aquel que se encuentre aguas abajo para evitar conmutaciones innecesarias).

Según norma constructiva, los reguladores están diseñados para soportar 25 veces la corriente nominal RMS durante 2 segundos (ANSI C57.15). Se deberá verificar si el esquema de protecciones de la red cumple con esta condición.; si no cumple, se deberá instalar un sistema de protección al banco, cercano a su punto de emplazamiento tal que se observe la condición anterior.

En caso de requerir protección contra sobrecarga, debido a lo impredecible de la demanda o al ajuste fino del rango de regulación del equipo (menor capacidad de corriente mayor rango de regulación, ver tabla 5.1), se recomienda instalar una protección automática de operación tripolar cercana al regulador, a objeto de deducir con precisión razonable la demanda que circula por el banco.

Paralelamente, si se dispone de los datos actualizados y las aplicaciones de software que permitan modelar con precisión aceptable las condiciones de carga del equipo, bajo una condición de máxima solicitud; el porcentaje de demanda máxima del equipo será modelado al menos en forma anual y/o toda vez que el planificador considere la ocurrencia de incrementos de carga que pudieran comprometer el límite térmico del banco para la configuración existente. Esta revisión podrá ser complementada con mediciones de carga, lectura de demandas registradas por los propios equipos, etc.

Se deberá estudiar el impacto de instalar bancos de condensadores controlados, aguas abajo de la ubicación de un banco regulador de voltaje, debido al posible efecto negativo de la circulación de corrientes de energización de los condensadores y por la probable interacción entre el voltaje de la carga y el valor de consigna del banco regulador.



6. AUTOMATIZACIÓN DE LA RED MT

Normalmente, el problema de decisión para la automatización de la red de Media Tensión ha sido abordado por medio de identificar la mejor tecnología, a mínimo costo, que permita telecomandar y/u obtener información en forma remota de variables y estados de operación en tiempo real, sumado a la decisión no trivial de identificar los puntos de la red que gozarán de este privilegio, buscando el mayor de los beneficios ante un presupuesto limitado.

Este es sin duda un problema no menor, que requiere de un trabajo en equipo entre distintas disciplinas profesionales en cada Empresa: Planificación, Ingeniería, Telecomunicaciones, Control, Operaciones, Mantenimiento, Areas Comerciales, etc.; en suma, cruza prácticamente toda la Organización.

El presente desarrollo pretende, tal vez ambiciosamente, sentar las bases que permitan: identificar y cuantificar los beneficios que este tipo de herramientas ofrece a los sistemas de distribución, identificar las funcionalidades que otorgan las distintas configuraciones de equipos y; finalmente, proponer una metodología única en el ámbito de las Empresas del Grupo Enersis para la evaluación de este tipo de proyectos.

Soluciones tecnológicas, derivadas de las alternativas que constantemente va generando el mercado, configuración de cada punto de automatización, definición de medios de comunicación y/o tipo de formato en que se transmitirán los datos, despliegues de datos en el Sistema Supervisor o de Control, actualización y/o refresco de los datos, etc.; no están dentro de los alcances del presente documento ni en el Proceso de Estandarización de Criterios de Diseño. Dichas precisiones obedecerán a las que las Áreas competentes de cada Organización defina para ello.

En suma, por medio de la identificación común de beneficios, y un criterio también común para su valorización aplicado a cada proyecto en particular, comparado con los costos asociados a cada proyecto y criterios normales de evaluación en cada una de las Empresas, se pretende agilizar los procesos de selección de inversiones que plantea este tipo de soluciones tecnológicas.

6.1. Introducción

La principal ventaja de esta tecnología será la posibilidad de transmitir y/o comandar equipos en tiempo real en forma remota. Para ello, cada punto automatizado constará de: un equipo de potencia y/o en contacto con la red de MT; un equipo que permitirá discriminar, enviar/ recibir y efectuar las instrucciones o flujo de información hacia y desde el Centro de Control (típicamente una RTU); un medio de comunicaciones y un lenguaje de comunicación común.

Dependiendo de la función u objetivo buscado en cada punto a automatizar, será la configuración de equipos en contacto con la red de distribución ha ser instalado en cada oportunidad. Las funciones básicas identificables son:

- Telemedida: Información de variables operación de la red de distribución.
- Telecontrol: Operación a distancia de equipos de maniobra
- Monitoreo de Fallas: Información en línea de falla el sistema, individualizando la zona afectada o reduciendo el área a inspeccionar (patrullar).
- Nuevos servicios a clientes importantes: Respaldo en mínimo tiempo, información, calidad de Servicio, etc.
- Configuración y ajuste de parámetros de equipos en forma remota
- Obtención de datos de equipos desde terreno en forma remota

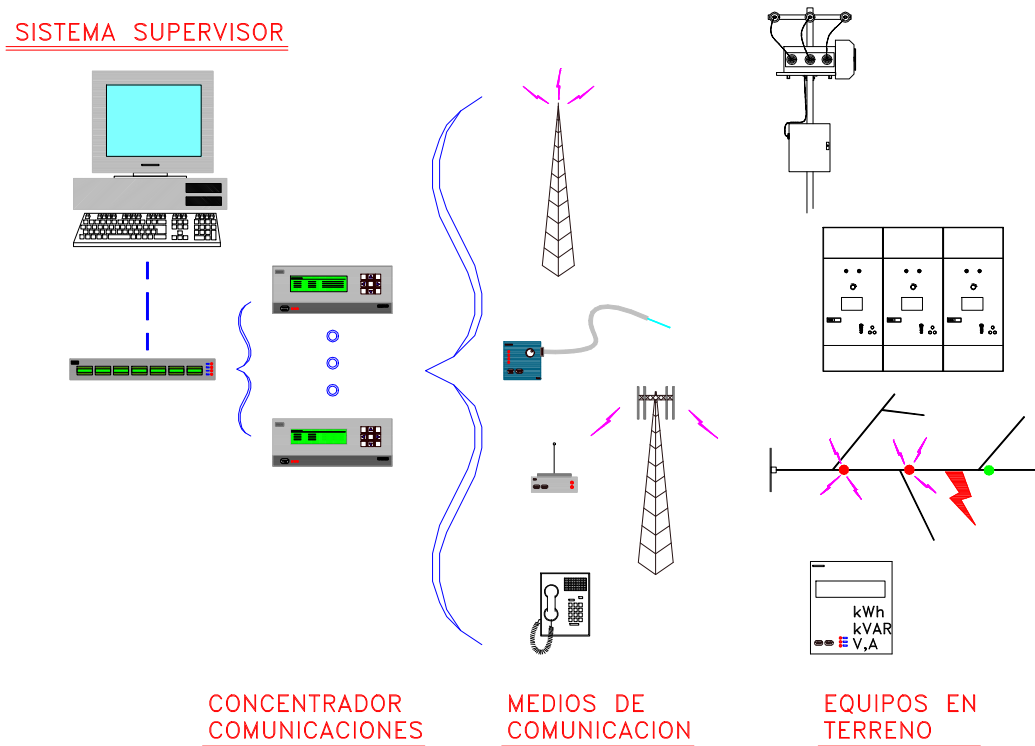


Figura 6.1: Elementos de un proyecto de automatización de redes MT

Así, dependiendo de la configuración de cada punto automatizado y de la distribución de estos puntos en el sistema de distribución, de la causa que origina la implementación de esta alternativa y del marco regulatorio local, es factible individualizar y evaluar los beneficios de cada proyecto particular.

La automatización de la red de media Tensión es una herramienta que permite gestionar sólo una parte de los tiempos involucrados durante la atención de una falla. No permite evitar una falla, pero si disminuir su impacto sobre los indicadores de Calidad de Suministro.

Por lo anterior, esta es una buena herramienta que brinda un conjunto de beneficios factibles de cuantificar en su mayoría, pero de un importante costo de implementación. No



obstante, la evaluación objetiva de esta alternativa proporcionará las variables para la decisión tanto del proyecto como de la autorización de las inversiones involucradas.

6.2. Conceptos generales

Ante la ocurrencia de una falla en la red de distribución de media tensión, es factible identificar múltiples acciones y actuaciones dependiendo del componente afectado (alimentador o ramal lateral), ubicación de la falla, equipamiento de información de la falla disponible en la red (identificadores de falla), nivel de automatismo de la Subestación comprometida, sensibilidad de los clientes afectados ante interrupciones, etc. No obstante, ante todos estos casos, es factible identificar al menos 7 etapas básicas y los tiempos empleados en cada una de ellas.

En la figura 6.2, para un sistema de distribución tradicional es posible identificar gráficamente estas etapas que definiremos de la forma siguiente:

1. Avisaje (T_{Av}):

Definiremos esta etapa desde el momento en que acontece la falla hasta cuando el Despachador toma conocimiento de su ocurrencia. Al tiempo transcurrido en esta etapa lo llamaremos T_{Av} .

Ocurrida una falla, es preciso diferenciar cuando el componente afectado es todo alimentador (Despeje de la falla desde la S/E), o la falta queda confinada a una parte (actuación de protección de red) y; adicionalmente, si se tiene información remota de la S/E (SCADA).

Si la falla obliga a la operación de la protección de la S/E (cabecera) y si esta cuenta con el automatismo necesario para informar en forma remota al Despachador de este evento, el tiempo transcurrido entre la ocurrencia de la falta y la toma de conocimiento por parte del Despachador diremos que es nulo o "instantáneo".

Análogamente, si la falla queda confinada a una parte del alimentador y/o no se tiene información remota de la red en "tiempo real", El Despachador será informado de la falta sólo debido a la concentración de reclamos por parte de los clientes afectados, a través del "Call Center" o centro de atención telefónica de la Empresa; lo que puede tomar varios minutos.

2. Despacho (T_{Desp}):

La etapa desde que el Despachador toma conocimiento de que existe una falla en la red hasta que toma contacto con una Guardia de Operación y le instruye para que esta se reporte cuando llegue al punto de destino, a partir del cual comenzará la ubicación del punto de falla.



3. Traslado (T_{Tr}):

Etapa desde que el Despachador le ordena a una Guardia de Operación el desplazamiento hasta un determinado punto hasta que la Guardia se reporta o llega al punto indicado.

4. Patrullaje (T_{Pje}):

Acción de recorrido del trazado de las redes de distribución, con el objeto de identificar el punto de ocurrencia de la falla. Dependiendo de la accesibilidad a las redes, o del tipo de red (Aérea / Subterránea; Desnuda / Aislada), durante esta etapa se podrán efectuar pruebas de cables; cierres manuales del interruptor del alimentador, de forma de ir acotando la zona de búsqueda en tramos menores; etc.

El tiempo de patrullaje (T_{Pje}) se medirá desde que la Guardia se reporta en el punto indicado o llega al lugar de destino para el inicio de la búsqueda, hasta que se informe al Despachador la ubicación del punto fallado. (Localización, Deslocamiento).

5. Maniobra (T_M):

Una vez ubicado el punto de falla, el Despachador evaluará las acciones y maniobras para reducir la zona de tal forma de confinarla sólo al tramo de red asociado a la falla, buscando minimizar el número de clientes y tiempo de interrupción para cada cliente y/o grupo de clientes. (Especialmente en aquellos casos en que, ante una falla de larga duración, sólo permanezcan sin servicio aquellos clientes dependientes del tramo afectado. El resto, pueda ser realimentado por bloques dependiendo de las maniobras necesarias y potencia disponible en las suplencias del alimentador afectado).

Durante estas maniobras, además del tiempo asociado a la operación propia de los equipos, que implica desde algunos segundos a pocos minutos dependiendo del equipo, una variable importante es el tiempo de traslado entre los diferentes puntos de operación que haya definido el Despachador.

Si se define el tiempo de maniobra como aquel transcurrido desde la ubicación del punto de falla hasta la reposición de servicio (provisoria o definitiva), existirán tantos tiempos T_M (por grupo de clientes) como bloques de reposición sean ejecutados hasta la última maniobra realizada, para brindar servicio provisoriamente a la mayor cantidad de clientes posible, previo a la reparación definitiva del tramo fallado del sistema. Estadísticamente, para el caso de Chilectra, en más del 80 % de los casos sólo existen 2 bloques de reposición.

