



UNIVERSIDAD DE SEVILLA  
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# MEJORA EN LA CONTINUIDAD DE SUMINISTRO.

Trabajo Fin de Máster

Autor:

Julio Montañés Pastor

Tutores:

Dr. José Antonio Rosendo Macías

y

Dr. Antonio Gómez Expósito

Sevilla, septiembre de 2009

1	GENERALIDADES.....	3
2	ESTADOS DE LA RED. ....	4
3	CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO. ....	5
3.1	Introducción.....	5
3.2	Índices de continuidad.....	7
3.2.1	Metodología para el cálculo de los índices:.....	8
3.3	Normativa legal española. ....	9
3.4	Factores de influencia en los índices de continuidad. ....	16
3.5	Medidas generales de mejora de los índices de continuidad.....	18
4	ORGANIZACIÓN DE LA REPOSICIÓN. ....	20
4.1	Introducción.....	20
4.2	Reposición automatizada.....	20
4.3	Reposición asistida por ordenador.....	21
4.4	Reposición cooperativa. ....	22
5	CARACTERÍSTICAS DEL PROBLEMA DE REPOSICIÓN DE SUMINISTRO EN DISTRIBUCIÓN.....	23
5.1	Formulación del problema.....	24
6	MÉTODOS DE RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE REPOSICIÓN DE SUMINISTRO EN DISTRIBUCIÓN. ....	26
6.1	Métodos basados en el conocimiento del sistema. ....	28
6.2	Métodos heurísticos.....	29
6.3	Programación matemática. ....	31
6.4	Técnicas inteligentes. ....	34
7	DESARROLLO DE UN NUEVO ALGORITMO HEURÍSTICO DE REPOSICIÓN EN DISTRIBUCIÓN.....	35
7.1	Introducción.....	35
7.2	Hipótesis del algoritmo.....	35
7.3	Esquema general de nuestro algoritmo de reposición. ....	36
7.4	Estructura modulada de la programación del algoritmo de reposición y ejemplos.....	40
7.4.1	Módulo de lectura de datos: .....	40
7.4.2	Módulo procesador topológico.....	42
7.4.3	Módulo identificación de apoyos. ....	43
7.4.4	Módulo minimización de apoyos. ....	43
7.4.5	Módulo crecimiento.....	44
7.4.6	Módulo de datos de salida. ....	46
7.4.7	Ejemplo de algoritmo de reposición:.....	47
	ANEXO 1. Especificación inicial de datos de entrada al módulo de reposición. ....	57
	BIBLIOGRAFÍA.....	61

# 1 GENERALIDADES.

El problema de la reposición de servicio es casi tan antiguo como la existencia misma del suministro eléctrico, pero no es hasta los finales de los años setenta cuando el problema empieza a interesar, debido al mayor número y repercusión social de los incidentes ('blackouts') y se empieza a sistematizar los estados de la red y se profundiza en los conceptos de seguridad y fiabilidad.

Durante los años ochenta se empiezan a publicar trabajos de la reposición de suministro [1]- [17] de gran variedad de temas. Se pueden clasificar en diferentes categorías de las que destacan: planes de reposición [5], [7], esbozos de herramientas analíticas [4, 10], diferentes etapas en las que se divide el proceso de la reposición, [2], [7], [8], [11], problemas que surgen durante la reposición [3], [9], [11], y planes concretos de reposición y experiencia obtenida [6], [12], [13], [15], [16], [17].

En el primer lustro de los años noventa [17]-[40] aumenta el interés por la reposición de servicio donde se continúan desarrollando los temas anteriores, destacando el gran número de artículos que se concentran en el desarrollo de planes de reposición y sistemas expertos [18], [20], [21], [22], [24], [25], [35], [38], [39], [40]. También cabe destacar una revisión del estado del arte [23], donde el autor pone de manifiesto la necesidad de combinar algoritmos matemáticos para resolver el problema de la reposición con planes específicos de reposición junto con la experiencia del operador.

Durante la segunda mitad de los noventa el número de artículos crece considerablemente, apareciendo un interesante compendio en el año 2000 [41], de todos los artículos relacionados con la reposición hasta esa fecha, en un número total de 91.

Actualmente y mas concretamente en el problema de reposición en la red de distribución, los autores se concentran en resolver el problema matemático con algoritmos heurísticos [48]-[79] intentado combinar estos con sistemas expertos, donde el operador utiliza la experiencia que tiene sobre su red para desarrollar planes concretos que complementan la herramienta matemática.

Si en un principio la reposición se abordó en Estados Unidos, la mayoría de las publicaciones actuales proceden de lo que en Europa Occidental denominamos Sudeste Asiático, países como Corea del Sur, China y Japón.

## **2 ESTADOS DE LA RED.**

En el caso español, según el BOE 18/08/, a la hora de establecer criterios de seguridad que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico, de manera que se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida, se pueden distinguir cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico, figura 2.1.

Estado normal: Situación en la que todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 4.3.1 y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias, indicados en el apartado 4.3.2 de dicho BOE.

Estado de alerta: Situación correspondiente al caso en que, aun siendo adecuados los valores de las variables del sistema, no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.

Estado de emergencia: Situación en la que una o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal.

Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.

Estado de reposición: Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero nacional), y en la que el principal objetivo es la **reposición ordenada, segura y rápida del servicio.**

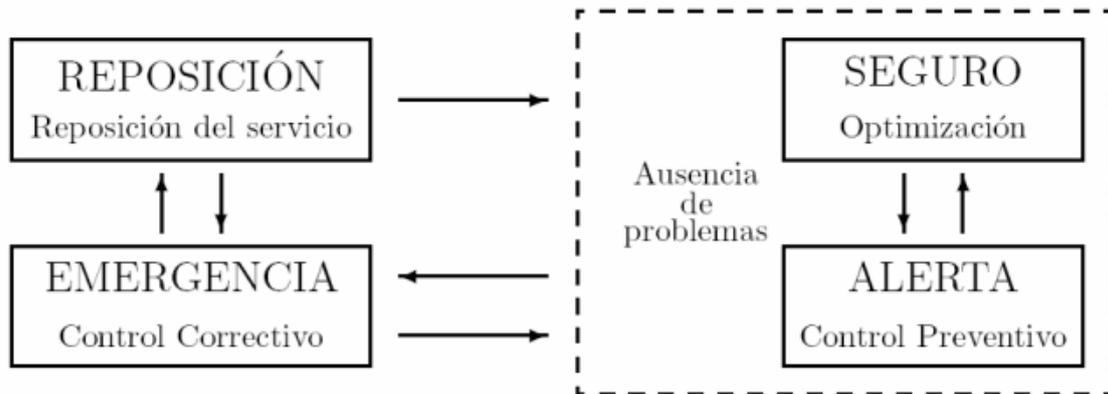


Figura 2.1. Estados de explotación del sistema eléctrico.

Desde el punto de vista técnico, en cada estado, el objetivo de explotación de la red es diferente, es decir la función objetivo del problema depende del estado en el que nos encontramos.

En relación a la red de distribución, no existen procedimientos de operación que regulen la explotación, pero se pueden considerar los mismos estados de funcionamiento. La reposición de suministro está íntimamente ligada al concepto de calidad de suministro. La normativa legal relativa a la calidad de suministro marca los objetivos de la reposición en el estado de reposición. En el siguiente capítulo desarrollaremos el tema de la calidad de suministro eléctrico.

### **3 CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO.**

#### **3.1 Introducción.**

Desde la liberalización de los mercados eléctricos, la electricidad ha pasado de ser un servicio a convertirse en un producto. De este modo el producto electricidad, como cualquier otro producto, tiene que superar unos mínimos criterios de calidad en pro de garantizar la satisfacción al cliente.

En general las dos principales partes implicadas en la calidad del suministro son, por un lado la *compañía eléctrica*, con el conjunto de la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica, y por el otro lado el *cliente* o consumidor final.

Desde el punto de vista de la compañía eléctrica, la calidad se divide en tres principales componentes:

- ***Calidad comercial de la compañía eléctrica***: La calidad comercial engloba la calidad del servicio al cliente, en relación con las diversas transacciones entre cliente y compañía. En este punto podemos diferenciar las transacciones que se realizan antes de establecer el suministro, por ejemplo: el acceso a la red, las conexiones, la potencia que se desea contratar, la instalación del contador, etc. y posteriormente están las transacciones que se generan durante el contrato de suministro como son: la facturación, atención al cliente, lectura de los contadores, etc.
- ***Continuidad del suministro***: La continuidad del suministro está cuantificada por el número y la duración de interrupciones del suministro.
- ***Calidad de la onda eléctrica***: La calidad de la onda eléctrica se cuantifica por los valores que representan las características técnicas de la alimentación que deben estar en unos límites establecidos. Estos límites se encuentran definidos en la normativa europea EN 50160 con el título “Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”.

Desde el punto de vista del cliente se encuentran los factores:

- ***Fiabilidad de la instalación eléctrica del cliente***: Este es un factor bastante importante, pues de ello depende la fiabilidad total del sistema. La responsabilidad de la distribuidora acaba justo en el punto de acoplamiento común. La fiabilidad de la instalación del cliente puede disminuir debido a la configuración de la instalación eléctrica (componentes que fallan, conexiones incorrectas, maniobras del cliente, etc.) o puede aumentar debido a la redundancia de la instalación, o equipos de alimentación alternativa (SAI) etc.

- **Nivel de la compatibilidad de los aparatos y las máquinas del cliente:** Todos los aparatos eléctricos o máquinas eléctricas instaladas, deben estar insensibilizados ante perturbaciones procedentes de la red y/o tener un cierto nivel de compatibilidad ante dichas perturbaciones. Dicho nivel de compatibilidad depende en muchos casos del diseño y de la robustez del circuito eléctrico del aparato. Por lo tanto, puede haber diferencias importantes en el nivel de compatibilidad entre los diferentes fabricantes para un tipo de aparato. Existen recomendaciones y normas europeas de compatibilidad electromagnéticas para los diferentes productos. Cabe destacar que la calidad de onda es el resultado de la interacción entre red eléctrica y carga; por lo tanto depende de ambas.

### 3.2 Índices de continuidad.

Respecto a los efectos de la interrupción del suministro en los consumidores, la fiabilidad de suministro se puede dividir en tres categorías:

- La **frecuencia de la interrupción** media en un año por consumidor, que representa el número de ocasiones al año que ha fallado el suministro por consumidor.
- La **indisponibilidad del suministro** eléctrico, que representa el computo total de las duraciones de interrupciones a largo de un año por consumidor.
- La **duración de la interrupción**, que representa la duración media de una interrupción

Las interrupciones se clasifican según su origen:

- ✓ • **Interrupciones programadas** que son necesarias para realizar trabajos de mantenimiento y mejora de las redes de distribución. Los clientes tienen que ser informados con antelación de una interrupción programada, con el procedimiento establecido por la norma. En el caso contrario, se considera la interrupción programada como una interrupción imprevista.
- ✓ • **Interrupciones imprevistas**, que son causadas por faltas permanentes, o transitorias, mayormente originadas por eventos externos, fallos de equipos, fallos humanos etc.

Las **interrupciones imprevistas** se distinguen de la siguiente manera:

- ✓ • Interrupciones de larga duración con una duración superior de 3 minutos.
- ✓ • Interrupciones de corta duración con una duración de igual o menor de 3 minutos, en su mayoría causadas por las maniobras automáticas o manuales de reposición después de un fallo.

### 3.2.1 Metodología para el cálculo de los índices:

Existen tres métodos de calcular los índices que cuantifican la continuidad de suministro:

- Los efectos de la interrupción están relacionados con el *número de consumidores* interrumpidos.
- Los efectos de la interrupción están relacionados con la *potencia interrumpida* (instalada o declarada).
- Los efectos de la interrupción están relacionados con *el número de subestaciones o transformadores interrumpidos*.

En España como desarrollaremos en el siguiente punto, los índices de continuidad utilizados son el TIEPI y el NIEPI, basados en la potencia interrumpida.

A nivel internacional (EEUU, Canadá y la mayor parte de los países de la UE) los índices de continuidad más populares son los definidos por la IEEE, tabla 3.1. A diferencia de los índices utilizados en España, estos se basan en el número de clientes afectados, tabla 3.2.

SAIFI: System average interruption frequency index	Número de interrupciones por abonado	CAIDI-SAIDI/SAIFI
SAIDI: System average interruption duration index	Duración media de interrupción por abonado	
CAIFI: Customer average interruption frequency index	Número de interrupciones por abonado interrumpido	
CAIDI: Customer average interruption duration index	Duración media por interrupción para abonado interrumpido	
ASAI: Average service availability index	Número de horas de suministro referida al número de horas solicitadas por los abonados	

Tabla 3.1. Índices de continuidad IEEE.

Basado en	País	Frecuencia de interrupción	Indisponibilidad	Duración de la interrupción
Nº de consumidores	IEEE	SAIFI	SAIDI	CAIDI
	UK	Customer Interruptions (CI)	Customer Minutes Lost (CML)	-
Potencia	IEEE	ASIFI	ASIDI	-
	España, Portugal	TIEPI	NIEPI	-

Tabla 3.2. Índices de continuidad.

### 3.3 Normativa legal española.

La legislación en España sobre la calidad de servicio está enmarcada en los siguientes textos:

1. **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (BOE nº 285 de 28/11/1997) [131], que establece las líneas fundamentales de actuación y de desarrollo de la calidad de servicio, principalmente en su Título VII “Distribución de energía eléctrica” y Título

VIII “Suministro de energía eléctrica”, capítulos I y II, sobre “suministro a los usuarios y gestión de la demanda eléctrica” y “calidad del suministro”, respectivamente.

En su artículo 48 establece que la Administración General del Estado determinará unos índices objetivos de calidad de servicio y que las empresas eléctricas estarán obligadas a facilitar a la Administración la información de sus índices de calidad.

2. El **Real Decreto 1955/2000**, en el artículo 99, define la calidad de servicio como ‘*el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico, exigibles por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración*’, configurada por:

- **Continuidad de suministro**, relativa al número y duración de las interrupciones del suministro.
- **Calidad del producto**, relativa a las características de la onda de tensión.
- **Calidad en la atención y relación con el cliente**, relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

Se clasifica la calidad de servicio en cuanto a su extensión, en calidad individual, referida a cada uno de los consumidores y calidad zonal como la referida a una determinada zona geográfica atendida por un distribuidor. Se divide una zona geográfica en:

- Zona Urbana (U): conjunto de municipios de una provincia con más de 20000 suministros, incluyendo capitales de provincia aunque no lleguen a la cifra anterior.
- Zona Semiurbana: conjunto de municipios de una provincia con un número comprendido entre 2000 y 20000 suministro, excluyendo capitales de provincia.
- Zona rural:

A) Zona rural concentrada: conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2000.

B) Zona rural dispersa: conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

El artículo 101 de este real decreto establece que “**la continuidad del suministro** viene determinada por el número y duración de las interrupciones”, entendidas éstas como la condición en que la tensión en los puntos de suministro no supera el 10% de la tensión declarada, *UC*. Las interrupciones pueden ser largas, de duración superior a tres minutos, o breves, de duración inferior o igual a tres minutos. A su vez, pueden clasificarse en imprevistas o programadas (para permitir la ejecución de trabajos programados en la red, estando los consumidores informados de antemano por la empresa distribuidora).

La determinación de la **continuidad del suministro** se basa en tres parámetros:

**TIEPI**: tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión, MT, ( $1 \text{ kV} < U \leq 36 \text{ kV}$ ). A efectos de cálculo del TIEPI sólo se considerarán las interrupciones largas, de más de 3 minutos. Este índice se define mediante la expresión:

$$\text{TIEPI} = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i H_i}{\sum PI}$$

Donde:

$\Sigma PI$  es la suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA),  $PI_i$  (en kVA) es la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción  $i$  de duración  $H_i$  (en horas) y  $k$  es el número total de interrupciones durante el periodo.

**Percentil 80 del TIEPI**: valor del TIEPI no superado por el 80% de los municipios del ámbito provincial, dentro de cada tipo de zona.

**NIEPI:** número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en MT, ( $1 \text{ kV} < n < U \leq 36 \text{ kV}$ ). A efectos de cálculo del NIEPI sólo se considerarán las interrupciones largas. Este índice viene dado por:

$$\text{NIEPI} = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI}$$

donde:

$\Sigma PI$  es la suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA),  $PI_i$  (en kVA) es la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción  $i$  y  $k$  es el número total de interrupciones durante el periodo.

Para el cálculo del NIEPI se computará una interrupción por cada incidencia, entendiendo incidencia, como todo evento, y sus consecuencias asociadas, originado en los sistemas de generación, transporte o distribución, que sea causa de una o más interrupciones imprevista de suministro con instalaciones afectadas relacionadas temporal y eléctricamente.

Cada distribuidor está obligado a mantener los niveles de calidad individual y calidad zonal en baja y media tensión, recogidos en la tabla 3.3 y 3.4. Para valores mayores de 36 kV, se acogerán a los valores de zona urbana de media tensión.

	TIEPI (HORAS)	NIEPI (NÚMERO)
Zona urbana	1,5	3
Zona semiurbana	3,5	5
Zona rural concentrada	6	8
Zona rural dispersa	9	12

Tabla 3.3. Límites para el TIEPI y NIEPI por zonas teniendo en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas en baja tensión (menor o igual 1 kV).

	TIEPI (HORAS)	NIEPI (NÚMERO)
Zona urbana	3,5	7
Zona semiurbana	7	11
Zona rural concentrada	11	14
Zona rural dispersa	15	19

Tabla 3.4. Límites para el TIEPI y NIEPI por zonas teniendo en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas en tensión entre 1 y 36 kV).

La **calidad del producto**, según el artículo 102 de este RD, hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión, la cual puede verse afectada, principalmente por variaciones de valor eficaz y frecuencia y por las interrupciones de servicio y huecos de tensión inferiores a 3 minutos. Para la determinación de los aspectos de la calidad del producto se seguirán los criterios establecidos en la norma UNE-EN 50.160.

La norma UNE-EN 50160 [140], “Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”, se corresponde con la Norma Europea EN 50160. Ha sido elaborada por el comité técnico AEN/CTN 208 *Compatibilidad Electromagnética* y aprobada por CENELEC, siendo su objeto definir las características de la tensión de suministro en relación con la frecuencia, amplitud, forma de onda y simetría de la tensión trifásica.

Asimismo, describe las distintas perturbaciones conducidas, los parámetros afectados y los valores admisibles (generalmente aportando datos indicativos). En la Tabla 3.5 se presenta un resumen de la citada norma. Las tasas de distorsión armónica individual,  $u_h$ , y total,  $THD$ , referenciadas en dicha tabla se calcularán según las expresiones:

$$u_h = \frac{U_h}{U_1}$$

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2}$$

Donde  $U_h$  es el valor eficaz de la componente de orden  $h$  y  $U_1$  es el valor eficaz de la componente fundamental.

Característica	Baja Tensión (BT)	Media Tensión (MT)																																																																		
Frecuencia	Redes con conexión síncrona: 50 Hz±1% (10s, 99,5% año); 50 Hz+4%-6% (10s, 100% tiempo) Redes sin conexión síncrona: 50 Hz±2% (10s, 95% semana); 50 Hz±15% (10s, 100% tiempo)																																																																			
Amplitud	Tensión nominal, $U_n$ : 230 V entre fase y neutro (sistema a 4 hilos) 400 V entre fases (sistema a 3 hilos)	Tensión declarada, $U_c$ : 1 kV ≤ $U_c$ ≤ 35 kV																																																																		
Variaciones de tensión	$U_n$ ±10% (10 min, 95% semana); $U_n$ +10%-15% (10 min, 100% tiempo)	$U_c$ ±10% (10 min, 95% semana)																																																																		
Variaciones rápidas de tensión	5% $U_n$ 10% $U_n$ esporádicamente Parpadeo ( <i>flicker</i> ): Severidad de larga duración, $P_{lt}$ ≤ 1 (2 h, 95% semana)	4% $U_c$ 6% $U_c$ esporádicamente Parpadeo ( <i>flicker</i> ): Severidad de larga duración, $P_{lt}$ ≤ 1 (2 h, 95% semana)																																																																		
Huecos	En un año, desde algunas decenas a un millar, con duración menor de 1 s y profundidad inferior al 60% $U_c$ . <i>Hueco cuando la tensión de alimentación está entre el 90% y el 1% de <math>U_c</math></i>																																																																			
Interrupciones breves	En un año, desde algunas decenas a varias centenas, con duración menor de 1 s en el 70% de los casos. <i>Interrupciones breves cuando la tensión es inferior al 1% de <math>U_c</math> durante menos de 3 min.</i>																																																																			
Interrupciones largas	En un año, desde 10 a 50, según las regiones. <i>Interrupciones breves cuando la tensión es inferior al 1% de <math>U_c</math> durante más de 3 min</i>																																																																			
Sobretensión temporal	1,5 kV.	1,7 $U_c$ (redes con neutro a tierra); 2,0 $U_c$ (redes con neutro aislado o resonante).																																																																		
Sobretensión transitoria	6 kV (valor de cresta). Tiempo de subida desde 1 μs a varios ms.																																																																			
Desequilibrios	$U^-/U^+ ≤ 2%$ (10 min, 95% semana) En caso de líneas parcialmente monofásicas o bifásicas puede llegar al 3%.																																																																			
Armónicos	$THD ≤ 8%$ (10 min, 95% semana) <i>Nota- calculado hasta el armónicos 40</i> $u_h$ : (10 min, 95% semana):																																																																			
	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Armónicos impares</th> <th colspan="2">Armónicos pares</th> </tr> <tr> <th colspan="2">No múltiplos de 3</th> <th colspan="2">Múltiplos de 3</th> <th colspan="2"></th> </tr> <tr> <th>Orden <math>h</math></th> <th>Tensión relativa</th> <th>Orden <math>h</math></th> <th>Tensión relativa</th> <th>Orden <math>h</math></th> <th>Tensión relativa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5</td> <td>6%</td> <td>3</td> <td>5%</td> <td>2</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>5%</td> <td>9</td> <td>1,5%</td> <td>4</td> <td>1%</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>3,5%</td> <td>15</td> <td>0,5%</td> <td>6...24</td> <td>0,5%</td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>3%</td> <td>21</td> <td>0,5%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>17</td> <td>2%</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>19</td> <td>1,5%</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>23</td> <td>1,5%</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>25</td> <td>1,5%</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Armónicos impares				Armónicos pares		No múltiplos de 3		Múltiplos de 3				Orden $h$	Tensión relativa	Orden $h$	Tensión relativa	Orden $h$	Tensión relativa	5	6%	3	5%	2	2%	7	5%	9	1,5%	4	1%	11	3,5%	15	0,5%	6...24	0,5%	13	3%	21	0,5%			17	2%					19	1,5%					23	1,5%					25	1,5%				
Armónicos impares				Armónicos pares																																																																
No múltiplos de 3		Múltiplos de 3																																																																		
Orden $h$	Tensión relativa	Orden $h$	Tensión relativa	Orden $h$	Tensión relativa																																																															
5	6%	3	5%	2	2%																																																															
7	5%	9	1,5%	4	1%																																																															
11	3,5%	15	0,5%	6...24	0,5%																																																															
13	3%	21	0,5%																																																																	
17	2%																																																																			
19	1,5%																																																																			
23	1,5%																																																																			
25	1,5%																																																																			
Interarmónicos	En estudio (3 s, 99% día)																																																																			
Transmisión de señales de información																																																																				
<i>Nota- <math>U_c</math>: Tensión de alimentación declarada (que coincide con la tensión nominal, <math>U_n</math>, salvo si el distribuidor y cliente acuerdan otro valor). En BT siempre <math>U_c = U_n</math>.</i>																																																																				

Tabla 3.5. Resumen de la norma UNE-EN 50160.