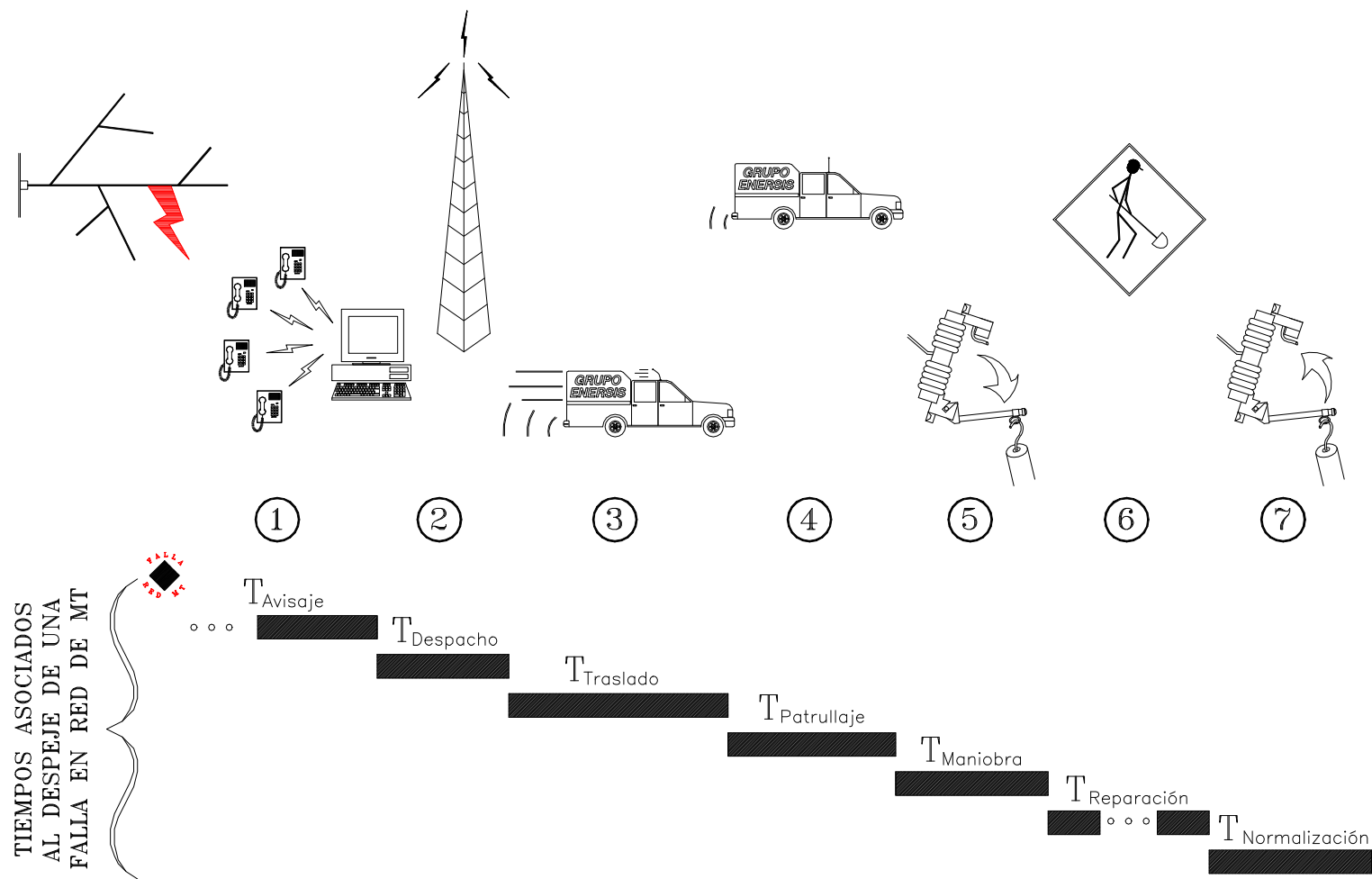


Figura N° 6.2: Identificación de tiempos durante una falla (esquema tradicional)



6. Reparación (T_{Rep}):

Acción correctiva para la reposición de aislación y/o restablecimiento de una condición normal del sistema, similar a la existente en forma previa a la falla.

Los tiempos (T_{Rep}) dependerán del componente afectado, pero principalmente al tipo de red involucrada (aérea / subterránea). Se medirán desde que se ejecuta la última maniobra para el suministro provisorio hasta que se ejecutan las pruebas necesarias para revisar que la reparación a sido exitosa y se informa al Despachador esta condición.

7. Normalización (T_{Nom}):

Confirmado que el tramo afectado por la falla ha sido reparado exitosamente, se entenderá como normalización, la etapa comprendida desde este evento hasta que se realiza la última maniobra que permitirá una condición permanente en la operación del sistema de distribución del sector afectado.

Históricamente, la condición final post falla de la topología del sector no es el que existía pre falla, puesto que no todas las maniobras realizadas para el suministro en forma provisoria son "devueltas"; no obstante, lo relevante para la medición de la duración de T_{Nom} será la condición permanente del sistema, en forma inmediatamente posterior a la reparación del tramo fallado.

Dependiendo de las prácticas de operación que se tenga en cada una de la Empresas, es posible que sólo se lleve un registro estadístico de algunos de los tiempos indicados y/o el registro de etapas en forma integrada, como por ejemplo, el tiempo total acumulado para el traslado y ubicación de falla (en estos casos será factible estimar, dependiendo de la experiencia del personal de los Servicios de Emergencia, un prorrateo entre ambas etapas).

6.3. Identificación de beneficios

De los tiempos identificados en la sección anterior, no todos son gestionables por medio de tecnologías como la automatización. Básicamente, los beneficios factibles de evaluar estarán asociados a la reducción de tiempos de interrupción, costos operativos asociados al desplazamiento de Guardias de Operación y Calidad de Información de la operación de la red de MT.

6.3.1. Reducción de tiempos por interrupción

Esencialmente, este tipo de tecnología permite reducir los tiempos de interrupción debido a:

- a) Reducción de zona de patrullaje y, por ende, los tiempos asociados a la ubicación del punto de falla. La alerta indica al Despachador inmediatamente que el defecto radica en la MT y está confinada a un sector particular de la red. (Tiempos involucrados: T_{Tr} , T_{Pje})



- b) La confinación de la avería a un sector de la red permite al Despachador orientar la búsqueda a un sector particular de la red y, adicionalmente por ende, restablecer el servicio a clientes no involucrados con el tramo afectado (ya sea en forma remota o coordinando las maniobras de la red para la realimentación de los tramos no afectados). (Tiempos involucrados: T_{Tr} , T_{Pje} , T_M).

- c) Si se dispone de la función de telecontrol, la maniobra remota de puntos de la red permite reducir los tiempos de maniobra, principalmente debido al traslado de las Guardias en la situación sin proyecto.

Adicionalmente, dependiendo de los criterios de operación de la red, de la magnitud de la corriente de falla y del tipo de red (aérea /subterránea), el telecontrol permite reducir la zona de patrullaje (Tiempos involucrados: T_{Pje}^* , T_M).

- d) Menor tiempo de avisaje ó de oportunidad de información de la falla al permitir indicar "instantáneamente" al Despachador la ocurrencia de un evento en MT, en el caso que la falla en la situación sin proyecto no afectase al interruptor de salida del alimentador. (Tiempos involucrados: T_{Av} , T_{Desp} , T_{Tr}).

Los menores tiempos asociados a la duración de una interrupción y/o permanencia sin suministro de clientes no involucrados con el punto de falla, económicamente significará:

- a) Menor pago de compensaciones y multas(*) por reducción de indicadores de duración y, en aquellos casos que el proyecto de automatización permita una reconfiguración remota de la red ante un tramo fallado, reducción de los índices de frecuencia, en el caso de restablecer el suministro a clientes no involucrados por la falla antes del tiempo definido por la legislación vigente para contabilizar la interrupción (1 ó 3 minutos).

Este beneficio será contabilizable económicamente en aquellos sectores en que se excedan lo índices fijados por la autoridad y valorizados según la legislación vigente.

- b) Mayores ventas por energía no suministrada.
- c) Menor número de llamadas recibidas en el Call Center producto de reclamos. Esto será cuantificable en aquellas Empresas en que este servicio contractualmente defina un pago variable por llamada atendida.

6.3.2. Operación remota de la red

La operación remota de la red de puntos definidos de la red de MT permite:

- a) Evitar el desplazamiento de Guardias de Operación hacia los puntos en que se dispone de equipos.



Durante fallas permite reducir los tiempos de maniobra, pero no el que la Guardia se desplace al terreno a localizar la falla. En condiciones normales, podría evitar el envío de la Guardia para maniobrar la red.

- b) Menores tiempos de operación.

La operación de los puntos habilitados será "instantáneo".

- c) Mayor seguridad en la maniobra.

Puesto que los equipos están inequívocamente identificados para el Despachador, se reduce la probabilidad de error en la maniobra que se desea realizar (errores de comunicación Despachador / Guardia, existencia de letreros en los puntos de maniobra, etc.).

6.3.3. Información de variables de operación de la red

Normalmente, los sistemas de automatización permiten obtener una precisión superior al 2% de error en la medida analógica enviada al Sistema Supervisor y una representación fidedigna de los estados operacionales de los equipos. Por ello, esta información permitiría:

- a) Evitar el pago de multas por calidad de la información enviada a la autoridad.

Este beneficio será cuantificable según la legislación que afecte a cada una de las Empresas.

- b) Mejor nivel de explotación de los sistemas.

En mejor conocimiento de los niveles de operación de la red permitirá, en algunos sectores de distribución, evitar pago de compensaciones por calidad de producto (variación de voltaje)

Adicionalmente, maximizar el nivel de explotación de los sistemas (Operación en sobrecarga controlada bajo condiciones normales y/o de emergencia.

- c) Modelación del sector.

Por medio de los algoritmos y herramientas de software adecuados, permitir la modelación en línea para evaluar las posibles transferencias de carga (afectaría los tiempos de maniobra en la medida que la aplicación permitiera proponer al Despachador las maniobras necesarias para restablecer servicio) y/o mejorar las proyecciones de demanda del sector para efectos de estudios de planificación.



6.3.4. Otros

En este caso, dentro de los beneficios de valorización subjetivos están asociados términos tales como:

- Imagen de la Empresa
- Políticas de negociación o Estratégicas
- Validación y reconocimiento de nuevas tecnologías
- Información de red en tiempo real para estudios y modelaciones del sistema
- Calidad de servicio a clientes especiales. En este caso, el proyecto obedecerá a una evaluación comercial que defina las condiciones contractuales y/o políticas estratégicas adoptadas por la Empresa. Será decisión del Area Comercial o de la Alta Gerencia de cada Empresa; las Areas Técnicas aportarán las variables de decisión necesarias para la correcta evaluación.

Estos conceptos aunque válidos, y de difícil cuantificación, serán considerados como beneficios intrínsecos a los proyectos en sí, pero no participarán de la evaluación objetiva que recomiende económicamente su implementación.

6.4. Configuración de cada punto automatizado

Las diferentes alternativas de configuración de cada punto automatizado se pueden estructurar en 4 funciones básicas, las que se pueden combinar dependiendo de la tecnología disponible, equipamiento y los objetivos buscados para cada punto en particular.

6.4.1. Funcionalidad

Para efectos de evaluar el impacto económico de cada punto automatizado, se analizará independientemente el sentido más puro de cada funcionalidad. No obstante cada punto, por diseño o por alternativas de equipamiento disponible en el mercado, podrá combinar todas o más de una de ellas.

Así, según lo definido en sección 6.2 precedente, ante la ocurrencia de una falla los tiempos afectados según la funcionalidad básica serán:

- a) Protección: Despeje instantáneo de falla e información remota del evento.
Reducción de tiempos de Avisaje, Despacho, Traslado y Patrullaje (T_{Av} , T_{Desp} , T_{Tr} , y T_{Pje}).
- b) Control: Operación remota de equipo (apertura / cierre)
Reducción de tiempos de Maniobra, Traslado y Patrullaje (en el caso que existan procedimientos para la reducción de la zona de patrullaje (T_M , T_{Tr}^* , T_{Pje}^*)).



- c) Identificación de falla: Indicación remota de alerta de circulación de una corriente de falla por el punto.
Reducción de tiempos de Avisaje, Despacho, Traslado y Patrullaje (TAv, TDesp, TTr, y TPje).
- d) Información de la red: Información en tiempo real de variables de operación: estados, kV, kVA, kW, etc.)
Esta funcionalidad, junto con software adecuado, permitirá determinar flujos para la operación "en línea" y/o estudio del sector para efectos de proyecciones de demanda y/o planificación sectorial. No permite mejorar los índices de Calidad de operación para normalizar una falla, pero sí ayudar en la decisión de maniobras para el restablecimiento del servicio.

6.4.2. Equipamiento

Todos los puntos automatizados serán monitoreados desde el Centro de Operación, a través de un Sistema Supervisor, que incorporará todas las aplicaciones SCADA (comunicación RTU's, Procesamiento de datos, Registro histórico, Administración de alarmas, Gestión gráfica, etc.) y aplicaciones EMS / DMS según se definan en cada Empresa.