Según el artículo 103 del RD 1955/2000 “**la calidad de la atención y relación con el consumidor** se determinará atendiendo a las características del servicio, entre las que se encuentran el conjunto de aspectos referidos al asesoramiento del consumidor en materia de contratación, facturación, cobro, medida de consumos y demás aspectos derivados del contrato suscrito”. El citado Real Decreto obliga a las empresas distribuidoras a elaborar anualmente información detallada de los valores de los aspectos de calidad en atención y relación con los clientes en cada provincia de actuación.

3. **Orden ECO/797/2002**, de 2 de marzo, por el que se regula el procedimiento de medida y control de la calidad de suministro. En esta orden se vuelven a definir los los índices de calidad de continuidad de suministro, TIEPI y NIEPI, las definiciones zonales, contenidas en el RD 1955/2000 y se proponen los criterios y metodología a seguir para la recogida de datos y tratamiento de los datos para la elaboración de estos índices. También se implantan unos descuentos de facturación para los usuarios cuyos valores de los índices de calidad estén por encima de los límites, por lo que se valora económicamente la calidad de suministro y se penaliza a las empresas distribuidoras por la falta de ésta. En esta orden se asocia la calidad individual de cada cliente con la calidad zonal de la zona en la que está ubicado el cliente.

4. La ley del Estado 17/2007 reconoce la competencia autonómica para la supervisión del cumplimiento de las funciones de los gestores de la redes de distribución en su respectivos territorios. La **Ley 18/2008**, de 23 de diciembre de garantía y calidad de suministro eléctrico regula los derechos y obligaciones de las empresas transportistas y distribuidoras que operan en Cataluña en lo referente a calidad en la prestación de servicio. En su artículo 6 se regula el tiempo máximo de restablecimiento del suministro eléctrico en los casos de averías y que se establece que el tiempo máximo para atender las incidencias propias de la red y realizar las actuaciones necesarias para el restablecimiento del noventa por ciento de los suministros interrumpidos en cada incidencia debe ser de dos horas en los municipios de más de veinte mil suministros, de cuatro horas en los municipios de entre dos mil y veinte mil suministros y de seis horas en los municipios de hasta dos mil suministros. También se establece que debe restablecerse el suministro en menos de dos horas a todos los hospitales de la red hospitalaria de utilización pública de Cataluña. Asimismo, se establece la obligación de

disponer de una subestación móvil de auxilio de una potencia nominal de al menos 30 megavoltamperios (MVA) preparada para ser conectada a la red eléctrica en situaciones de contingencia, aparte de otros equipos de emergencia y grupos electrógenos.

En el artículo 7 se obliga a las empresas distribuidoras a la creación de un plan, a actualizar anualmente, de actuación ante incidencias.

El plan debe constar de los siguientes aspectos:

- a) Incidencias previsibles.
- b) Proceso de restablecimiento de servicio: actuaciones del centro de control.
- c) Criterio de prioridad de actuaciones de restablecimiento de servicio.
- d) Los medios humanos necesarios de que puede disponerse en cada subestación.
- e) Medios alternativos de suministro.
- f) La información al departamento competente en materia de energía.
- g) La información a los ayuntamientos y al resto de organismos afectados.
- h) La información a difundir por medios de comunicación.
- i) La información a los clientes.
- j) Los grupos electrógenos disponibles.
- k) Las subestaciones móviles y otros transformadores susceptibles de ser conectados con carácter auxiliar.
- l) Las incidencias que deben comunicarse a los órganos competentes en materia de emergencias y protección civil.

### **3.4 Factores de influencia en los índices de continuidad.**

En general, se puede decir que los índices de continuidad tienen una gran dispersión entre regiones y países. Se ha demostrado [80] que también en redes muy parecidas pueden aparecer valores de índices con diferencias importantes. Se ha determinado factores de influencia y clasificado estos factores de influencia en dos grupos [81]:

- *Factores históricos o heredados.* Estos factores se derivan del diseño actual de la red. Debido al largo periodo de amortización de las redes de distribución, muchas decisiones sobre el diseño de la red se tomaron en el pasado en un marco regulado con diferentes criterios de diseño. Cualquier cambio en el diseño de la red implica unas fuertes inversiones, por ejemplo cambiar la tensión de la red de distribución.

- *Factores intrínsecos o inherentes*. Estos factores son producto de las características demográficas y geográficas de la zona donde se encuentra la red de distribución.

#### *A. Factores históricos*

Los factores históricos se derivan de las características de la red de distribución fruto del diseño y la configuración de la red. El diseño de la red engloba los siguientes factores:

- ✓ Tensión de la red.
- ✓ Trazado de la red.
- ✓ Grado de soterramiento.
- ✓ Interconexiones entre líneas colindantes.
- ✓ Protecciones de la red.
- ✓ Automatización y monitorización de la red.

Los factores históricos que influyen en los índices de continuidad están presentes en decisiones tomadas sobre la red a lo largo de su historia. Aspectos en el diseño de la red que afectan sus índices son por ejemplo criterios tecnológicos en el año de la construcción de las líneas o subestaciones, los factores geográficos, decisiones políticas, decisiones económicas de la empresa etc. Todas estas decisiones que se toman en el pasado pueden llevar a que dos compañías posean redes con distintos niveles tecnológicos con características diferentes y niveles de continuidad de suministro distintos.

#### *B. Factores intrínsecos*

Los factores intrínsecos o inherentes son los que relacionan las diferencias geográficas y demográficas con las diferentes zonas de suministro. De hecho, estos factores son propios de la zona de suministro y la posibilidad de corregirlos es limitada.

Los factores intrínsecos más importantes son los siguientes:

- Descargas atmosféricas.
- Contaminación salina e industrial.
- Factores climáticos.
- Fauna y flora (animales, árboles).
- Densidad de la población.

En la figura 3.6 se muestra las causas de un factor intrínseco, como son las descargas parciales. La línea roja representa la monótona de TIEPI y las azules los rayos caídos en un día.

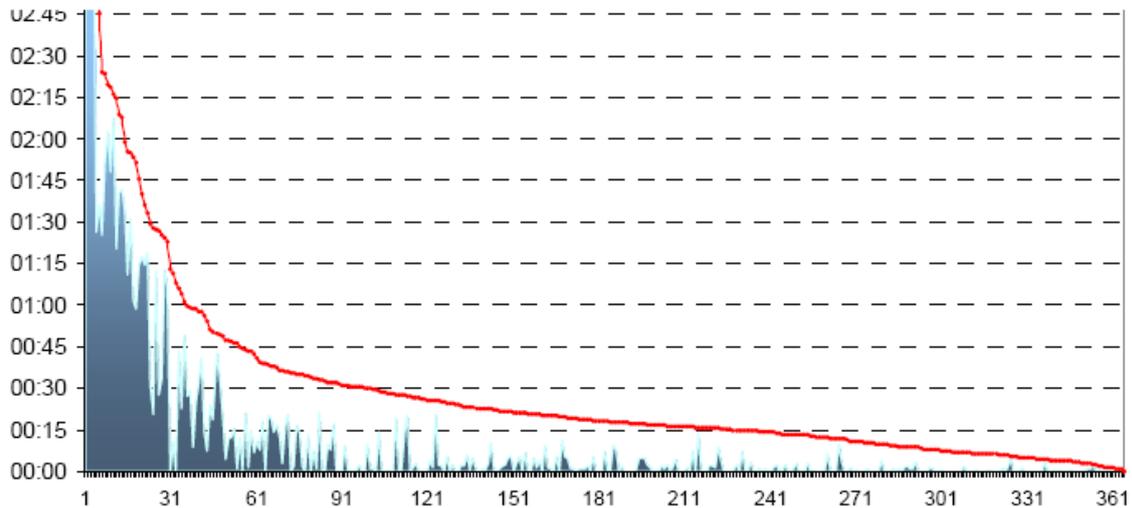


Figura 3.6. Correlación entre el TIEPI y rayos caídos en una comunidad autónoma.

### **3.5 Medidas generales de mejora de los índices de continuidad.**

Las medidas de mejora de los índices de continuidad y por lo tanto de la fiabilidad de las redes eléctricas de distribución se pueden resumir en tres grupos:

- La reducción de la tasa de fallos.
- La reducción del tiempo de interrupción de suministro.
- La reducción de número de clientes afectados.

#### *A. Reducción de la tasa de fallos.*

La reducción de la frecuencia de las interrupciones se puede conseguir a través del aumento de la fiabilidad del sistema y sus componentes. Dichas medidas aumentan la fiabilidad, reduciendo la tasa de fallos y en consecuencia reduciendo todos los índices de continuidad en global (SAIFI, SAIDI, TIEPI etc.) de la zona. Las medidas a tomar en las instalaciones para reducir la tasa de fallos pueden ser las siguientes:

- Mantenimiento preventivo y monitorización.
- Reposición preventiva de componentes que han alcanzado su vida útil.
- Cables aislados o semiaislados en líneas aéreas.
- Recorte de la vegetación cerca y debajo de las líneas aéreas.
- Protecciones contra la invasión de animales en instalaciones.

*B. La reducción del tiempo de interrupción de suministro.*

El tiempo de interrupción representa principalmente el tiempo necesario para reestablecer el suministro en la zona afectada por la falta. Debido a la configuración de la red, la zona afectada por la falta producida se puede aislar de la parte sana, desconectando la sección de la red que englobe esta zona. Es importante realizar el procedimiento adecuado de maniobra que permita aislar la mínima sección afectada lo antes posible. Esta medida no reduce el tiempo de afectación de la sección afectada, pero introduce una mejora sustancial en tiempo para las partes de la red no afectadas directamente por la falta, sobre todo, si la operación de la reposición de la red está automatizada. Además, si la reposición se produce en un tiempo menor de tres minutos, la interrupción experimentada por el cliente no se considera una interrupción de larga duración. Estas medidas afectan principalmente a los índices que dependen del tiempo de interrupción como SAIDI, TIEPI y CAIDI.

Dicha reducción se puede conseguir actuando sobre las siguientes medidas:

- Automatización de las redes.
- Reposición del sistema tras el fallo.
- Sistema de localización de fallos.

*C. La reducción de número de clientes afectados.*

Por último, con la reducción de número de clientes o potencia interrumpida por cada falta se puede conseguir la disminución de todo tipo de índices (SAIFI, SAIDI, TIEPI etc...) de la zona y a través de las siguientes medidas:

- Reconfiguración permanente de la red.
- Más elementos de protección.
- Régimen de puesta a tierra del neutro resonante.

Una forma muy eficiente de mejorar los índices de continuidad es la reducción del número de clientes por cada línea, ya que ante una falta en la línea, la interrupción afecta a un número menor de clientes. Si se combina esta medida con una reducción de la longitud de las líneas se puede conseguir una tasa de fallos menor por línea. Las dos medidas se pueden conseguir al aumentar el número de líneas por subestación y aumentar la densidad de subestaciones de AT/MT en una zona.

## **4 ORGANIZACIÓN DE LA REPOSICIÓN.**

### **4.1 Introducción.**

Desde el punto de vista de la gestión del sistema eléctrico podemos hablar de formas de organizar la reposición de suministro. Éstas son importantes a la hora de enfocar la resolución del problema y en la elección entre las diferentes técnicas que comentaremos en este documento.

Las tres principales formas de organizar la reposición son: Reposición automatizada, reposición asistida por ordenador y reposición cooperativa [41].

### **4.2 Reposición automatizada [43] y [44].**

Los programas de ordenador son los responsables del plan de reposición a desarrollar y su implementación. Se adquieren datos del sistema a través de SCADA y de EMS (Energy Managment System). Cuando el sistema eléctrico está sufriendo alguna perturbación, un programa PSR (Power System Restoration) instalado en el EMS usará los datos adquiridos para desarrollar un plan de restauración. Una vez desarrollado éste, y mandando las señales de control a través del SCADA, el EMS dará de ordenes de apertura y cierre a los seccionadores e interruptores que participen en la reposición (Figura 4.1). El operador del sistema sólo tiene funciones de supervisión.

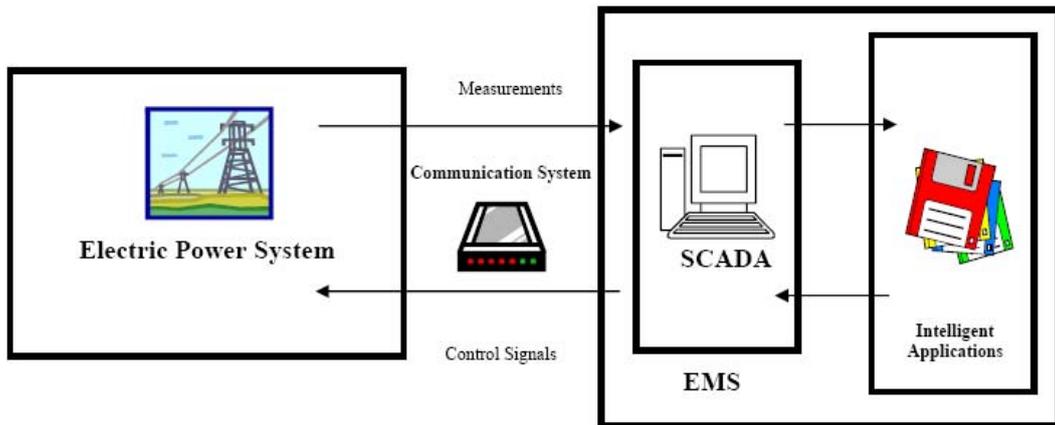


Figura 4.1. Esquema de reposición automatizada.

### 4.3 Reposición asistida por ordenador [45].

El plan de reposición es desarrollado e implementado por el operador del sistema. Cuando se observa una perturbación, gracias a los datos adquiridos por el SCADA/EMS, el operador puede usar alguna técnica de restauración contenida en programa de ordenador para ayudarse en el desarrollo de un plan de restauración. El operador del sistema usará SCADA/EMS transmitir las órdenes de apertura y cierre en los interruptores y seccionadores (Figura 4.2).

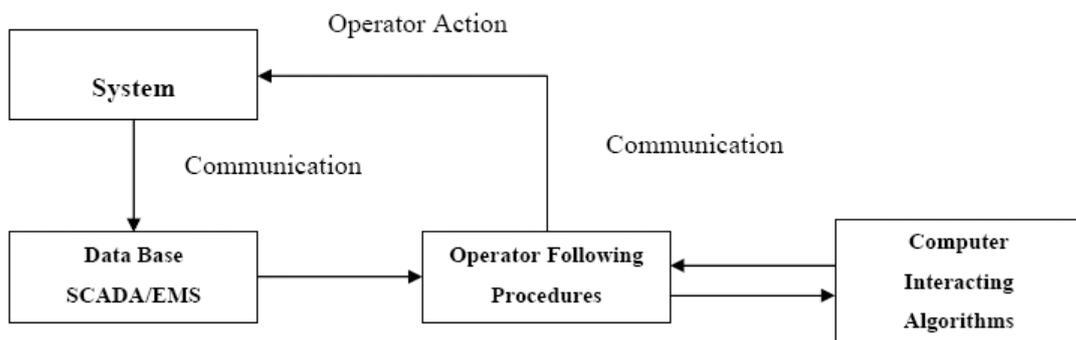


Figura 4.2. Reposición asistida por ordenador.

#### 4.4 Reposición cooperativa [46] y [47].

Un programa instalado en EMS es el encargado de desarrollar un plan de reposición, sin embargo el operador del sistema es el responsable la implementación. Nuevamente el SCADA/EMS nos permite saber si en el sistema existe una perturbación y el EMS desarrollará el plan de restauración del sistema y es el operador del sistema el que controla las señales para apertura y cierre de los interruptores y seccionadores (Figura 4.3).

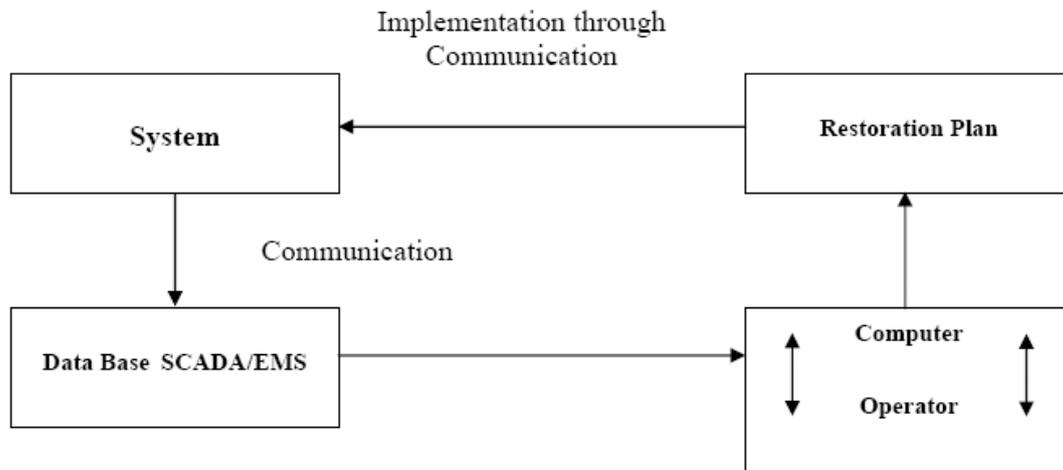


Figura 4.3. Reposición cooperativa.

En la mayoría de instalaciones de potencia se aplica la reposición cooperativa, donde el plan de reposición lo genera el ordenador a partir de una técnica heurística y el operador es el responsable de su ejecución [49].

## **5 CARACTERÍSTICAS DEL PROBLEMA DE REPOSICIÓN DE SUMINISTRO EN DISTRIBUCIÓN.**

Cuando se produce una falta en el sistema de distribución, es necesario en primer lugar, localizarla, luego aislarla para su reparación y por último reponer la zona que se ha quedado sin suministro.

Para la elaboración de un modelo el problema de reposición en distribución de la zona sin suministro, tenemos que tener en cuenta de forma general [73], [22]:

1. El plan de reposición (conjunto de operaciones apertura-cierre a realizar para alimentar las zonas sin suministro) debe encontrar la solución en el menor tiempo posible. En la actualidad cada vez es más importante la calidad de suministro. En España el tiempo de reposición de una falta es usada para el cálculo de la calidad de suministro a través del índice de continuidad de suministro TIEPI y se penaliza económicamente malos valores de éste. Por lo tanto para una compañía minimizar este tiempo es vital.
2. Se tiene que minimizar el número de maniobras. Esta idea está íntimamente relacionada con minimizar el tiempo de maniobra, ya que para redes de distribución que no están completamente automatizadas, cada maniobra tiene asociado un tiempo. También las maniobras disminuyen la vida de los equipos, por lo que minimizar maniobras minimiza el coste de operación de la red.
3. Se tiene que reponer los máximos consumos posibles.
4. La configuración de la red una vez repuesta la zona sin suministro, debe mantenerse lo más parecida posible a la configuración original. Es consecuencia de minimizar maniobras y tiempos y de que la red esté explotada en las mismas condiciones de antes del fallo.
5. La estructura debe ser radial, por las características de explotación de la red de distribución.
6. No debe haber sobrecargas, ya que estas nos llevarían otra vez a la desconexión de parte de la red.

## 5.1 Formulación del problema.

De forma general podemos describir el problema de reposición como un problema combinatorial, multi-objetivo, multi-fase y no lineal [48], [49], [72], podemos formular el problema de la siguiente manera:

**Función objetivo** [49]:

1) Maximizar las cargas repuestas.

$$\max \sum L_k \cdot y_k \quad (5.1)$$

Donde  $L_k$  es la carga del nudo y la variable binaria  $y_k$  ( $y_k=1$  o  $y_k=0$ ), es la decisión de que  $L_k$  sea repuesta.

2) Minimizar el número de maniobras:

$$\min \sum x_k \quad (5.2)$$

Esta variable  $x_k$  representa la operación de maniobra en una rama  $k$ . Cuando vale 1 hay operación y cuando vale 0, no.

Nos podemos encontrar en la literatura otras funciones objetivos como, Índice de equilibrio de carga, LBI (Load Balance Index), [72], que usa la idea de que las cabeceras de los *feeders* de apoyo a la zona donde se produce el fallo, después de conectar la zona repuesta queden con una potencia similar. La función objetivo sería:

$$LBI = \frac{1}{n} \cdot \left( \sum_{i=1}^n \left( \bar{y} - y_i \right)^2 \right)^{1/2} \quad (5.3)$$

Donde  $\bar{y}$  es la media del total del consumo en cabecera de los *feeders*,  $\bar{y}_i$  es la potencia de cada cabecera de *feeder* y  $n$  el número de estos.

También nos podemos encontrar funciones objetivos [75] que combinan (1) y (2) y además les ponen diferentes pesos  $\alpha$  y  $\beta$ , e incluso incluyen un coste  $C_k$  a la maniobra de apertura-cierre. La suma de las ecuaciones (1) y (2), la primera con el signo cambiado debido al cambio de objetivo, de maximizar a minimizar.

$$\min\left(\alpha \sum L_k \cdot y_k - \beta \sum C_k \cdot x_k\right) \quad (5.4)$$

Otra función objetivo utilizada [76] es:

$$\min(\alpha \cdot NSS_i + \beta \cdot TL_i) \quad (5.5)$$

Tenemos en esta fórmula los pesos  $\alpha$  y  $\beta$ , que acompañan a  $NSS_i$  (Number of Switching at Restoration) número de maniobras y a  $TL_i$  (Technical Loss) que son las pérdidas de los equipos.

Estas funciones objetivos sujetas a restricciones del problema clásicas de cualquier reparto de carga son [49], [75], [76]:

1) Los flujos de potencia de las ramas estén dentro de los límites.

$$\sum P_e \cdot x_e \leq G_q \quad (5.6)$$

Donde  $P_e$  es el flujo de potencia de la rama  $e$ ,  $x_e$  es la variable de decisión si esta conectado o no y  $G_q$  es límite de potencia de esta rama.

2) Se cumplan los balances de potencia activa y reactiva.

$$P_G - P_D - P_L = 0 \quad (5.7)$$

$$Q_G - Q_D - Q_L = 0 \quad (5.8)$$

3) Restricciones de tensión. Las tensiones en los nudos dentro de los límites.

$$V^{\min} \leq V_n \leq V^{\max} \quad (5.9)$$

## **6 MÉTODOS DE RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE REPOSICIÓN DE SUMINISTRO EN DISTRIBUCIÓN.**

Existen varias clasificaciones parecidas de métodos para resolver el problema de reposición de suministro del sistema eléctrico. En la bibliografía en la que se ha trabajado, prácticamente cada autor que propone una nueva técnica realiza una clasificación de métodos e incluye su método en ésta. De una forma general se pueden realizar la siguiente clasificación [57]:

- A. métodos basados en el conocimiento.
- B. métodos de programación matemática.

De una forma más detallada es muy interesante la clasificación realizada en [71]:

A) Métodos basados en el conocimiento del sistema:

Los métodos basados en el conocimiento del sistema eran utilizados en los primeros tiempos de la explotación de la energía eléctrica cuando no existían ordenadores o no tenían la suficiente potencia para resolver el problema de reposición en un tiempo razonable. Eran y son utilizados por las compañías de distribución para elaborar planes de reposición. Básicamente comprenden reglas creadas a partir de la experiencia del operador del sistema [60]-[66]. Se puede ver como un árbol de decisión en el que la salida es 1 cuando se realiza la acción y es 0 cuando no. En este marco se encuentran las

redes de Petri [67], [68] y [69], como herramienta para encontrar las secuencias de acciones para la restauración del sistema. La desventajas de estos métodos, es que la solución suele estar muy lejos del óptimo.