En cada punto, la configuración de equipos contemplará al menos los siguientes elementos:

a) Redes aéreas

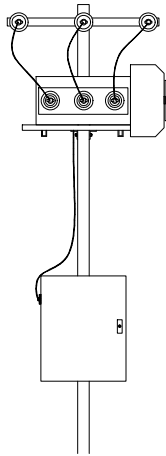


Figura 6.3: Equipo aéreo
(ej.: Desc. Trifásico Mot.)

Equipo de potencia: Reconectador, desconectador motorizado trifásico bajo carga, indicador de falla con salida a contacto seco (SCADA). Dependiendo del tipo de equipo, será necesario el empleo de transformadores de medida y transductores para la conversión de medidas eléctricas a señales de control.

RTU: I/O digitales y analógicas, protocolo de comunicaciones adoptado por la Empresa (DNP 3.0, IEC 870, Modbus, etc).

Fuente de poder: Cargador de batería, baterías, alimentación BT.

Medio de comunicación: Radio modem, radio trunking, celular, par telefónico, etc.

b) Redes subterráneas

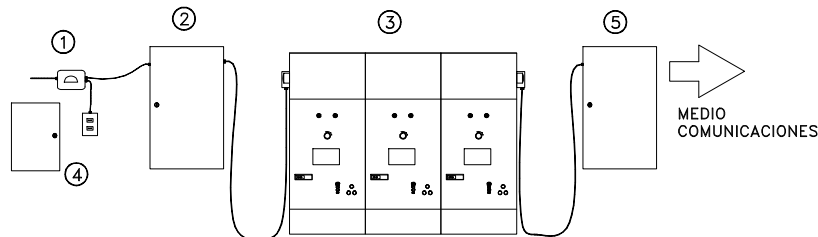


Figura 6.4: Equipo motorizado subterráneo (ej.: Desconectador 3 vías)

Equipo de potencia: Desconectador trifásico de 3 vías / 1 vía, indicador de falla con salida a contacto seco (SCADA). Dependiendo del tipo de equipo, será necesario el empleo de transformadores de medida y transductores para la conversión de medidas eléctricas a señales de control.

RTU: I/O digitales y analógicas, protocolo de comunicaciones adoptado por la Empresa (DNP 3.0, IEC 870, Modbus, etc).

Fuente de poder: Cargador de batería, baterías, alimentación BT.

Medio de comunicación: Celular, par telefónico, fibra óptica, etc.



6.5. ¿Dónde automatizar ?

La primera propuesta para evaluar la rentabilidad de un proyecto de automatización de la red MT surge de las figuras 3.4 y 3.5. En estos casos se propone, conforme a la clasificación de los sectores que aplique en cada caso según lo indicado en **Sección 1**, puntos de vinculación y seccionamiento según el nivel de riesgo asumido para las instalaciones.

En este caso, el esquema mínimo apunta a una solución que busca el telecontrol y sería en este sentido la determinación de los beneficios para la correcta evaluación del proyecto. No obstante, en algunos de estos puntos es factible incorporar funciones como Protección y/o Identificación de falla y/o Información de la red (según lo definido en sección 6.4.1), con los beneficios adicionales asociados a estas funciones.

En la práctica, el alto costo de automatización por punto, debido a la inversión asociada al equipamiento inicial y la integración de funciones que proporciona la tecnología actual, ha llevado a que en cada punto la función base implementada sea de control (como mínimo maniobra de la red), puesto que el costo de las RTU 's y equipos de comunicación históricamente han presentado un costo inicial importante frente el costo marginal que significa la función básica adicional en el equipo de potencia. (Actualmente el equipo de potencia de menor costo es el identificador de falla / información de variables de red, dependiendo del proveedor, por un diferencial bajo es factible implementar un equipo de maniobra y por otro diferencial bajo un equipo de protección que permite integrar todas las funciones).

No obstante, la factibilidad técnica de operar más de un punto por medio de la misma RTU y equipo de comunicaciones permite, además de reducir los costos de inversión del proyecto, replantear la "conveniencia" descrita en el párrafo anterior.

Finalmente, los puntos a automatizar, la cantidad y la función de cada uno será un resultado del análisis de cada caso en forma particular, dependiendo de las características del sector en estudio y de la rentabilidad mínima definida para este tipo de proyectos. Sin embargo, la automatización será considerada como una herramienta alternativa que permite gestionar sólo algunas de las variables asociadas a los problemas de dicho sector, como se indica en **Secciones 6.2 y 6.3**.

6.6. Variables y parámetros de evaluación

Normalmente, en lo que se tiene claridad en este tipo de proyecto es el costo de implementar cualquiera de las alternativas; sin embargo, la cuantificación de los beneficios no será un resultado fácil de determinar.

Como todo proyecto a evaluar, contemplará beneficios, costos e inversiones y estará sujeto a un proceso de selección de inversiones regular dentro de cada Empresa.

Aunque la mayor cantidad de los beneficios se manifiestan en condiciones de falla, esta solución también proporciona beneficios para la operación en condiciones normales: maniobra remota, medidas, parámetros para modelaciones y estudios de la red, etc. En



este caso aún no existe una claridad para su tratamiento, por lo que se sugiere que sean las Empresas que, sobre la base de su historia, realicen una propuesta que pondere este tipo de beneficios.

Las principales variables y parámetros de evaluación serán:

1. Beneficios: Determinados según los conceptos definidos en Sección 6.3 (*). Adicionalmente, se contabilizarán los beneficios asociados al valor residual del material recuperado.
2. Inversión: suma de costos unitarios de cada punto (materiales, mano de obra y transporte), más los costos asociados a la construcción e integración del proyecto al Sistema Supervisor. En suma, Inversiones en red, asociadas al SCADA y en Telecomunicaciones.
3. Costos variables: Costos de operación (arriendo de medios de comunicación si corresponde), costos de mantenimiento programado anual según especificación de fabricante de cada elemento y/o políticas de la Empresa.
4. Depreciación: Lineal según vida útil de cada componente y criterios propios de cada Empresa (lineal ó acelerada). Para el caso de software, se propone asumir que no se realiza nueva inversión al final de su vida útil.
5. Período de evaluación: 15 años (para evaluar proyectos de calidad de servicio, existe una propuesta de considerar 10 años "Metodología de Evaluación de Proyectos para Mejorar los Indicadores de Continuidad de Servicio en un Marco de Rentabilidad", Subgerencia de Planificación y Estudio de Redes, L.N.D.R., 2001).
6. Costo de potencia y Energía: Según tarifas aplicables a cada sector bajo estudio y proyecciones vigentes en cada Empresa.
7. Tasa de actualización: La indicada por Enersis en el Encuadre Macroeconómico correspondiente.
8. Tasa de crecimiento de demanda: Según criterios de planificación
9. Factores de demanda, carga y diversidad: Según las características del sector analizado
10. Consumo por cliente: Según las características del sector analizado y criterios de planificación (kWh / cliente).
11. Impuestos: Según legislación vigente

(*) Los beneficios anuales de la situación con proyecto (menores compensaciones y multas, energía no suministrada, etc.) serán contabilizados positivamente en forma diferencial como un ahorro de gastos frente a la alternativa sin proyecto. Estos serán afectados por las tasas de crecimiento de energía y potencia para cada sector



analizado; legislación vigente esperada para el año evaluado (según información disponible en cada Empresa). Para efectos de estimar las interrupciones anualmente esperadas en la situación sin proyecto, se asumirán constantes según las estadísticas históricas de interrupciones para cada sector; la condición con proyecto las afectará según las funcionalidades implementadas en el proyecto (Ver Sección 6.2).

Los flujos determinados anualmente serán actualizados a valor presente, según regla usual de evaluación de proyectos.

De acuerdo con documento "Criterios de Inversión" elaborado por la Subgerencia Planificación y Estudio de Redes de la L.N.D.R., se realizará un análisis de sensibilidad de los indicadores de rentabilidad (VAN, TIR) a los siguientes factores:

- Variación de ± 5 % de beneficios y costos cuantificados en la evaluación que puedan presentar incertidumbre e influyan en los indicadores de rentabilidad.
- Aumento de un punto (+1%) en la tasa de descuento (tasa de actualización).
- Postergación de un año de la inversión

Actualmente está en desarrollo por parte de la L.N.D.R. una aplicación que permita modelar el impacto de la instalación equipos en la red de MT, en relación con su efecto en los índices de continuidad y el pago de compensaciones. Una vez finalizada esta herramienta, será presentada a las Empresas, a objeto de acordar una metodología única en el ámbito del Grupo Enersis para la evaluación de Proyectos por Calidad de Servicio.

6.7. Importancia de las comunicaciones

En todo proyecto de operación a distancia, las comunicaciones son un tema relevante que, en la mayoría de los casos, presenta uno de los problemas de difícil gestión a costos razonables.

Estratégica y económicamente, debido al impacto que implica la adquisición de datos y operación remota de SS/EE, normalmente se realizan todos los esfuerzos necesarios para asegurar una disponibilidad de comunicaciones de 100 % del tiempo. La cantidad de datos transmitidos concentra un conjunto no menor de puntos de control, tales como: operación remota de cada interruptor y desconectador de barra AT y MT según diseño de SS/EE de cada Empresa, informe de cambios de estado / eventos / alarmas, información de variables de operación de cada uno de los módulos de la S/E (líneas de AT, transformadores, alimentadores, etc.), estado operacional de los equipos, etc. . En distribución en cambio, los sitios a comunicar concentran de 1 a 3 puntos automatizados y la potencia involucrada es una fracción de un alimentador de MT.

La adquisición de datos o reporte de un punto automatizado de distribución no toma más de algunos segundos, sin embargo, no siempre se garantiza que la transmisión de datos



sea exitosa, debido a MTTF de los equipos y/o del medio de comunicación, dependiendo del sistema empleado. En este aspecto, la indisponibilidad de los equipos normalmente será marginal respecto de la disponibilidad de canal o medio de comunicación; no obstante, siempre existirá la posibilidad de operación tradicional (manual por Guardias de operación), donde el impacto será un mayor tiempo en la operación de ese punto.

Los medios de comunicación más confiables serán aquellos sistemas propios de las Empresas o un medio contratado para uso exclusivo, dedicados a la aplicación específica de transmisión de datos; sin embargo no siempre tiene capacidad disponible y/o su implementación tiene un costo elevado (VHF, UHF, fibra óptica, etc.).

En la mayoría de los sectores urbanos, el espectro electromagnético está saturado de medios de comunicación, lo que dificulta la disponibilidad de una frecuencia y ancho de banda para asignar a una función de automatización de distribución. Adicionalmente, la geografía y las grandes distancias obligan a la instalación de múltiples puntos de repetición (levantamiento de señal) para asegurar una total cobertura de la zona de operación (En sectores apartados, la alimentación de baja tensión de estos medios de comunicación agrega una componente adicional a analizar).

El empleo de servicios públicos de comunicación, como par telefónico o celular, son de costo comparativamente bajo, sin embargo, no garantizan una disponibilidad de 100 % del tiempo (noche de pascua o de año nuevo, catástrofes nacionales, respaldo de las instalaciones, etc.). Estos eventos hacen que, en la práctica, se generen algunas horas en el año (sobre un total de 8760 hrs / año) en que el medio de comunicación no está disponible; lo que obligaría a, en el evento de ser necesaria la operación de algunos de los puntos, se opere en la forma tradicional (despacho de Guardia de Operaciones al punto de falla), puesto que los equipos jamás pierden por este motivo la posibilidad de operación local.

Últimamente el sistema trunking se ha implementado como un medio factible para estas aplicaciones; sin embargo presenta algunos inconvenientes asociados al tiempo de espera para asignación de canal y establecer la comunicación, lo que podría demorar la comunicación del orden de 1 segundo en casos en que sobre el mismo sistema se monten muchos servicios (voz / datos) o la disponibilidad de canales sea limitada para la cantidad de usuarios.

Normalmente los equipos no se están maniobrando ó encuestando / reportando (solicitando o transmitiendo información) frecuentemente, y dependiendo del método de reporte de datos, sólo se comunican cuando tienen cambios en sus registros para informar al Sistema Supervisor ó cuando se realiza un chequeo de su funcionamiento (un par de veces al día según configuración). En todos los casos, la transmisión de datos no dura más de 1 ó 2 segundos.

Por lo tanto, la implementación de un medio dedicado para las comunicaciones permite una disponibilidad muy alta del medio, sin embargo, su alto costo de implementación podría comprometer la rentabilidad del proyecto. En sistemas no exclusivos, públicos y/o



contratados, existen algunas horas de indisponibilidad o tiempo de espera para establecer la comunicación, pero reducen el costo de inversión, transformándola en un costo variable anual.

6.8. Temas a discutir

Los temas expuestos en el presente capítulo son planteamientos generales que pretenden estructurar un orden común para el análisis y estudio de soluciones de automatización de redes de MT y una homologación de conceptos para las evaluaciones de este tipo de proyectos.