De una manera más profunda los métodos basados en el conocimiento del sistema pueden ser divididos en 3 grupos según [78]. Metodología de asistencia al operador, metodología de nivel de reposición y metodología del desarrollo del sistema. La metodología de asistencia al operador, relacionadas con el desarrollo de planes de reposición o ayudas a la decisión de los operadores. La metodología de nivel de reposición incluye las tecnologías apropiadas para los planes de reposición. La metodología de desarrollo del sistema provee el camino para construir las técnicas basadas en el conocimiento para la reposición del sistema.

#### B) Métodos heurísticos:

Los métodos heurísticos son reglas intuitivas donde los conocimientos y la experiencia de los expertos son trasladados a una lógica de programación. La desventaja de estos métodos es que los algoritmos suelen ser complejos [22] y [73].

#### C) Métodos programación matemática.

Son métodos en los que cada rama apta de ser abierta o cerrada es una variable binaria 0 o 1, y se plantean los diferentes escenarios sujetos a restricciones propias de la red, como el balance de potencia activa y reactiva, los límites de tensiones e intensidades por las ramas y límites de tensión. La solución o soluciones óptimas son obtenidas a partir de una o varias funciones objetivos. La principal desventaja es que el tiempo de computación que se necesita para resolver el problema crece exponencialmente con el tamaño de la red, hay  $2^n$  escenarios, siendo la variable  $n$  el número de variables binarias, rama conectada-desconectada [71]. En muchos casos en la generación de escenarios se utilizan métodos heurísticos para disminuir su número [57].

#### D) Técnicas inteligentes.

Entre estos métodos destacan los basados en el algoritmo colonia de hormigas [49], [58], [60], [61], lógica dispersa [50], [53], algoritmo de búsqueda tabú [48], [55], [58], minería de datos [51], recocido simulado [48], [54] y redes neuronales (ANN) [52] y [70]. Estos métodos que son usados para resolver problemas combinatoriales, necesitan más investigación para reducir los tiempos y que sean aplicables al problema de reposición en distribución.

## **6.1 Métodos basados en el conocimiento del sistema.**

Los métodos basados en el conocimiento [23] consisten en un conjunto de reglas desarrolladas para ayudar al operador del sistema para gestionar el sistema eléctrico cuando se encuentra en estado de reposición. Estas reglas se plasman en los planes de reposición.

Las características generales de los métodos basados en el conocimiento deben ser [78]:

1. Uso natural de razonamiento utilizando el conocimiento que experimentaron operadores.
2. Diagnosticar, planificar, asesorar y explicar su línea de razonamiento.
3. Proporcionar un alto rendimiento en la restauración del sistema eléctrico.
4. Ampliar continuamente la absorción de nuevos conocimientos tan pronto como se conocen.
5. Ayudar a los operadores sometidos a estrés, y hacerlo más fiable, especialmente en aquellas situaciones en las que ocurren con poca frecuencia.

Más concretamente [77] desarrolla las partes en las que debe constar un método basado en el conocimiento:

- 1) Reconocimiento de la configuración del sistema en cuanto la falta ocurre.
- 2) Buscar la configuración del sistema repuesto con las siguientes características:
  - Que sea más parecido a la configuración inicial con las mínimas maniobras posibles.
  - Cuando existan diversas configuraciones dar prioridad a la que menos apoyos tenga.

- Seleccionar de entre los apoyos los de niveles de tensión más alto.
  - Dar prioridad a las configuraciones con la mínima distancia eléctrica (menor impedancia) para minimizar la variación de tensiones.
  - Dar prioridad a la configuración cuyas instalaciones tengan la mayor capacidad.
- 3) Conexión planificada. Teniendo en cuenta, en el caso de que haya generadores y cargas el balance de potencia en todo momento.
  - 4) Tomar medidas para evitar las sobrecargas.
  - 5) Con todo esto se elabora un plan de reposición detallado.

Hay que destacar [79] en el que se crea todo un modelo de 16 reglas para reponer un sistema y [78] donde se comparan los métodos numéricos y los métodos basados en el conocimiento con las siguientes conclusiones:

- Los métodos basados en el conocimiento pueden alcanzar soluciones óptimas en muchos de los casos propuestos y que en los casos más complejos alcanzan soluciones factibles en mucho menos tiempo.
- Se recomienda buscar soluciones intermedias entre métodos, integrando los métodos basados en el conocimiento con los numéricos.

## **6.2 Métodos heurísticos.**

Los métodos heurísticos de reposición suelen estar aplicados sobre redes concretas que son ampliamente conocidas por los expertos que desarrollan el algoritmo de reposición. La principal desventaja de estos métodos es que la solución no suele ser el óptimo. Cabe destacar como ejemplo de método heurístico el desarrollado en [73]. En este artículo se nos presenta la red COPEL (Companhía Paraenense de Energia Electrica) de Brasil sobre la que trabajan los autores.

Esta red es representada con el grafo  $G(X,A)$ , donde  $X$  es el conjunto de nudos entre elementos de maniobra y  $A$  es el conjunto de ramas aptas para maniobras que unen los diferentes bloque de nudos  $X$ . Los elementos de maniobra asociados a  $A$ , son o normalmente cerrados (NC) o normalmente abiertos (NO). Cada bloque  $X$  tiene asociado un valor en kVA que representa sus consumos. Así podemos calcular los

consumos de un *feeder* y la potencia reserva del *feeder*. En este algoritmo cada vez que realizamos una maniobra, se calcula la función objetivo de la fórmula 5.4. La mejor solución es la que minimiza este valor.

Los pasos del algoritmo son los siguientes:

1. Identificar el bloque donde se produce la falta.
2. Abrir todos los interruptores a los que este bloque esta conectado para aislarlo. Por cada maniobra de apertura aparece un conjunto de bloque, sub-árbol, que hay reponer salvo cuando esos bloques están unidos a un nudo cabecera.
3. Crear una lista con los bloques que todavía están alimentados y otra con los que no están.
4. Comprobar si hay una posibilidad de conectar un bloque con suministro a un bloque sin suministro.
  - (a). Si no hay pasamos al punto 5.
  - (b). Si se puede, cerramos este interruptor y el sub-árbol pasa a la lista de bloques con suministro. Si hay mas sub-árboles que reponer volvemos al punto 4.
5. Por cada sub-árbol a reponer realizamos lo siguiente:
  - (a). Creamos una lista de maniobras que conectan el sub-árbol a un *feeder* adyacente. A esta lista la llamamos S.
  - (b). Calculamos la potencia demandada por cada sub-árbol.
  - (c). Por cada maniobra en S, cerramos de una maniobra y determinamos el máximo número de bloques del sub-árbol que puede alimentar la maniobra. Puede ser o no que se alimente todo el sub-árbol. Para cada maniobra calculamos la función objetivo.
  - (d) Si hay una maniobra que alimente a todo un sub-árbol. Pasamos al punto 5.i. Si hay más de una, la mejor es la de menor valor de la función objetivo.
  - (e) Si no alimentamos un sub-árbol entero, por cada par de maniobras en S, realizamos lo siguiente:
    - (i) Cerramos ambos interruptores.
    - (ii) Ahora la red es no radial por lo que tenemos que realizar una apertura.
    - (iii) Por cada maniobra determinamos el máximo de área que puede ser repuesta y realizar una maniobra de apertura.
  - (f) Si encontramos una solución, pasamos al punto (h)

- (g) Si no, realizamos lo mismo que en (d) pero con 3 maniobras a los *feeders* adyacentes. Ahora hay que realizar 2 maniobras de apertura.
- (h) Presentamos la lista de soluciones al operador.
6. Después de que todos los sub-árboles sean repuestos el algoritmo acaba.

### 6.3 Programación matemática.

Normalmente los métodos de programación matemática se mezclan con reglas heurísticas para disminuir el número de problemas a resolver.

Un ejemplo claro de esto es [72] donde se plantea un método de programación matemática en el cual las variables de decisión son la apertura o cierre de los interruptores de la red, tanto de la red con suministro como de la red a reponer.

Se plantea un árbol de decisión con todas las  $2^m$  posibilidades del problema, siendo  $m$  el número de elementos de maniobra, pero de una manera heurística se disminuye el tamaño de este árbol a estudiar.

El autor propone para la disminución de escenarios una búsqueda en profundidad y luego una vuelta atrás aunque asume que se pueden usar otros métodos para la disminución de escenarios.

La función objetivo es que la potencia suministrada por los *feeders* después de reponer la carga quede lo más equilibrada posible. Para ello usa un índice de equilibrio de carga (**LBI**) definido como sigue:

$$LBI = \frac{1}{n} \cdot \left( \sum_{i=1}^n \left( \bar{y} - y_i \right)^2 \right)^{1/2}$$

Donde  $\bar{y}$  es la media del total del consumo en cabecera de los *feeders*,  $y_i$  es la potencia de cada cabecera de *feeder* y  $n$  el número de *feeder*.

Este artículo resulta muy interesante porque ilustra con un ejemplo y se puede seguir paso a paso el funcionamiento de un método matemático para resolver la reposición de suministro en una red.

La red de ejemplo (figura 6.1) en su estado normal es la siguiente con 3 *feeders* (FD A, FD B y FD C) los interruptores 9,5 y 10 están cerrados, los seccionadores 1, 6 y 4 están cerrados y 2 y 3 están abiertos el estado inicial de las 10 variables sería  $x=(1, 0, 0, 1, 1, 1, 0, 0, 1, 1)$ .

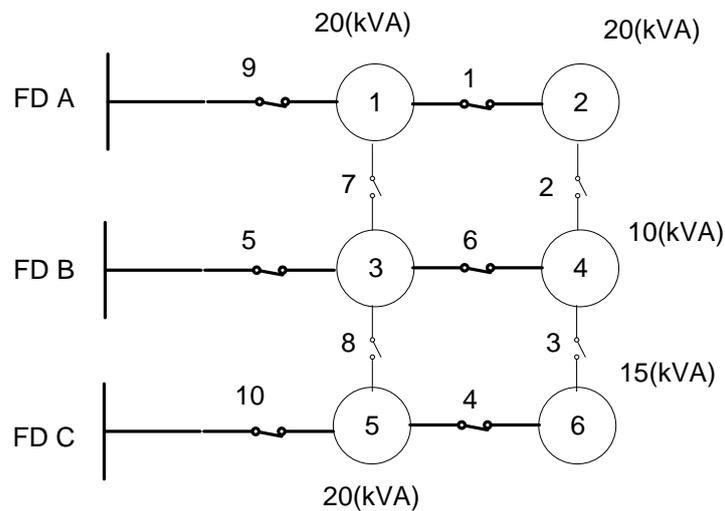


Figura 6.1. Red de 6 nudos.

Cuando ocurre una falta en 3, se abre el interruptor 5 y el seccionador 6 por lo que la variables de estado después del fallo son,  $x=(1, 0, 0, 1, \mathbf{0}, \mathbf{0}, 0, 0, 1, 1)$ . La zona 4 no tiene suministro, por lo que queremos realizar las maniobras necesarias por la reposición.

Los seccionadores 7 y 8 los consideramos abiertos para aislar el fallo. Consideramos los interruptores 9 y 10 cerrados ya que protegen a las dos líneas. Para la reconfiguración por lo tanto el siguiente vector de estado  $x=(x_1, x_2, x_3, x_4, 0, 0, 0, 0, 1, 1)$ .