En el mediano plazo se deberá precisar las metodologías y modelaciones para la determinación de beneficios de casos prácticos, además de algunos conceptos que no se han tratado a la fecha, tales como:

- a) Validación de modelo para la evaluación de impacto de la automatización sobre las índices de continuidad de las Empresas y sobre las compensaciones según legislación vigente.
- b) Disponibilidad mínima aceptable para el medio de comunicaciones. Especificación.
- c) Información necesaria de obtener y registrar en terreno para transmitir al Sistema Supervisor según función. (Configuración de cada punto y variables medidas).
- d) Conveniencia económica de comprar equipos de maniobra factibles de automatizar en el mediano plazo, pagando un sobre costo en todo las compras respecto de un equipo funcionalmente similar ante la eventualidad de que se automatice alguno de ellos; frente a la alternativa de reemplazar los equipos estándares de menor costo por equipos automatizables sólo en los puntos que justifique el proyecto en ejecución, recuperando el equipo inicial.
- e) Funcionalidades a definir en especificación de un sistema de automatización de redes de MT.
- f) Importancia de control de avalanchas (discriminación de alarmas), necesidad de aplicaciones de software para el apoyo de la Operación de la Red (funciones DMS)

Para ello, es preciso encuestar los procedimientos actuales de operación de la red en las Empresas y el parecer de la Áreas Técnicas usuarias: Despacho (Centro de Operación del Sistema), Normas, Ingeniería, Mantenimiento, etc.



7. DEFINICIONES

Aguas arriba, aguas abajo

Aplica a redes operadas radialmente, donde siempre existe un único camino eléctrico desde cualquier punto de la red hacia la fuente o subestación de transformación. El sentido "arriba" o "abajo" dice relación con que si se recorren las redes e instalaciones hacia la fuente o desde la ubicación de la fuente respectivamente.

Alimentador MT

Conjunto de redes de media tensión eléctricamente interconectadas entre sí y asociadas a una posición de salida independiente desde una Subestación de poder.

Centro de transformación

Conjunto formado por: protección MT, transformador de distribución y cuadro de baja tensión. Normalmente asociado a redes subterráneas.

Cuadrilla

Personal de terreno, estructurado en grupos de 2 a 8 personas normalmente contratado, para prestar servicios de construcción y/o reparación de instalaciones de distribución.

Despachador, Despacho

Funcionario responsable de coordinar la operación y/o maniobras de la red de distribución en forma centralizada para la zona geográfica o Area de concesión de la Empresa. **Despacho:** Lugar de trabajo del despachador

Emergencia, Capacidad de

Capacidad de transporte de una red eléctrica, definida a partir de la diferencia entre su capacidad de explotación y su límite térmico, factible de emplear ante una necesidad de apoyo o respaldo a redes vecinas, bajo una condición segura de operación ante contingencia. Cuando se refiere a conductores, se asocia con la capacidad máxima sin pérdida de vida útil, vinculada con la capacidad térmica del conductor, según el tipo de instalación.

Explotación, Capacidad de

Asociada a la capacidad modular de transporte de un alimentador, definida para la operación nominal bajo una condición normal.



Guardia de operación

Personal de terreno, propio o de terceros, autorizado para la maniobra de la red de distribución. Normalmente constará de movilización y equipo de comunicaciones.

Límite de zona

Extremo de vinculación entre 2 alimentadores diferentes a través de un equipo que permite la maniobra de la red (transferencia de carga).

Nominal, Capacidad

Capacidad de operación normal de alimentadores en forma permanente, asegurando un nivel de reserva ante contingencia según el nivel de riego definido.

Operación, (operar)

Maniobras de la red eléctrica. Traspaso de carga. Apertura o cierre de un equipo de red.

Operación, (Capacidad de)

Capacidad de transporte de una red eléctrica, ante una condición nominal o de una condición de emergencia.

Patrullaje

Acción de recorrido de una zona de red producto de la búsqueda y/o localización de una falla. Normalmente realizada por Guardias de distribución y coordinadas por el centro de operación (Despacho de carga).

Reconectador

Equipo automático de protección, con capacidad de interrupción y operación controlada por relé con la posibilidad de configurar cantidad de cierres temporizados después de una apertura ante una falla. Religador. Recloser.

Red mallada radial

Configuración de redes en que un alimentador posee múltiples vinculaciones y/o puntos de respaldo con alimentadores vecinos, pero es operado en forma eléctricamente radial. En cada extremo de las vinculaciones se cuenta con un equipo en estado abierto

Reserva, Nivel de

Diferencia de potencia entre la capacidad nominal y la capacidad de sobrecarga bajo condiciones de emergencia.

Respaldo, Punto de

Vinculación de apoyo entre alimentadores. Suplencia. Recurso.

Ruta



Trayectoria o recorrido por las vías públicas factible de ser seguido para el trazado de una red eléctrica de distribución. Ruta existente: trazados de circuitos actuales; Ruta factible: alternativa de trazado para un posible circuito futuro.

Salida / entrada en servicio

Acción de energizar o desenergizar en forma permanente un equipo o instalación de fin eléctrico. Desconectar o conectar un equipo o instalación a la red.

Seccionamiento, seccionar

División de la red producto de la instalación de un equipo de maniobra (apertura y cierre) en forma serie.

Sección

Área transversal de cada conductor. Calibre. Bitola.

Seccionalizador

Equipo de protección sin capacidad de interrupción que actúa en coordinación con equipo con capacidad de interrupción ante la conjunción de: corriente superior a la de ajuste, voltaje de red nulo y número de reconexiones superior a las de ajuste. Puede ser monopolar o tripolar, no obstante este último no será empleado en las Empresas del Grupo.

Tasa de actualización

Factor definido al interior de cada Empresa que permite traer a valor presente flujos económicos futuros. Refleja el retorno de inversión esperado por los accionistas de la Empresa.

Troncal

Tramo estructural de la red definido desde los equipos abiertos (límites de zona) hacia la fuente ("aguas arriba"). Normalmente transfiere la mayor parte de la carga del alimentador.



8. ANEXOS

8.1. CALIDAD DE SERVICIO

Empresa	Parámetro	Línea			
		Condición	Aérea	Subterránea	T/D MT/BT
Cerj	Carga	Normal	90%	--	130%
		Emergencia	90%		130%
	Voltaje	Normal	-7.5% a + 5%	--	-8.6% y 4%
		Emergencia			
Coelce	Carga	Normal	100%	--	100%
		Emergencia	100%		120%
	Voltaje	Normal	-7.5% a +5%	--	-7.5% a +5%
		Emergencia			
Codensa	Carga	Normal	100%	100	100%
		Emergencia	110%	100	Disparo por T ^a
	Voltaje	Normal	± 2 %		
		Emergencia	± 5 %		
Chilectra	Carga	Normal	100%		100%
		Emergencia	110%		140%
	Voltaje	Normal	± 6 % urbana y ± 8% rural		
		Emergencia			
Edelnor	Carga	Normal	100%		100%
		Emergencia	100%		120%
	Voltaje	Normal	±5 % urbana y ±7.5 % rural		
		Emergencia			
Edesur	Carga	Normal	70%	70%	85%
		Emergencia	130 / 135 %	120%	120%
	Voltaje	Normal	± 8 urbana	±5 %	Aplica rangos de red (±5 a ±10%)
		Emergencia	± 10% rural		

Nota:

Extracto "Criterios de planificación de la red eléctrica de media tensión - L.N.D.R., 2000"



INDICADORES GLOBALES		
Enero-Diciembre Año 2000		
	TIEPI	NIEPI
Cerj	15.47	19.98
Coelce	37.34	32.71
Codensa	29.74	32.70
Chilectra	6.76	3.25
Edelnor	11.81	7.15
Edesur	5.17	3.91

Fte.: Códice Marzo 2001

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ fallas}} kVA_i * t_i}{kVA_Totales}$$

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ fallas}} kVA_i}{kVA_Totales}$$

kVA_i : Potencia de TD afectada por la interrupción i-ésima.

t_i : Duración de la interrupción i-ésima



8.2. DENSIDADES DE CARGA POR EMPRESA

Empresa	Densidad	Tipo de zona	Estructura de red	Tipo de red
	MW / km²			
CERJ	Baja	Rural	Radial	Aérea
	Media	Semi - urbana	Radial con recurso (apoyo)	
	Alta	Urbana		
COELCE	< 0.25	Rural	Red mallada abierta con respaldo en la mitad y extremo de cada alimentador	Aérea
	≥ 0.25 y < 1.5	Urbana media densidad		
	≥ 1.5 y < 4.0	Urbana alta densidad		
	≥ 4.0	Urbana muy alta densidad		
EDESUR	< 1.0	Rural	Radial con respaldo	Aérea
	≥ 1.0 y < 7.0	Suburbano	Anillo abierto con respaldo	Aérea - Subt.
	≥ 7.0 y < 12.0	Urbano media densidad		Subterránea
	≥ 12.0	Urbano alta densidad		
EDELNOR	< 0.25	Rural	Radial	Aérea
	≥ 0.25 y < 2.0	Urbano media densidad	Red mallada abierta con respaldo en la mitad y extremo de cada alimentador	Aérea - Subt.
	≥ 2.0 y < 4.0	Urbana alta densidad		Subterránea
	≥ 4.0	Urbana muy alta densidad		
CODENSA	< 1.0	Rural	Radial pura	Aérea
	< 1.5	Suburbano (media y alta)		
	2	Baja densidad urbana		
	≥ 1.5 y < 2.5	Urbana media densidad	Radial con respaldo	Subterránea
	> 2.5	Urbana alta densidad	Anillo abierto con respaldo	
CHILECTRA	< 3	Rural	Radial con respaldo	Aérea
	≥ 3.0 y < 10.0	Urbano media densidad		Subterránea
	≥ 10.0 y < 50.0	Urbana alta densidad		
	≥ 50.0	Urbana muy alta densidad	Radial MT, mallado BT	Subt. Network

Nota:

Extracto Criterios de Planificación de la Red eléctrica de MT - 2000



8.3. PRINCIPALES ESTADÍSTICAS

Tabla 8.1: Antecedentes generales

	Cap. alim nom/emerg.	Operación	Emerg.	Tensión Nominal	⁽¹⁾ Cantidad alim. MT	⁽¹⁾ Dda. máxima	⁽¹⁾ Compras Energía	Pérdidas	Redes MT	Superficie	Clientes
	MVA	%	%	kV		(MVA)	(GWh)	%	km	km ²	
Cerj	7	90	90	11.4 - 13.8	418	1,621	9,482	19.7	26,171	31,741	1,581,001
Coelce	7	100	100	13.8	353	1,000	6,773	13.3	41,778	147,000	1,795,824
Codensa	6	100	110	11.4-13.2- 34.5	843	1,747	9,720	10.5	16,885	14,000	1,802,049
Chilectra	9 / 10	100	110	12 - 23	311	1,710	9,613	5.9	5,844	3,618	1,548,677
Edelnor	5.7 / 6.7 / 8	100	120	10 - 20	261	653	3,967	9.9	2,994	2,440	852,300
Edesur	7	70	120 / 130	13.2 - 33	1,019	2,593	14,058	10.3	8,060	3,309	2,108,472

Tabla 8.2: Principales ratios alimentadores

	Clientes / km ²	Clientes / km	MVA / alim	MVA / km	F. Demanda	F. carga
Cerj	49.8	60.4	3.9	0.06	0.55	0.67
Coelce	12.2	43.0	2.8	0.02	0.40	0.77
Codensa	128.7	106.7	2.1	0.10	0.35	0.64
Chilectra	428.0	265.0	5.5	0.29	0.61	0.64
Edelnor	349.3	284.7	2.5	0.22	0.44	0.69
Edesur	637.2	261.6	2.5	0.32	0.36	0.62



Tabla 8.3: Principales ratios transformadores distribución

		Pot. Inst.	F. Dda.	< T/D >	< Dda / T/D>	T/D / km	T/D alim
	TT.DISTR.	MVA	$\%_1$	kVA	kVA		
Cerj	54,305	2,879	0.56	53	30	2.1	130
Coelce	63,907	2,797	0.36	44	16	1.5	181
Codensa	55,330	6,651	0.26	120	32	3.3	66
Chilectra	24,657	3,997	0.43	162	69	4.2	79
Edelnor	8,157				80	2.7	31
Edesur	21,022	4,468	0.58	213	123	2.6	21



8.4. TABLAS DE COORDINACIÓN DE FUSIBLES

8.4.1. Curva "K"

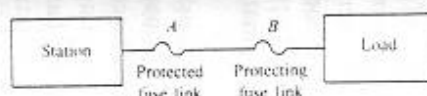
TABLE 10-5 Coordination table for G.E. type "K" (1000) fuse links used in G.E. 20%, 100%, or 200% CAPO and connected in series

Type "K" ratings of protecting fuse links (B in diagram), A	Type "K" ratings of protected fuse links (A in diagram), A																
	6K	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	52*	100K	101*	140K	
	Maximum short-circuit rms amperes to which fuse links will be protected																
1K	135	215	300	395	530	660	820	1100	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
2K	110	195	300	395	530	660	820	1100	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
3K	80	165	290	395	530	660	820	1100	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
5-A series Hi-surge	14	133	270	395	530	660	820	1100	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
6K		37	145	270	460	620	820	1100	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
8K			133	170	390	560	820	1100	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
10-A series Hi-surge		16	24	260	530	660	820	1100	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
10K				38	285	470	720	1100	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
12K					140	360	660	1100	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
15K						95	410	960	1370	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
20K							70	700	1200	1720	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
25K								140	580	1300	2200	2750	3250	3600	5800	6000	
30K									215	700	1800	2750	3250	3600	5800	6000	
40K										170	1200	2750	3250	3600	5800	6000	
50K											195	1600	3250	3600	5800	6000	
65K												330		2300	5800	6000	
52*														290	5500	6000	
80K														580	5800	6000	
100K															300	4300	



9.4.2. Curva "T"

Table 10-4 Coordination table for G.E. type "T" (slow) fuse links used in G.E. 50-, 100-, or 200-A expulsion fuse cutouts and connected in series



When the protecting fuse link is used in a G-E single-element fuse cutout.

Type "T" ratings of protecting fuse links (B in diagram), A	Type "T" ratings of protected fuse links (A in diagram), A															
	6T	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T	103 [†]
Maximum short-circuit rms amperes to which fuse links will be protected																
1N*	250	395	540	710	950	1220	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
2N*	250	395	540	710	950	1220	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
3N*	250	395	540	710	950	1220	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
6T		33	365	650	950	1220	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
8T			125	480	850	1220	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
10-A series Hi-surge		19	540	710	950	1220	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
10T				74	620	1130	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
12T					135	770	1400	1930	2500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
15T						100	880	1750	2500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
20T							105	1150	2300	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
25T								190	1500	3100	3950	4950	6300	9600	15000	16000
30T									115	1900	3950	4950	6300	9600	15000	16000
40T										310	2350	4950	6300	9600	15000	16000
50T											150	3400	6300	9600	15000	16000
65T												270	4300	9600	15000	16000
80T													660	9200	15000	16000
100T														6000	15000	16000
140T															6600	16000

* The 1N, 2N, and 3N ampere ratings of the G.E. 5-A series Hi-surge fuse links have time-current characteristics closely approaching those established by the American Standards for 1T, 2T, and 3T ampere ratings respectively. Hence, they are recommended for applications requiring 1T, 2T, or 3T fuse links.

† G. E. coordinating fuse links.

Source: From [4].

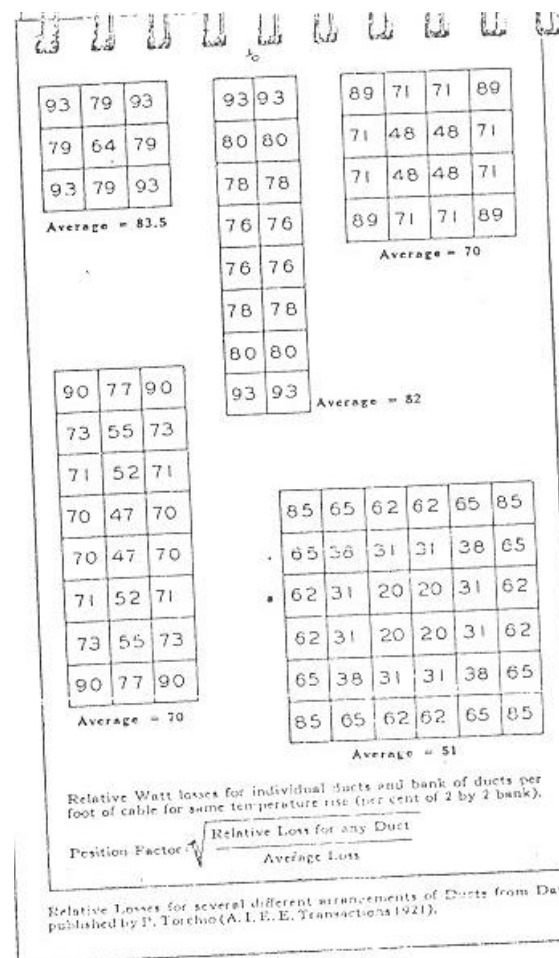
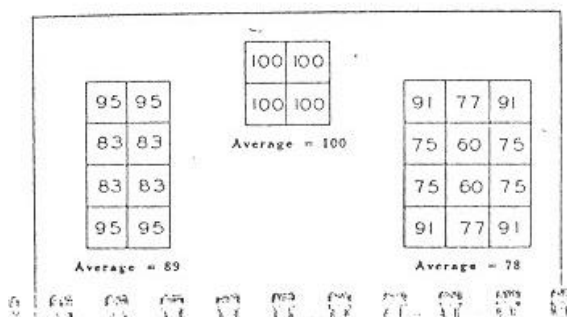


8.5. EFECTO DE POSICIÓN DE CABLE EN BANCO DE DUCTOS

4 EFFECT OF POSITION OF CABLE IN DUCT BANK

When several equally loaded cables are located in the same duct bank, the maximum permissible loading will be the root mean square peak load of all the cables in the duct bank. If all the cables were actually carrying this load, the operating temperature of those in the interior ducts would exceed the safe operating temperature of the insulation, whereas the operating temperature of those in the outer ducts would not reach this value. The cables in the inner ducts would accordingly be overloaded and those in the outer ducts underloaded. In order to equalize the operating temperatures of cables in the different locations as near as possible at a value corresponding to the safe maximum temperature, the load must be multiplied by a position factor, which will decrease it for the inner ducts and increase it for the outer ducts, but will not change the root mean square of the loads when so modified. Position factors for several different arrangements of ducts may be obtained from data published by P. Torchio (A. I. E. E. Transactions, 1921).

The same adjustment for the position of the cable in the duct bank should be made for unequally loaded cables.





8.6. DISPOSICIÓN DE MONTAJE BANCO DE REGULADORES (PROP.)

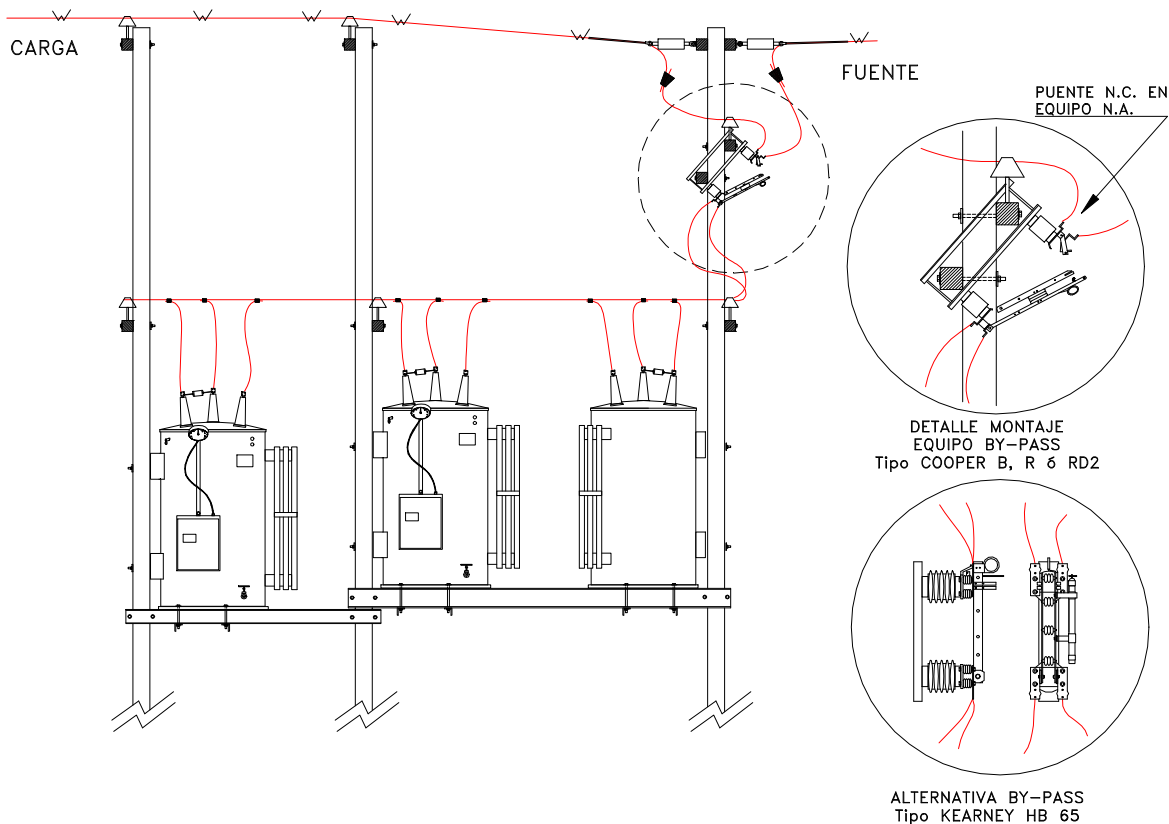


Figura N° 1: Montaje en delta cerrada o en estrella aterrada

Nota:

Pararrayos y puesta a tierra según requerimientos de cada Empresa

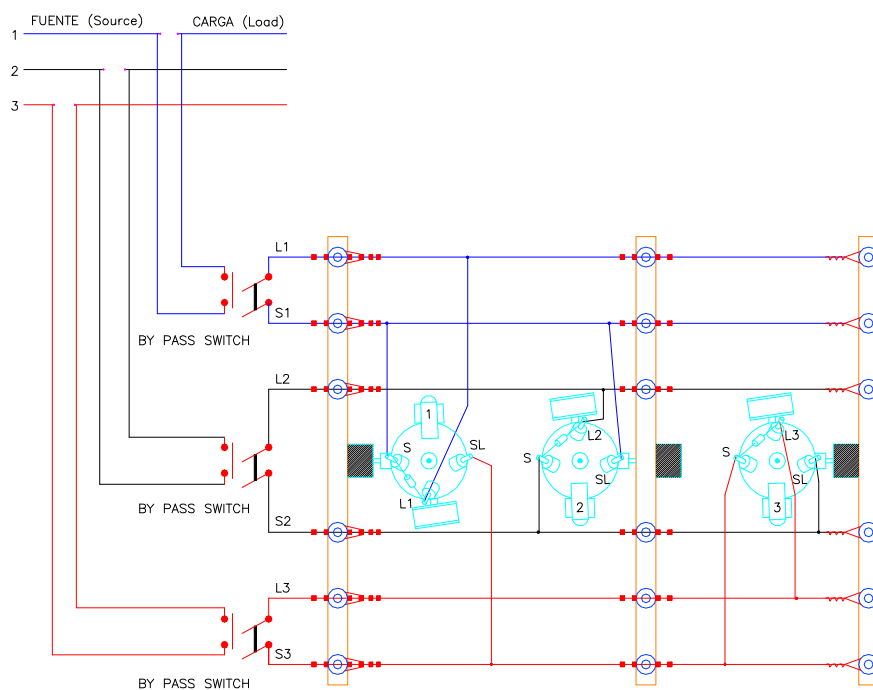


Figura N° 2: Diagrama unifilar conexión delta cerrada (3 equipos)

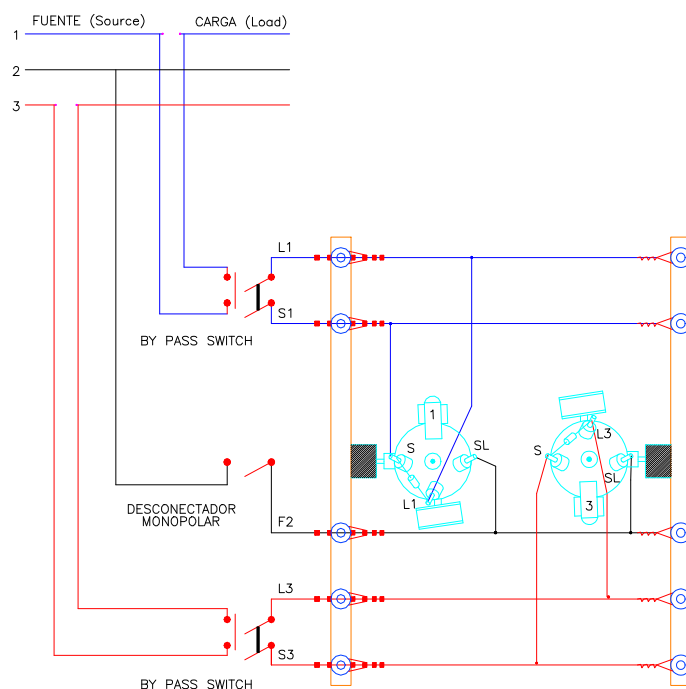


Figura N° 3: Diagrama unifilar conexión delta abierta (2 equipos)

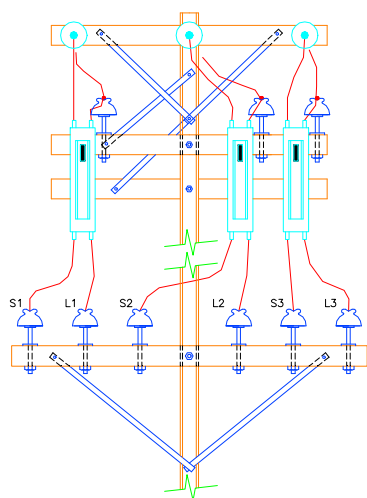


Figura N° 4: Con 3 equipos

(Delta cerrada o Estrella aterrada)

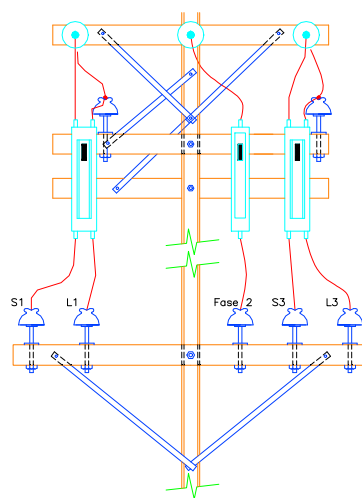


Figura N° 5: Con 2 equipos

(Delta abierta)

La disposición de montaje propuesta corresponde a un extracto de la norma constructiva desarrollada por Chilectra S.A. para la instalación de un Banco Regulador de Voltaje, tanto en configuración delta abierta como en delta cerrada.