Si además incluimos restricciones de máximo de potencia de los *feeders* A, B y C por ejemplo (50, 30 y 45 kVA) respectivamente y que la red debe ser radial, el árbol de decisión es el siguiente:

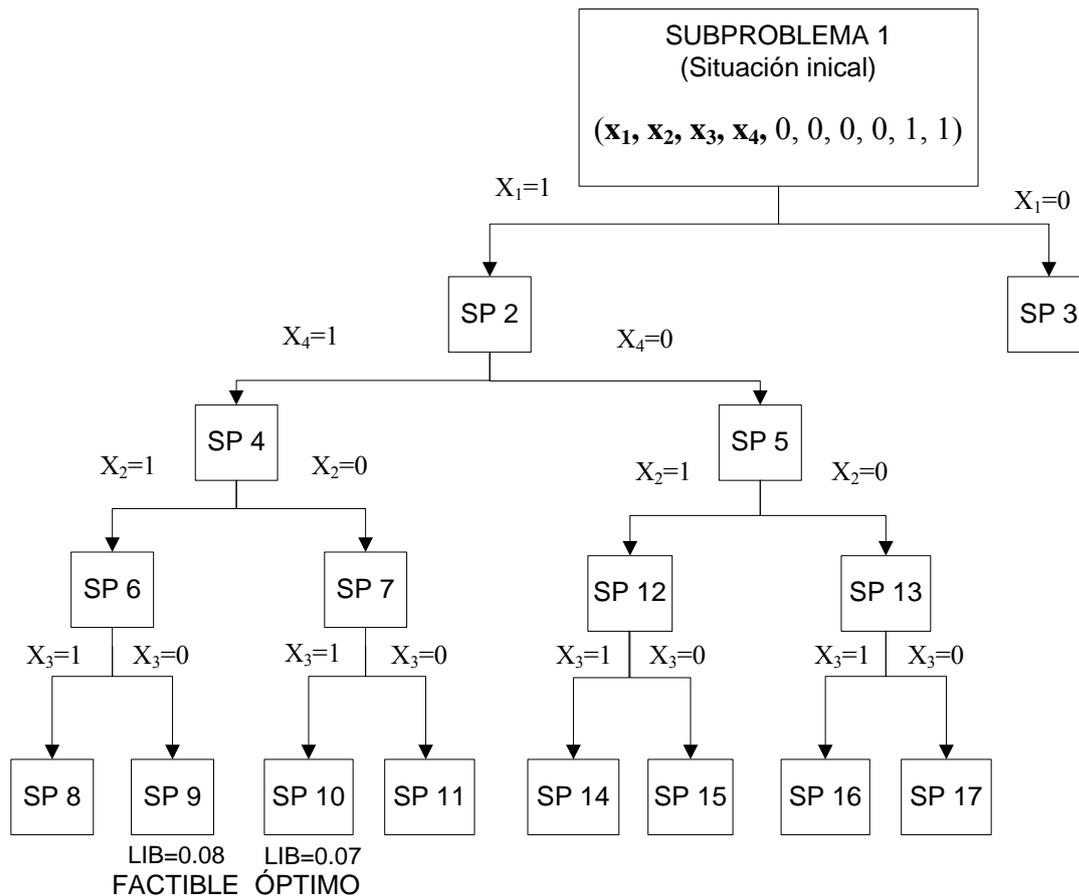


Figura 6.2. Árbol de decisión.

Aquí se observa que para un caso sencillo con cuatro interruptores hay que resolver varios problemas y sus funciones objetivos, con lo que para redes de distribución de tamaño medio, el tiempo de ejecución es alto y la configuración final de la red puede ser muy distinta a la configuración inicial. El número de maniobras es alto y los tiempos de reposición en una red no automatizada son inadmisibles.

Siguiendo con los métodos programación matemática es interesante la inclusión en la función objetivo de un coste asociado a la maniobra de reposición [75]. Estos costes pueden ser cuantificados de forma constante en función de la experiencia del operador o de forma empírica, tal como se hace en [76]. Con estos costes conseguimos que la configuración final de la red sea lo más parecida posible a la configuración inicial y por lo tanto el número de maniobras sea menor.

Una evolución en la reposición es dividir el problema en 2 fases [76], una primera fase que reconfigure la red con suministro de tal forma que la potencia disponible en los apoyos y una segunda fase que reconfigure la red sin suministro para que la potencia incluida en la reposición sea máxima.

En ambas fases se usa el concepto de coste de la maniobra para que la configuración de la red solución sea lo más parecida posible a la red inicial en reposición incluido en la función objetivo cuantificándolo con los siguientes criterios:

- En una zona con suministro el coste decrece conforme nos alejamos del nudo cabecera.
- Los costes serán mayores en las maniobras que unan a diferentes zonas con suministro.
- Los menores costos estarán entre las ramas que unen las zonas con suministro y las zonas sin suministro.
- En las zonas sin suministro. Los costes se incrementan a medida que nos alejamos de las ramas anteriores.

## **6.4 Técnicas inteligentes.**

Para resolver el problema de reposición de suministro se aplican todas las técnicas inteligentes conocidas, también llamadas algoritmos heurísticos modernos. Hay una considerable cantidad de artículos resolviendo con variantes de cada técnica o combinando varias de ellas. La principal desventaja es el tiempo de ejecución del algoritmo. Cabe destacar [48], donde se comparan los resultados en tiempo de ejecución y optimalidad del resultado entre, algoritmo genético, recocido simulado paralelo, búsqueda tabú y búsqueda tabú reactiva. Las conclusiones son que la búsqueda tabú reactiva es la que ofrece resultados de mayor calidad y es la más rápida de todos los métodos comparados.

# 7 DESARROLLO DE UN NUEVO ALGORITMO HEURÍSTICO DE REPOSICIÓN EN DISTRIBUCIÓN.

## 7.1 Introducción.

En el contexto del proyecto de Excelencia de la Junta de Andalucía '*Desarrollo de nuevos sistemas y dispositivos para la mejora de suministro eléctrico*' se quiere desarrollar un **algoritmo de reposición**.

Las compañías distribuidoras ya tienen sus planes de reposición y lo que se quiere es desarrollar una herramienta informática que asista al operador de la red de distribución a tomar sus decisiones.

El objetivo principal de esta herramienta es la elaboración del conjunto de maniobras apertura-cierre de la red de distribución para que después de un fallo, toda o la mayoría de la zona afectada recupere el suministro con las mínimas maniobras en el mínimo tiempo.

Tantos los métodos de programación matemática como las técnicas inteligentes, que introducen la reconfiguración de la zona con suministro para alcanzar el óptimo, tienen como principal desventaja la cantidad de escenarios a resolver y el tiempo computacional que esto implica, por lo que para resolver el problema en tiempo real se ha decidido desarrollar un algoritmo heurístico de reposición, elabore la secuencia mínimas de maniobras a realizar por el operador del sistema para reponer la máxima cantidad de potencia posible.

## 7.2 Hipótesis del algoritmo.

Al ser un algoritmo específico para la red de distribución, se asumen como hipótesis las características de estas redes y otras necesarias, siendo las más importantes:

- Radialidad. La red tanto antes como después de la falta será explotada radialmente.
- Se supone que las potencias consumidas después del fallo son las mismas que justo antes del fallo.

- No se reconfigura la zona con suministro, con el objetivo de minimizar maniobras.

### 7.3 Esquema general de nuestro algoritmo de reposición.

1. Necesitamos todos los datos necesarios de la red de distribución a estudiar para el desarrollo del algoritmo, que deben ser proporcionados por la compañía propietaria de la red a estudiar. Podemos destacar los datos relativos:

- Estado y disposición de los interruptores.
- Nudos con suministro después del fallo y nudos a reponer.
- Consumos en los nudos después del fallo y prioridad del consumo.
- Potencia máxima admisible de las líneas y transformadores.
- Parámetros de la red.

2. Identificamos los nudos con suministro después del fallo y los nudos a reponer.

La zona que no se ha visto afectada por el fallo y con tensión es lo que llamamos **zona con suministro**.

Los nudos a reponer se agrupan en **bolsas a reponer**. Una bolsa a reponer es un conjunto de nudos conexos que no tienen suministro como consecuencia de un fallo y al conectar uno de ellos queda toda la bolsa alimentada. A las bolsas de la asignan 2 atributos:

**Prioridad.** Como un número suma de todos los consumos con prioridad que hay en la bolsa. Esta prioridad es un atributo del consumo en los nudos que algunas compañías de distribución usan para señalar a los clientes más importantes socialmente, como puede ser un centro de salud o un órgano de gobierno, o tienen considerada esta preferencia por contrato. Tomará el valor 0 para consumidores ordinarios y valor 1 para singulares.

**Potencia demandada.** Como la potencia que demanda toda la bolsa a reponer y que es necesaria alimentar para que se vuelva al estado original.

3. A cada bolsa a reponer le buscamos las líneas que en el caso inicial no estaban conectadas, que topológicamente unen estas bolsas a la zona con suministro. Los nudos

de la zona con suministro por los que conectamos las bolsas, los llamamos **apoyos**. Los puntos de la bolsa a reponer que conectan a los apoyos, los llamaremos **puntos de conexión**.

Los apoyos poseen un atributo que llamamos **potencia de reserva del apoyo**. Ésta potencia de reserva es la máxima potencia que puede dar un apoyo sin que se superen los límites de potencia de la red que lo alimenta, es decir, sin que se sature ningún elemento de la zona con suministro. La potencia que satura un elemento es el valor absoluto de la diferencia de la potencia aparente máxima permisible del elemento y la potencia aparente que circula por él en el instante antes del fallo  $S_{Satura} = |S_{maxima} - S_{elemento}|$ . La potencia de reserva es el mínimo de las potencias que saturan los equipos, en el camino desde el punto de apoyo hasta el nudo cabecera del *feeder* que lo alimenta. Figura 7.1.

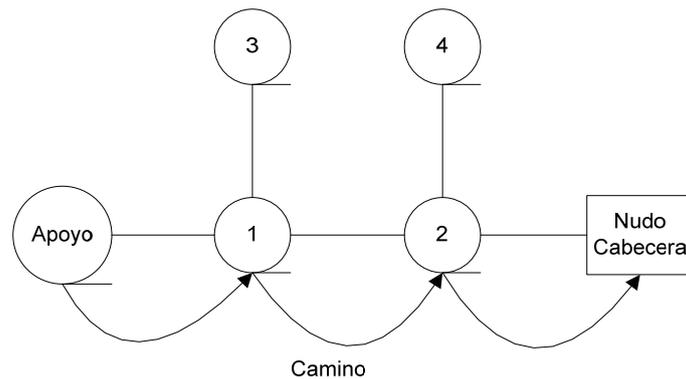


Figura 7.1. Camino entre el apoyo y el nudo cabecera.

4. Calculamos con **un reparto de cargas**, el estado del sistema, las tensiones complejas, con las potencias reales demandadas en el instante justo antes del fallo. Este reparto de carga nos sirve para calcular la potencia de reserva de cada apoyo.

La razón de hacer esto, suponiendo que los consumos son los mismos después del fallo a antes del fallo, es que una vez repuesta la bolsa a reponer no se viole ninguna restricción de saturación de ninguna línea y por lo tanto que no salte ninguna protección de sobrecarga y volver a un estado de reposición.

5. Tenemos las diferentes bolsas a reponer y con sus apoyos y su potencia de reserva. Para una bolsa a reponer una vez encontrados los nudos de apoyo y sus respectivas potencia de reserva, tenemos que elegir entre ellos a los más aptos para maximizar la potencia disponible para la reposición. A esto lo hemos llamado filtrado de los nudos de apoyo ya que se puede dar la siguiente casuística:

1. Bolsa que dispone de 2 nudos de apoyo por el mismo nudo (figura 7.2). En este caso para mantener la radialidad de explotación solo podemos conectar uno de los nudos de apoyos. Se conectará el de mayor potencia de reserva.

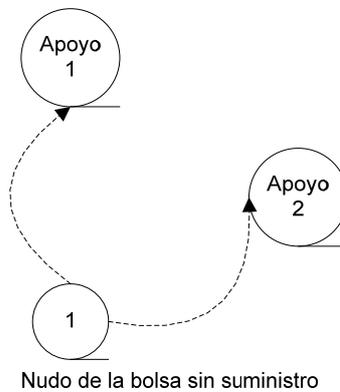


Figura 7.2. Dos apoyos en un mismo nudo.

2. Existen 2 nudos de apoyo que pertenecen a un mismo *feeder* (figura 7.3), para maximizar la potencia de apoyo tenemos que conectar uno de los nudos que será el de mayor potencia de reserva, que coincide con el nudo más aguas arriba de los dos dentro del *feeder*, en el ejemplo de la figura 7.3 sería el apoyo 2.