Puesto que la conexión eléctrica de cada una de los equipos que componen un banco se ejecuta por medio de puentes (chicotes) desde el parrón hacia los terminales de cada equipo, es factible configurar una conexión delta en atraso o adelanto (según se conecte el terminal común con el terminal fuente o al terminal carga) o una conexión estrella aterrada, en el caso de conectar los tres terminales comunes a tierra.

En sectores donde técnicamente sea factible y la banda de regulación permita suplir los requerimientos del sistema, por su menor costo, la configuración delta abierta será la disposición recomendada.

En la figura N°1 se muestra una elevación de una disposición de 3 equipos. A partir de ella, eliminando el primer poste, es factible construir una disposición para 2 equipos. No olvidar que la cruceta del parrón debe estar por el lado contrario del poste, a objeto de permitir que este actúe como apoyo el jalado (tirado) de los conductores; aunque es mínimo, se evita un esfuerzo innecesario sobre los pernos o elementos de fijación (Chilectra emplea postes con agujeros y pernos pasantes como base de sus estructuras).

La separación del tercer poste es de 2 metros, de modo de permitir el empleo de las mismas estructuras asociadas al montaje de transformadores de distribución (T/D) y de una viga especial para el soporte de los 2 equipos restantes (nótese la diferencia de tamaños desde la figura).

9. ACTAS JORNADAS CORPORATIVAS

9.1. Santiago de Chile, 27 al 31 de agosto de 2001.

Participantes:

Luis Gonzaga T. Neves - CERJ

e-mail: lneves@cerj.com.br

Tel: (55-21) 2613-7411

Carlos Espinoza Villavicencio - EDELNOR

e-mail: cespinoza@edelnor.com.pe

Tel: (51-1) 517-2817

Fax: (51-1) 517-2883

Jose Antonio Suarez - CODENSA

e-mail: jasuarez@codensa.com.co

Tel: (57-1) 601-5718

Fax: (57-1) 601-5912

Carlos Meza Alonso - CHILECTRA

e-mail: cma@chilectra.cl

Tel: (56-2) 675-2674

Fax: (56-2) 675-2323

Javier Gonzalez Soto – L.N.D.R.

e-mail: jags@chilectra.cl

Tel: (56-2) 675-2856

Fax: (56-2) 675-2990

Sergio Neira Vergara – L.N.D.R.

e-mail: snv@chilectra.cl

Tel: (56-2) 675-2735

Fax: (56-2) 675-2990

Nota: Se excusan Coelce S.A. y Edesur S.A.

ACUERDOS ALCANZADOS

- 1 En ausencia de Edesur y Coelce, esta última envía antecedentes para su discusión durante la reunión; se acuerda que no se tomaran decisiones en su nombre y que se enviarán los antecedentes y conclusiones para su análisis por parte de estas. No obstante, estarán sujetas a los mismo plazos y condiciones de aquellas Empresas representadas durante el análisis de los temas en la Jornada realizada en Santiago de Chile.
- 2 A objeto de ordenar la discusión sobre las variables que inciden sobre el diseño de las redes de distribución, se acordó usar la siguiente clasificación de redes:
 - 2.1 Redes Aéreas
 - 2.1.1 Rural
 - 2.1.2 Semi-urbanas / urbanas de media densidad de carga
 - 2.1.3 Urbana alta densidad de carga
 - 2.1.4 Industrial
 - 2.2 Redes Subterráneas
 - 2.2.1 Media densidad
 - 2.2.2 Alta densidad
- 3 Todos los análisis serán aplicables a cada tipo de red según la clasificación que cada Empresa realice de sus sistemas. Así, se discutirán conceptos de riesgo, respaldo, seccionamiento, dimensionamiento, compensación de voltaje y de reactivos.
- 4 Sólo se indicará la clasificación de las redes, y cada empresa definirá los valores de densidad de carga que aplicarán para cada caso.
- 5 En el capítulo 10.3.3 de la propuesta se modificará el punto 2 dejando sólo restricciones técnicas. Se crea punto 4, el cual indicará "Casos en que existan disposiciones urbanísticas".
- 6 Existe acuerdo de utilizar el modelo de selección técnico-económica de los conductores en las redes de MT. Cada empresa evaluará el modelo de acuerdo con sus propias realidades y comunicará las secciones económicas a emplear en los diseños.
 - 6.1 Cada empresa utilizará la ecuación del factor de carga de pérdidas según las propias características de sus sistemas. Este valor será el utilizado en el modelo de secciones económicas.
- 7 Ante las posibles ventajas que podría ofrecer un sistema de distribución monofásico en sectores de clientes residenciales, José Antonio Suárez enviará los antecedentes de comparación para un proyecto de redes de distribución trifásico v/s monofásico, realizado por Codensa S.A.E.S.P..

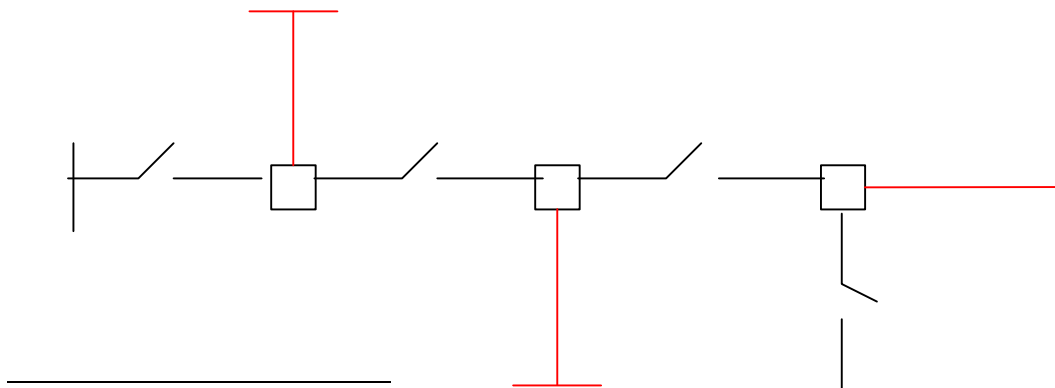
Primera Jornada de Convergencia de Criterios de Diseño de Redes de MT

- 8 La Línea de Negocios de Distribución Regional (L.N.D.R.) enviará a cada una de las empresas el modelo de seccionamiento y respaldo de redes de MT presentado durante el encuentro, a objeto de ser evaluado por las Empresas y analizar su aplicación de acuerdo con los valores que aplican para su realidad.
- 9 De acuerdo a la clasificación de las redes aéreas, se entrega en consulta el nivel de riesgo de las instalaciones, el cual será:
- | | | |
|-----|---|--------|
| 9.1 | Rural | 100% |
| 9.2 | Semi-urbanas / urbanas de media densidad de carga | 50% |
| 9.3 | Urbana alta densidad de carga | 0%-20% |
| 9.4 | Industrial | 0%-50% |
- 10 La cantidad de puntos de seccionamiento y respaldo con base en las clasificaciones acordadas será:

Clasificación Redes	Nivel de Riesgo ²	Puntos de Respaldo	Puntos de seccionamiento		
			Respaldo	Longitud (km)	Capac. Nom. Diseno (kVA)
REDES AEREAS					
Rural (Veredal)	100%	0	0	3-5	---
Semi-Urbano	50%	1-2	1-2	Frontera Rural/Urbana	25% - 50%
<i>Urbano</i>	0-20%	3-4	3-4	---	25% - 33%
<i>Industrial</i>	0-50%	2-4	2-4	---	25% - 50%
REDES SUBTERRANEAS					
<i>Media Densidad</i>	30-50%	2-3	2-3		3-4*
<i>Alta Densidad</i>	20-30%	3-4	3-4		4-5*

*: Ver figura.

En redes subterráneas



² De la carga dejada de abastecer por la falla, se asume que se va a levantar (100-X)%. Donde X corresponde al nivel de riesgo asumido.

Se reconoce que, ante la falla de una porción del alimentador, el tramo afectado por la falla no podrá ser realimentado hasta que el defecto sea reparado. En consecuencia, todos los clientes servidos desde este segmento de red estarán sin suministro durante este tiempo en cualquier configuración del tipo radial.

11 Se define el uso de las capacidades de los conductores de acuerdo a:

11.1 La capacidad de emergencia corresponderá a la capacidad térmica del conductor, definida para una temperatura máxima de 75°C para el aluminio y XX°C para el cobre.

11.1.1 Carlos Espinoza revisará la temperatura a la cual pueden llegar los conductores de cobre sin riesgo perder propiedades mecánicas (para definir la capacidad térmica de dichos conductores)

11.2 Capacidad de operación normal. Valor máximo de operación en forma permanente de los conductores, asegurando una reserva para contingencias según el nivel de riesgo definido.

12 Se reconoce que la confiabilidad de los alimentadores, con relación al respaldo, está relacionada con la diferencia entre la capacidad nominal y la de emergencia de las instalaciones, así como de los puntos de vinculación y seccionamiento definidos.

13 Carlos Meza enviará las tasas de falla, causas y tiempos medios de reparación, para las redes subterráneas de media y alta densidad de carga de Chilectra, de configuración enmallada operada radialmente y con elevados factores de demanda, a objeto de comparar el desempeño de ésta con la realidad local.

14 Las capacidades de los conductores para las redes subterráneas considerará los siguientes criterios:

14.1 La capacidad térmica en ducto: considerará el efecto de proximidad de una agrupación de 3 circuitos. Para una agrupación mayor de circuitos en el mismo banco de ductos, se emplearán factores de corrección.

14.1.1 Cada una de las empresas deberá revisar si estos factores de agrupación aplican a su realidad de redes subterráneas.

14.1.2 Se deberá considerar la red de BT como un circuito adicional cuando compartan el mismo banco de ductos de MT.

14.2 La capacidad de Emergencia se considera un 10% inferior a la capacidad térmica definida.

15 Cada empresa evaluará, bajo sus condiciones particulares, la alternativa de construir la red subterránea en ductos o directamente enterrada.

15.1 Para Codensa, que tiene particularidades regulatorias importantes, no aplicará la alternativa de directamente enterrada.

15.2 Todo cruce de calle será realizado en ductos.

Primera Jornada de Convergencia de Criterios de Diseño de Redes de MT

- 16 Por el agrupamiento de alimentadores que se produce en la salida de las subestaciones, la sección de los conductores podrá ser superior a la sección de los conductores de red. La capacidad térmica para los conductores de salida de subestaciones se determinará de acuerdo al agrupamiento de circuitos que aplica para cada empresa.
- 17 De preferencia la red subterránea de MT será radial enmallada. En sectores en que existan facilidades locales y/o disposiciones urbanísticas, la empresa analizará alternativas tales como esquema en anillo abierto, acorde a estas particularidades.
- 18 No se admite seccionamiento sólo por longitud de la red subterránea debido a la pérdida de confiabilidad del cable por manipulaciones. Se preferirá no intervenir en el cable a menos que se requiera de la instalación de equipos y/o derivaciones.
- 19 Toda carga conectada a la red de MT deberá tener una protección al menos contra cortocircuito. Durante la Jornada de análisis de la red de BT se analizará la recomendación para la protección de sobrecarga de los transformadores de distribución analizando si esta deberá ir conectada a la red de BT o MT..
- 20 La protección de los circuitos de BT esta asociada a los conductores de red (solo Perú tiene asociada la protección a la carga). Al tener 3 ó mas circuitos no existe seguridad en la protección del transformador ante sobrecargas.
- 21 Protección de las redes subterráneas.
 - 21.1 Se revisará la conveniencia de instalar protecciones asociadas a la red de distribución.
 - 21.2 En el caso de considerar necesario proteger las instalaciones, no se instalará más de un equipo de protección en la red, debido a la baja coordinación de protecciones dispuestas en serie para sistemas de nivel de cortocircuito elevado.
 - 21.3 Para coordinar la protección asociada a la salida del alimentador con equipos subterráneos con capacidad de interrupción, será necesario temporizar las unidades instantáneas de las SS/EE y coordinar por tiempo interruptores o fusibles de red con las protecciones de las cargas.
 - 21.4 Cada carga conectada a la red deberá llevar una protección por separado.
- 22 Para el uso de reconectores en redes aéreas existen dos criterios:
 - 22.1 Salvar fusibles en caso de:
 - 22.1.1 Falla transitoria
 - 22.1.2 Díficil acceso
 - 22.2 Quema de fusibles en caso de:
 - 22.2.1 Falla permanente
 - 22.2.2 Fácil acceso
- 23 Los reconectores se instalarán a lo menos por:
 - 23.1 Transición de red urbana a rural, dado el carácter transitorio de las fallas en las redes rurales.

- 24 En redes aéreas se utilizarán hasta 2 elementos fusibles en serie, aparte de aquel que se encuentra asociado al transformador. Estos elementos fusibles de red se instalarán sólo en ramales del alimentador.
- 25 Se analizará en cada empresa el criterio que debe ser empleado para utilizar los indicadores de falla para la red aérea y subterránea, los cuales dependerán de la cantidad de interrupciones por alimentador. El documento de trabajo presenta ya una primera recomendación referencial de su aplicación.
- 26 Estos equipos indicadores se fabrican de diferentes tipos: de indicación mecánica, indicación luminosa (led y/o luz Xenón), de indicación por medio de radio, de indicación por medio de cierre de contactos secos para sistemas SCADA, etc. Codensa presenta sus especificaciones para ser analizadas por las diferentes Empresas.
- 27 Adicionalmente a su medio de indicación, estos equipos pueden ser configurables por el usuario y ajustados de fábrica (corriente de indicación, entre otros muchos parámetros). La principal diferencia radica en el costo de los equipos y el stock necesario a mantener por el comprador. Un equipo fijo es de menor costo, pero debe ser especificado según la corriente nominal del tramo de red en el que será instalado (se debe tener un stock por cada tipo de capacidad); si es ajustable, es de mayor costo, pero se puede acomodar para cada punto de instalación (permite menor stock). Aunque no existe aún análisis detallado de cual sería el estandarizado por el Grupo, se recomienda evaluar los beneficios de su aplicación y propuesta de especificación.
- 28 Se propone metodología de evaluación para la implementación de indicadores de falla como parte del diseño de alimentadores.
- 29 Normalmente se utilizan bancos de condensadores en la carga, del tipo fijos o variables a lo largo de la red, con la alternativa de utilizar estos últimos en las SSEE.
- 30 No se estableció con claridad el nivel de riesgo técnico presente al instalar sobrecompensación de reactivos en las redes de distribución. Este riesgo deberá ser evaluado, de acuerdo al menor costo que estos tienen al ser instalados en la red de distribución en lugar que al interior de las SS/EE o red AT.
- 31 Reguladores de Tensión
 - 31.1 No existe restricción de uso en serie de 2 equipos. Sólo se debe tener precaución con los ajustes de tiempos de operación de cada uno (retardo operación de aquel que se encuentre aguas abajo para evitar conmutaciones innecesarias).
 - 31.2 En caso de requerir protección contra la sobrecarga, se recomienda instalar la protección cercana al regulador.
 - 31.3 No existe estudio que indique el mejor esquema de protección (monopolar o tripolar) a utilizar en redes. Por lo tanto, las disposiciones a utilizar podrán ser:
 - 31.3.1 Delta abierta: <10% variación de voltaje

Primera Jornada de Convergencia de Criterios de Diseño de Redes de MT

- 31.3.2 Delta cerrada: <15% caída de voltaje. No se permite operación monopolar en el lado fuente
- 31.3.3 Estrella aterrada: <10% caída de voltaje
- 32 Se considera de mucha importancia y utilidad incorporar en la norma de construcción de equipos, un anexo que indique la operación y mantenimiento de cada uno de los tipos o fabricantes, de equipos existentes en la propia Compañía (permite preservar la información en la Organización).
- 33 Se deja pendiente el análisis de la instalación de bancos de condensadores aguas abajo de reguladores de tensión.
- 34 Se entregó información referente a alternativas de equipos para ser estudiados por cada Empresa: Equipos subterráneos, indicadores de falla, barrajes subterráneos, cajas de maniobra para uso subterráneo, elementos de by pass de reguladores.

9.2. Santiago de Chile, 12 al 14 de Diciembre de 2001.

Participantes:

Luis Gonzaga T. Neves - CERJ
e-mail: lneves@cerj.com.br
Tel: (55-21) 2613-7411

Carlos Espinoza Villavicencio - EDELNOR S.A.A.
e-mail: cespinoza@edelnor.com.pe
Tel: (51-1) 517-2817
Fax: (51-1) 517-2883

Jose Antonio Suarez - CODENSA E.S.P.S.A.
e-mail: jasuarez@codensa.com.co
Tel: (57-1) 601-5718
Fax: (57-1) 601-5912

Jacinta Mota Sales - COELCE S.A.
e-mail: jacinta@coelce.com.br
Tel: (85) 216 - 1164
Fax: (85) 216 - 1407

Jorge Magri - EDESUR S.A.
e-mail: jmagri@edesur.com.ar
Tel: (54-11) 4370 - 3630
Fax: (54-11) 4370 - 3730

Carlos Meza Alonso - CHILECTRA S.A.
e-mail: cma@chilectra.cl
Tel: (56-2) 675-2674
Fax: (56-2) 675-2323

Javier Gonzalez Soto – L.N.D.R.
e-mail: jags@chilectra.cl
Tel: (56-2) 675-2856
Fax: (56-2) 675-2990

Sergio Neira Vergara – L.N.D.R.
e-mail: snv@chilectra.cl
Tel: (56-2) 675-2735
Fax: (56-2) 675-2990

2. INTRODUCCIÓN

Se realiza la apertura de la 2da Jornada de Convergencia de Criterios de Diseño de Redes de MT por el Subgerente de Ingeniería y Obras AT Señor Enrique Rey, agradeciendo la participación de cada una de las Compañías e indicando la relevancia de hacer partícipe de los resultados a los Gerentes y/o Directores Técnicos.

Se destaca la necesidad de que todas las áreas de la Empresa participen de la discusión de los diseños corporativos que se plantean.

Se indican los temas a tratar durante la jornada, los cuales corresponden a:

- Capacidad económica
- Nivel de riesgo
- Equipamiento
- Protecciones
- Expansión de la red (Nuevos consumos)
- Automatización

ACUERDOS ALCANZADOS

3. CAPACIDAD ECONÓMICA DE CONDUCTORES

Modelo de capacidad económica de conductores

Se explica el modelo de capacidad económica de conductores destacando:

1. Que la vida útil de los conductores es, según lo acordado anteriormente, de 25 años. Sin embargo, cada empresa utilizará los años de vida útil que considere necesarios y/o que imponga el regulador.
2. Se debe realizar una sensibilización de los resultados del modelo en relación con las tasas de crecimiento.
3. El modelo contempla una evaluación modular por kilómetro de red asumiendo que la carga está concentrada al final, y no considera el total de la red asociada a un alimentador. Se concuerda que no existen muchos beneficios de incorporar en el modelo, la distribución de la carga a lo largo de los alimentadores.
4. Cada una de las empresas deberá definir el factor de carga y la ecuación para el factor de carga de las pérdidas, debido a que esta última depende fuertemente de la curva de duración de la demanda.
5. La sensibilización de las pérdidas de acuerdo a las tasas de crecimiento modifica los rangos de corriente de cada una de las secciones, sin embargo, las secciones económicas resultan ser las mismas.

Segunda Jornada de Convergencia de Criterios de Diseño de Redes de MT

6. Para cada sección de conductor se definirán los siguientes límites referenciales:
 - Límite térmico
 - Capacidad de emergencia
 - Capacidad nominal / Capacidad de explotación
7. El modelo no contempla las restricciones de caídas de tensión en las redes. No obstante esta restricción no altera el modelo, y será responsabilidad de los proyectistas la definición de las secciones a emplear en función de los flujos de carga y restricciones térmicas y de voltaje, a partir de las secciones padronizadas.
8. Se indica que el factor de potencia no altera al modelo de sección económica, no obstante es uno de los temas que deben ser revisados para definir los diseños de la red de MT.

4. Nivel de Riesgo

Se distinguen las siguientes clasificaciones:

Redes aéreas

Rural / Veredal

Industrial

Semiurbana

Urbana

Redes subterráneas

Media densidad

Alta densidad

En los tiempos asociados a una falla, se distinguen:

- Tiempo. Avisaje
- Tiempo de traslado (desde que la cuadrilla recibe instrucción de presentarse en punto definido hasta que se reporta en el mismo)
- Tiempo patrullaje - Localización (deslocamiento)
- Tiempo maniobras (+ traslado)
- Tiempo reparación
- Tiempo normalización

En Brasil se lleva registro sólo de los tres primeros tiempos indicados.

Se destaca que la disponibilidad de mayores puntos de seccionamiento y de respaldo sólo permiten gestionar los últimos 3 tiempos indicados. Para gestionar los primeros se deben emplear otros tipos de tecnologías, como la automatización.

Se muestra un esquema de operación en las redes aéreas y subterráneas, indicando la cantidad de operaciones necesarias para dejar el tramo afectado aislado de los demás, contemplando 4 puntos de respaldo y 4 puntos de seccionamiento.

Se indica que ante una mayor capacidad de reserva en las instalaciones se requiere de menores puntos de respaldo para levantar el porcentaje de carga asociada a la clasificación del

sector (mayor nivel de reserva implica menor cantidad de puntos de respaldo asociados a cada alimentador). Sin embargo, el aumentar los puntos de respaldo a un alimentador incrementa el número de operaciones necesarias para levantar la carga.

El nivel de riesgo está asociado con la carga que se permite dejar sin servicio. Este considera la peor de las alternativas, que corresponde a la salida completa del alimentador, por lo tanto, una red con nivel de riesgo de 50% indica que ante la caída de un tramo de la red que provoque la salida del servicio de una carga correspondiente a menos del 50% del alimentador, es aceptable dejar el tramo afectado sin realimentación. El respaldo del 100% de la carga requiere de mayores montos de inversión.

Existe un estudio para la realidad de Chilectra S. A. que indica que la cantidad de equipos óptima es de 5 equipos de seccionamiento y entre 3 ó 4 puntos de respaldo. Los beneficios adicionales en los índices de calidad que se obtienen por equipos adicionales son marginales.

Adicionalmente, la capacidad de respaldo de los alimentadores debe estar de acuerdo con la capacidad de respaldo existente en transformación.

Ante la presencia de fallas reiteradas en determinados sectores de la red, la solución no va por aumentar el número de seccionamientos y respaldos, sino que por buscar una solución particular al problema, que considere un cambio de tecnología, equipamiento y/o diseño de ese tramo de la red.

Se destaca la necesidad de encontrar un modelo que permita definir el nivel de riesgo a considerar para cada una de las clasificaciones de redes de MT estipuladas en el documento, reflejando las diferencias regulatorias presentes en cada uno de los países. Un nivel de riesgo bajo requiere de un nivel de inversiones elevado, lo que obliga a la evaluación del impacto de multas y compensaciones para el sector en estudio.

Los valores de nivel de riesgo mostrados en la tabla 3.2 del documento indican valores propuestos, los cuales deberán ser analizados y discutidos al interior de cada una de las Empresas, según la realidad local.

5. EQUIPAMIENTO

Dentro del equipamiento utilizado por las empresas para las redes de MT se destacan los siguientes:

5.1. Maniobra

Redes Aéreas

Seccionador tripolar: Manual

Motorizado

Marranito (3

elementos monopolaes operados en
forma tripolar)

Aislamiento: Aceite

Aire

SF6

Seccionador Monopolar (Chave faca – 400 ó 600A)

Desconectador Fusible Cortacircuito (100 A)

Jueves 13 de diciembre de 2001

La diferencia en el uso de estos equipos está dada por la calidad de servicio y de las características de los clientes que se encuentran aguas abajo.