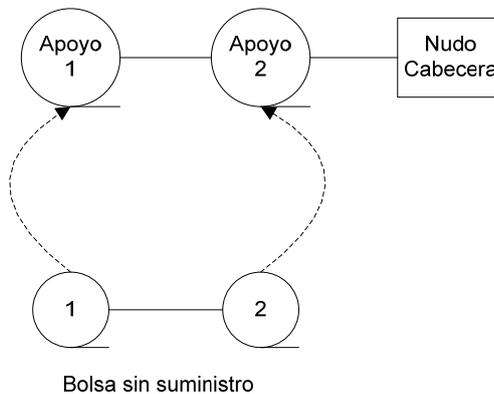


Figura 7.3. Dos apoyos desde un mismo *feeder*.

6. Tal como hemos planteado el problema nos encontramos en una situación en la que hay **n bolsas a reponer**, cada una de la bolsa con sus parámetros de prioridad y potencia y un número **m de apoyos** asociados con su potencia de reserva.

El objetivo global del problema es reponer la mayor cantidad de bolsas en el menor tiempo posible. Ésto lleva intrínsecamente relacionado en un sistema de distribución no automatizado, en el que las maniobras se realizan por brigadas que tienen que desplazarse y accionar dispositivos mecánicos, **minimizar maniobras**. Relacionado con el número de maniobras hay también factores como son la vida de los aparatos de maniobra que también justifican que la función objetivo principal del problema sea la minimización de maniobras. La segunda función objetivo es maximizar la potencia que reponemos con el mínimo de maniobras. Una tercera función objetivo por motivos de explotación de la red de distribución es lo que hemos llamado prioridad.

Pueden existir 3 casos en relación a la potencia demandada de una bolsa a reponer y a la potencia de reserva de un apoyo:

- a) Que una bolsa no tenga apoyos. No se puede reponer. Damos como salida los nudos que no se pueden reponer.
- b) Que exista un apoyo cuya potencia de apoyo sea mayor que la potencia demandada por la bolsa. Esta bolsa se repone con una maniobra de cierre de la línea que la conecta a este nudo de apoyo.  
Si existe más de un apoyo que puede apoyar la bolsa, lo hacemos por el de mayor potencia de reserva. Damos como salida la maniobra de cierre, la potencia repuesta y los nudos repuestos.
- c) Que la potencia de la bolsa a reponer es mayor que la potencia de reserva del apoyo. Si conectamos esta bolsa a reponer, y suponiendo que el consumo después del fallo es igual al que va a haber después de fallo, habría sobrecarga después de reponer con lo que se podría actuar de alguna protección de sobrecarga.

Asumimos que la bolsa a reponer que no podemos reponer porque habría sobrecarga, la podemos dividir con una o más maniobras de apertura en varias sub-bolsas, éstas si pueden ser aptas para ser apoyadas de los apoyos sin

sobrecargar la zona con suministro. El proceso de división queda esbozado en el punto 7.4.5.

Si hay más de una bolsa a reponer, se ordenan de mayor a menor prioridad y de mayor a menor potencia. En la salida primero aparecen las bolsas que se reponen de una sola maniobra de cierre y luego en las que hay que realizar más de una maniobra, es decir hay que dividir las para su reposición.

7. Una vez resuelto el problema damos como salida las operaciones de apertura/cierre, los nudos repuestos/no repuestos, la potencia que reponemos en un fichero txt.

## **7.4 Estructura modulada de la programación del algoritmo de reposición y ejemplos.**

El algoritmo descrito anteriormente se ha programado en **MATLAB**. En este capítulo se muestran los principales módulos en los que se ha estructurado dicha programación:

1. Módulo de lectura de datos.
2. Módulo procesador topológico.
3. Módulo identificación de apoyos.
4. Módulo minimización de apoyos.
5. Módulo crecimiento.
6. Módulo de datos de salida.

### **7.4.1 Módulo de lectura de datos:**

El archivo `entradampliada.raw` es un archivo con las características de la versión 29 de programa PSS ampliamente utilizado para representación de redes eléctricas y además ampliado con datos de la red de distribución necesarios para el desarrollo del algoritmo de reposición propuesto. También se necesita un fichero auxiliar. Los datos del raw ampliado y del fichero auxiliar se incluyen en el anexo 1.

Se lee de la siguiente manera:

1. El archivo se extrae en una matriz de caracteres.
2. La matriz de caracteres es dividida en los bloques naturales de un archivo.raw:

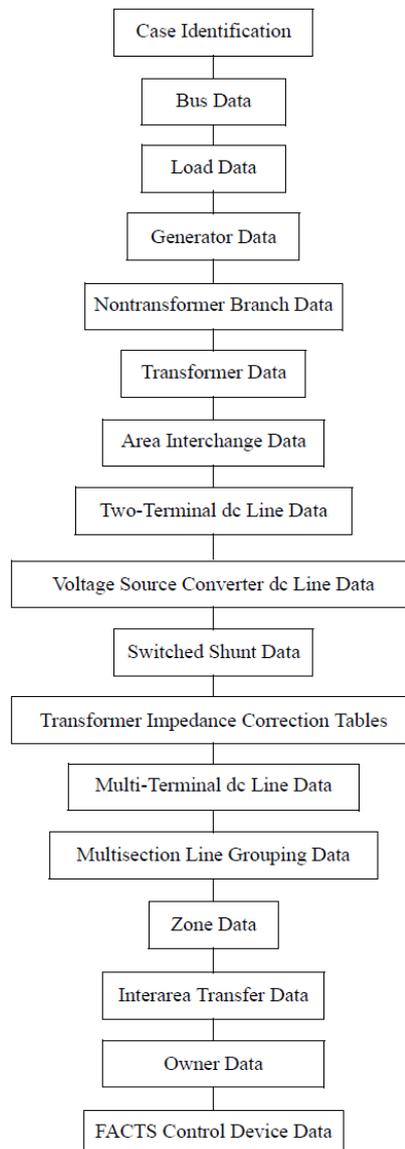


Figura 7.4. Bloques en los que se divide un archivo.raw.

De estos bloques y gracias a la posición específica de los datos dentro de cada uno, extraemos toda la información necesaria para el reparto de cargas y el desarrollo del algoritmo de reposición.

Como datos más destacables en relación a los nudos tenemos:

- ✓ El tipo de nudo que nos indica si el nudo está conectado, no conectado o es cabecera de un *feeder*
- ✓ Las coordenadas X e Y.

Para las ramas:

- ✓ Parámetros eléctricos
- ✓ Matriz llamada SEC, con la posición y el estado de los elementos de maniobras en éstas. También es necesario almacenar las potencias activas y reactivas demandadas en la hora del fallo.

También se leen los datos contenidos en el fichero auxiliar, con datos no asociados a la red, a destacar:

- ✓ Posición inicial de la brigada.
- ✓ Coeficiente de tensión aceptable durante la reposición.

#### 7.4.2 Módulo procesador topológico.

Para nuestro problema, necesitamos saber los nudos que no tienen suministro y la topología de explotación de la red en el momento del fallo. A partir de los datos de entrada, construimos las matrices:

- ✓ **Dfallo**, matriz contiene la conectividad de todos los nudos en el momento después del fallo.
- ✓ **Red**, matriz formada por todas ramas de la red, estén conectadas o no.
- ✓ **A**, matriz con los nudos con suministro. Tiene tantas filas como *feeders* hay en el problema y en cada fila aparecen los nudos conectados a las cabeceras de estos *feeders*. La cabecera de los federes, vendrán con la marca de slack en el archivo.raw.
- ✓ **B**, matriz que contiene los nudos sin suministro a reponer. Las filas son el número de bolsas diferentes sin suministro.

- ✓ **Mcon**, matriz con la conectividad de los nudos con suministro.
- ✓ **Msin**, matriz con la conectividad de los nudos sin suministro.
- ✓ **Pdemanudo**, potencia demandada por cada nudo.

### 7.4.3 Módulo identificación de apoyos.

Una vez halladas las bolsas a reponer, buscamos los nudos de la zona con suministro aptos para apoyarlas.

1. Tenemos definidas las bolsas a reponer, matriz **B**.
2. Para cada bolsa a reponer obtenemos los nudos de la zona con suministro por los cuales podemos apoyar a dichas bolsas.
3. Los apoyos los obtenemos mirando en la matriz **Red** las ramas con seccionadores que unen las Bolsas a reponer (**B**) con las zonas con suministro (**A**) y los guardamos en la matriz **P**.
4. Calculamos la potencia de reserva apoyo disponible en cada apoyo.
5. Para más de un apoyo por *feeder* para una misma bolsa, nos quedamos con el apoyo con mayor potencia de apoyo, es decir, con el apoyo aguas arriba.

### 7.4.4 Módulo minimización de apoyos.

Cuando un apoyo sólo no puede reponer toda una bolsa. Hay que intentar conectar los menos apoyos posibles, ya que cada apoyo tiene relacionado 2 maniobras, una maniobra de división de la bolsa y la maniobra de conexión del apoyo a la sub-bolsa resultante. Para minimizar los apoyos realizamos lo siguiente:

1. Para una bolsa a reponer, ordenamos los apoyos de mayor a menor potencia de apoyo.
2. Calculamos la potencia total demandada por la bolsa.
3. Introducimos un número de apoyos tal que la potencia de ellos sea mayor que la de la bolsa.
4. Si no se repone toda la bolsa aumentamos el número de apoyos.

5. Si el número de apoyos que cubre toda la potencia de una bolsa a reponer es 1, hace falta una maniobra de cierre, del elemento de maniobra que hay en la rama comprendida entre el apoyo (perteneciente a la zona con suministro) y el nudo a conectar de la bolsa. Pasamos al módulo datos de salida.
6. Si el número de apoyos necesarios es mayor que 1, o es 1 pero no se puede reponer toda la bolsa pasamos al módulo maniobras de apertura, ya que la bolsa a reponer debe ser dividida para la reposición.

Ya conociendo el número de apoyos necesarios para la reposición de las bolsas, para nuestro algoritmo la casuística es la siguiente:

- ✓ Hay 1 apoyo que no es capaz de reponer toda la bolsa. La maniobra división de la bolsa se localiza según el módulo crecimiento, fase 1.
- ✓ Hay 2 apoyos. Para cada uno de los dos apoyos se trata con el módulo crecimiento, fase 1. Pasamos a datos de salida.
- ✓ Hay más de 2 apoyos aplicamos módulo crecimiento, fase 2. El problema en el último paso queda reducido al problema con 2 apoyos.

#### **7.4.5 Módulo crecimiento.**

Para este módulo los nudos se agrupan en **bloques** que quedan entre elementos de maniobra de la bolsa a reponer.

A partir de un apoyo queremos conectar el máximo de potencia posible, así que la división entre la **sub-bolsa apoyable** (conjunto de bloques) que vamos a conectar al apoyo y la que se queda sin suministro (**sub-bolsa a reponer**) tiene que ser 'inteligente'. El método para delimitar la zona que conectamos al apoyo es un 'crecimiento a lo ancho inteligente', y se describe a continuación:

1. Inicializamos con el **bloque** que podemos conectar al punto de apoyo.
2. Comprobamos que la potencia disponible del apoyo es mayor que la del bloque. Este bloque entra a formar parte de la sub-bolsa apoyable.
3. Potencia del apoyo disponible pasa a ser la inicial menos la del bloque.