En redes urbanas, Edesur y Codensa sólo realizan las maniobras bajo carga con equipamiento tripolar o desconectores fusibles con apagachispas en forma monopolar (Edesur). En zonas rurales, Codensa opera los cortacircuitos con herramienta load buster. El resto de las Empresas emplea herramientas load buster para la apertura con carga de equipos de maniobra monopolares.

Todas las empresas , salvo Chilectra y Edesur realizan procedimientos de cierre de equipamiento sin poner en paralelo redes (secuencia AC-AA-CA). En Chilectra se opera en paralelo las instalaciones, cuando estas corresponden a la misma subestación; En Edesur sin embargo, la operación en paralelo depende exclusivamente de la instrucción del Centro de Control.

Operación de las redes de MT en las empresas

Operación	3P	1P
Cerj	1	1,2
Coelce	1	1
Codensa	1	2,4
Chilectra	1,3	1
Edelnor	1	2
Edesur	1,"3"	2,4

1= Bajo carga

2= Sin tensión

3= Red en paralelo

"3" = Red en paralelo de acuerdo a la experiencia del operario.

4= Bajo carga sólo Rural (lugares de baja carga)

Se plantea la discusión de evitar la compra generalizada de equipos automatizables de mayor costo por sobre equipos de operación manual solamente, planteando la alternativa de reemplazar aquellos que efectivamente requieran ser automatizados en su oportunidad.

5.1.2. Redes Subterráneas

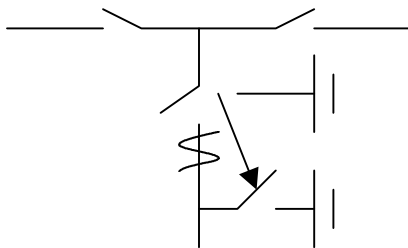
Equipo de tres vías:



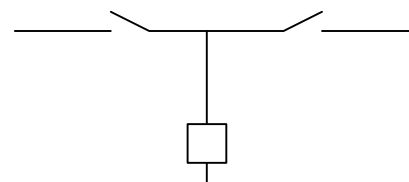
CODENSA y EDESUR utilizan equipos hasta de 5 vías



En EDESUR



CHILECTRA



5.1.3. Elementos de desconexión

- Barrajes - Uniones desarmables – Uniones Desconectables -Uniones aisladas separables

Codos (200 y 600 A)
Uniones T (600 A)

Se plantea por Codensa la alternativa de utilizar cajas de maniobra de varias vías, de las cuales una puede ser no operable con carga (no switchable), para conformar barrajes de unión de cajas de maniobra.

5.2. Protección

5.2.1. Redes Aéreas

Dentro de los equipos de protección presentes en las empresas se encuentran:

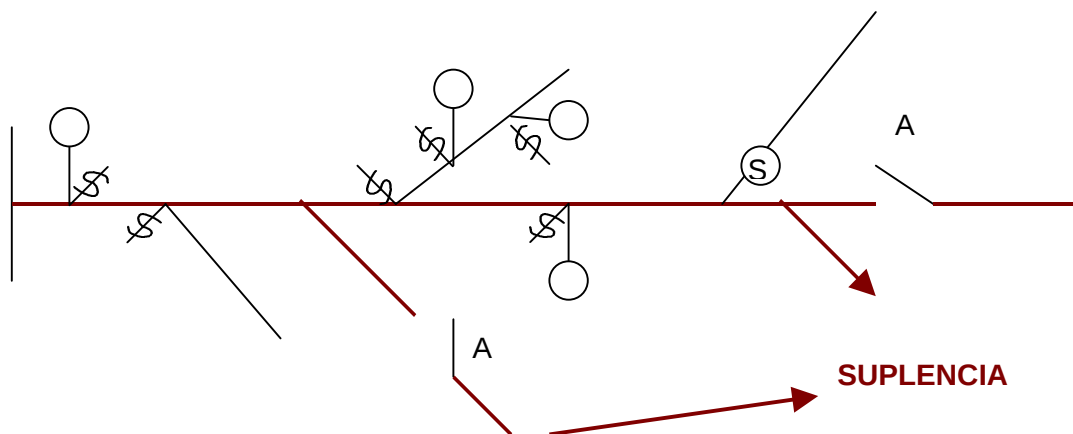
Reconector / Religador

Seccionalizador trifásicos
monofásicos

Seccionador fusible (cutout – cortacircuito – chave fusível)

Se hace un resumen de las consideraciones planteadas en el documento de trabajo, indicando:

1. Se pueden conectar los transformadores en cualquier punto de la red con su elemento fusible. El nivel de cortocircuito indicará la tecnología necesaria para el elemento fusible empleado.
2. Para el caso de cargas importantes servidas desde nodos de distribución (Edelnor), por la escasa coordinación de protecciones debido a un sistema levantado de tierra, se buscará evitar intercalar clientes entre la S/E y el nodo referido.
3. No pueden existir elementos de protección fusibles en la suplencia del alimentador (puntos de interconexión).
4. No se pueden instalar más de 2 fusibles en serie en ramales de un alimentador (adicionales al asociado a cada transformador), salvo que el nivel de cortocircuito y carga permitan instalar un tercero.



5. En las zonas rurales de elevada longitud se analiza la opción de instalar elementos fusibles en la troncal, verificando la coordinación entre los elementos. No obstante, en ningún caso se pueden instalar fusibles en la suplencia, debido a la restricción de la capacidad de transporte de la misma.

6. De acuerdo al proceso de fabricación del cliente existente en la red, es necesario evaluar el impacto de reconexiones “exitosas”.
7. Para proteger a un cliente importante, no se deben instalar protecciones aguas arriba de él; siempre serán instaladas en los ramales que derivan de la trayectoria del cliente a la fuente. Si es necesario la instalación de un reconectador, este será instalado en el ramal que presente la mayor longitud o número de fallas.

5.2.2. Redes Subterráneas

Para alimentar un transformador se instala un equipo de protección que proteja la red aguas arriba y mejore la selectividad ante fallas y como respaldo ante cortocircuito en el TD: Por cada una de las empresas el equipo empleado es:

EDESUR	FUSIBLE HH disparo tripolar o CANISTER	cortocircuito
EDELNOR	FUSIBLE con disparo monopolar	sobrecarga
CODENSA	FUSIBLE HH disparo tripolar (bayoneta para T/D pedestal)	cortocircuito
CHILECTRA	CODO (conexión rígida), CANISTER para T/D Pedestal	cortocircuito

Se muestra una alternativa de protección que corresponde a un codo con fusible interno. Las capacidades de estos son de 5, 8, 12, 18 y 30 A, que permite proteger simultáneamente contra sobrecarga y cortocircuito transformadores hasta 1000 kVA.

Se destaca por CODENSA, la instalación de fusibles limitadores de corriente de respaldo, que indican la existencia de fallas internas en el transformador pedestal. La existencia de fallas internas es escasa, pero estos permiten proteger a las personas ante el cierre del transformador que tiene una falla interna, obligando a reemplazar el transformador.

Viernes 14 de diciembre de 2001

5.3. Reguladores de Tensión y Diseño de red

Se plantea que la utilización de protección monopolar en sistemas con configuración delta produce desequilibrios importantes de carga en la delta de los equipos que podría llevar a la quema de alguno de ellos, no obstante en sistemas estrella con neutro aterrizado, la protección monopolar protege cada una de las fases en forma independiente.

CERJ manifiesta la necesidad de analizar el respaldo de una zona bajo la influencia de un regulador, a través de una suplencia que disponga de otro equipo similar, coordinando los taps de los transformadores en forma consecuente.

Se comenta la alternativa de distribución subterránea empleada por Edelnor, en la cual las cargas son conectadas desde subestaciones de distribución. Se plantea analizar la alternativa de conectar cargas directamente desde la red, a través de un equipo de entrada-salida que permita emplear las vinculaciones sin inconvenientes y conectar la carga a uno u otro alimentador.

6. AUTOMATIZACIÓN

Se hace una presentación resumida de los principales beneficios que presenta un sistema de automatización para las redes de distribución de MT, los cuales permiten determinar la rentabilidad de un proyecto de automatización. Se destaca que estos proyectos responden a problemas puntuales en las redes y no se debe asumir por defecto una automatización para el total de la red de MT.

Se pretende establecer criterios comunes para la evaluación de proyectos, indicando la funcionalidad que estos equipos deben tener en cada una de las empresas. No obstante, la tecnología a emplear (protocolos, sistemas de comunicación, sistemas de control, etc.) dependerá de cada una de las empresas y de las políticas corporativas que se implementen en este sentido.

Dentro de los principales beneficios se destacan:

1. Reducción de los tiempos, asociados principalmente con: localización y maniobra.
2. Reducción de la frecuencia de las interrupciones, considerando que se cuenta como interrupción aquella que supere un determinado tiempo (3 ó 1 minuto, según legislación.)
3. Reducción de los tiempos asociados a kVA sin servicio, considerando que sólo el sector afectado queda fuera mientras se repara la falla.
4. Menor Flujo de llamadas al "Call Center"
5. Calidad de la información que se tiene (se evitan multas con el regulador, según legislación)
6. Prestación de una mejor calidad de servicio a clientes que están dispuestos a pagar por ella, o dentro de los límites que impone la legislación vigente.

Se plantea la necesidad de analizar la resistencia al vandalismo y riesgo frente al hurto que deben tener estos equipos para algunas zonas de cada empresa en particular. La evaluación de este tipo de proyectos requerirá de un análisis de riesgo en este sentido, en aquellos sectores que lo ameriten.

Los mayores beneficios de la automatización están dados principalmente por la reducción de los tiempos (ver sección 4), lo que se traduce en menores compensaciones y multas.

Se considera una evaluación del proyecto a 15 años, en virtud de que este es el menor tiempo de vida útil de los equipos empleados. La depreciación de cada tipo de tecnología será individual, incorporando a los flujos de caja el valor residual que corresponda al plazo analizado.

Se analiza la disponibilidad del medio de comunicación, destacando que el costo de no contar con una disponibilidad del 100% significa enviar a una guardia para que opere los equipos en terreno, dado que los equipos de protección abren ante falla independiente de la comunicación. Los tiempos de indisponibilidad (al contar con un medio de comunicación contratado no exclusivo) son reducidos dada la congestión normal de las instalaciones externas. Se propone analizar en cada una de las compañías los inconvenientes frente a una determinada indisponibilidad en las comunicaciones.

Tomando en cuenta la funcionalidad de la automatización en forma separada, se tienen los siguientes beneficios:

6.1. Protección

Permite reducir los tiempos de:

- Avisaje
- Traslado
- Localización

6.2. Control

Contempla sólo la apertura y cierre de equipos, permitiendo reducir los tiempos de:

- Traslado. Si no se admite cierre contra falla no existe reducción
- Localización. Si no existe cierre contra falla no existe reducción.
- Maniobra

6.3. Identificación de falla

Permite reducir los tiempos de:

- Avisaje
- Traslado
- Localización

6.4. Información de la red

Permite obtener información de la red (kV, Amperes, kWh) y luego con diferentes algoritmos se puede obtener información adicional como capacidad de respaldo, proyección de la demanda, etc.)

Esta alternativa no permite reducir el tiempo de operación de la red para normalizar una falla, pero permite reducir las multas producto de una entrega defectuosa de información al ente regulador.

7. Compromisos

1. Entregar la planilla de cálculo de secciones a los asistentes a la reunión.
2. La LNDR recopilará información de las ventajas y desventajas de una operación de líneas en paralelo. Para ello, Edesur enviará su experiencia.
3. La LNDR enviará documento que analiza la rentabilidad del empleo y la ubicación de reconectores. Adicionalmente, se presenta modelación a enviar por la LNDR que permite modelar las variaciones de tiempos e índices de fallas.
4. Enviar catalogo de reconector de bajo costo de parte de Chilectra S. A. e información de fabricantes.
5. Envío de parte de Edesur de la especificación de compra de indicadores de falla, aéreos y subterráneos.
6. Cada empresa analizará internamente la funcionalidad y beneficios de un proyecto de automatización con las demás áreas locales. Recopilará información de costos para la implementación de puntos de automatización según cada una de las funciones definidas: Protección, Control, indicación de falla e información de red.
7. La LNDR enviará una precisión de las definiciones de los tiempos asociados a la normalización de una falla.
8. La LNDR enviará información de fusibles para redes subterráneas (codos con fusible).
9. La LNDR enviará estudio de confiabilidad que simula la realidad de Chilectra.
10. Edesur enviará información de equipamiento subterráneo de media tensión.