4. Vemos la sub-bolsas en las que quedaría dividida la bolsa a reponer si abriésemos los elementos maniobra límites de este bloque.
5. A estas sub-bolsas les asignamos los siguientes atributos.
  - ✓ Potencia. (Potencia total de la sub-bolsa).
  - ✓ Apoyos. (Si la sub-bolsa tiene otro apoyo).
6. Ordenamos las sub-bolsas de mayor a menor potencia.
7. De mayor a menor, si la sub-bolsa no tiene apoyo (Si tiene otro apoyo, puede ser apoyada por el otro) tiene preferencia, comprobamos si la potencia de la sub-bolsa es menor que la potencia disponible del apoyo.
8. Si es menor esta sub-bolsa es apta de ser conectada. La sub-bolsa pasa a formar parte de la **sub-bolsa apoyable**. Si es mayor, punto 11.
9. La potencia disponible se actualiza.
10. Con la potencia disponible no podemos alimentar toda la sub-bolsa. Comprobamos si hay potencia para incluir un bloque de las sub-bolsas no incluidas. Si no hay potencia, punto.
11. Si hay potencia, esta zona se elige de entre las sub-bolsas no incluidas en la **sub-bolsa apoyable**, y de estas de mayor a menor potencia (maximizando potencia), dando preferencia a las que no tienen otro apoyos (ya que pueden ser apoyados por estos). Pasamos al punto 2.
12. Tenemos la **sub-bolsa apoyable**. La sub-bolsa apoyable se separa mediante una maniobra de apertura de la sub-bolsa no apoyable y luego se conecta al apoyo.
13. Pasamos al módulo datos de salida.

Crecimiento fase 2.

Cuando es necesario al menos 2 apoyos para alimentar toda la bolsa a reponer tenemos que dividir ésta por lo menos en tantas sub-bolsas como apoyos conectamos, para no formar mallas. Hemos observado que al ser la red de distribución radial, y al realizar el crecimiento fase1 (alimentando la mayor potencia posible), los apoyos topológicamente más cercanos alimentan a zonas que se solapan. La división de la bolsa a reponer la realizamos dejando que las zonas que se solapan sean alimentadas por los apoyos de mayor potencia disponible. Nuestra forma de proceder es la siguiente.

1. Observamos la topología de la red y que **zonas** son de grado3 o mayores (Entendiendo como grado de una **zona** el número de zonas a la que es adyacente)

2. Para estas **zonas de grado3**, vemos la sub-bolsas en las que quedaría dividida la bolsa a reponer si abriésemos los elementos maniobra límites de esta zona.
3. Si la sub-bolsa tiene un apoyo, calculamos la potencia disponible del apoyo que quedaría en el límite de la sub-bolsa con la zona de grado 3. Entonces para cada zona de grado 3, tenemos un vector que contiene la potencia disponible de cada apoyo en el límite con dicha zona.
4. Para cada zona de grado 3, el apoyo con mayor potencia disponible pasa al punto 6. Los demás apoyos al punto 5.
5. Realizamos una maniobra de apertura en la rama que une la sub-bolsa del apoyo con la zona de grado3. Conectamos el apoyo a la sub-bolsa. Queda la sub-bolsa a reponer principal. Las maniobras pasan al módulo de salida de datos.
6. Si quedan más de dos apoyos para apoyar a la sub-bolsa a reponer principal volvemos al punto 2. Si quedan 2 apoyos a cada le aplicamos la fase 1 y pasamos al módulo de datos de salida.

#### **7.4.6 Módulo de datos de salida.**

En este módulo se almacenan y se gestionan las maniobras de apertura para dividir la bolsa a reponer y cierre para conectar los apoyos a las sub-bolsas correspondientes.

Para el caso de 2 apoyos, si hay más de una posibilidad de división, se dan las maniobras de apertura, dándose prioridad a la maniobra que minimice la ENS.

Calculamos la distancia desde los puntos de maniobra al punto inicial de la brigada y para minimizar ENS, elegimos el de menos distancia.

Para el caso de más de 2 apoyos en los que existen más de una operación de apertura, se incluirá preferencia para cargas prioritarias.

Se darán las maniobras de apertura y cierre indicando la pareja de nudos entre los cuales se encuentra el elemento de maniobra.

Se comprobará con un reparto de cargas las soluciones obtenidas y se informará tanto de las subtensiones que pudiera haber como de la nueva maniobra que excluye las zonas de tensión inaceptables.



Dado un fallo en 6, el interruptor I-1 abriría. Quedaría sin suministro eléctrico, el nudo 6 y la zona 7. Para aislar el nudo 6 se abre el seccionador I-2 de la línea 6-7. La zona 7 es el objetivo a reponer.

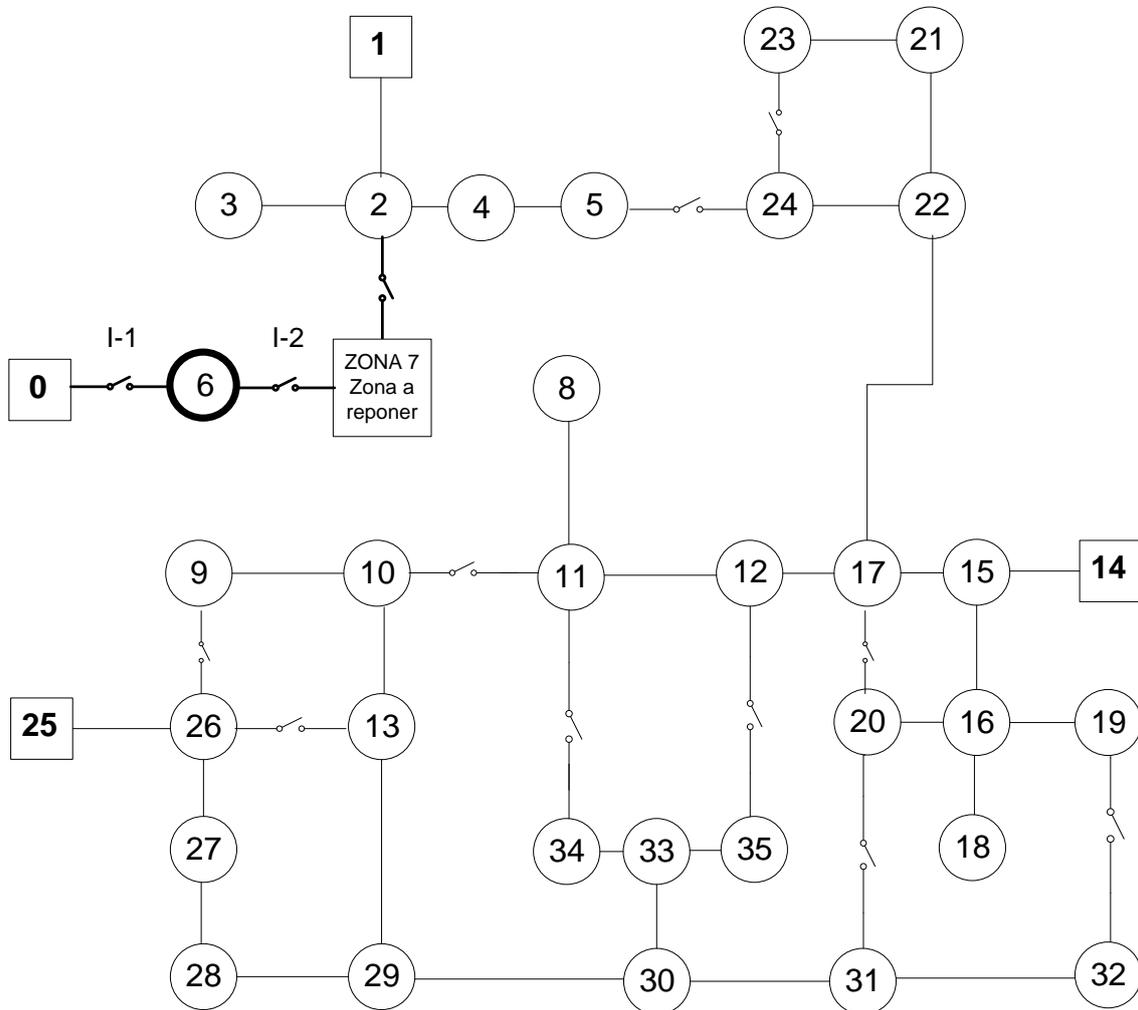


Figura 7.6. Red ejemplo. Instante después del fallo.

La zona 7 para más claridad se ha sacado de la red del esquema de la figura 7.5 y se representa en la figura 7.7. Para seguir más fácilmente el ejemplo, todas las líneas de la zona 7 tendrán elementos de maniobra, excepto entre los nudos 703 y 704. Someteremos el esquema de la figura 7.4 a diferentes distribuciones de puntos de consumo y veremos el comportamiento del algoritmo.

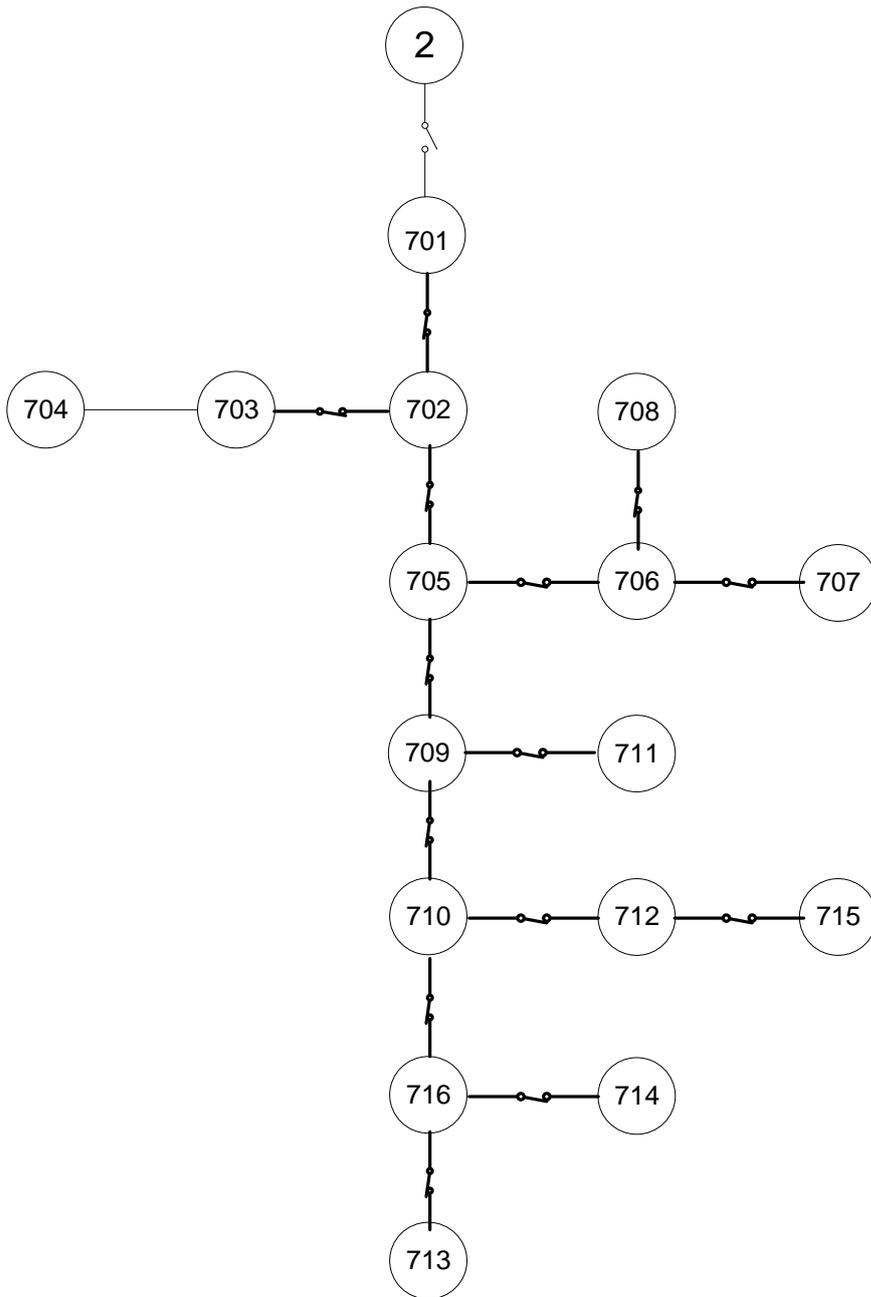


Figura 7.7. Zona 7.

En primer lugar y en lo que hemos llamado procesador topológico se leerán los datos de entrada. Hay 3 zonas con suministro, tantas como *feederes*, por lo tanto la matriz A tiene 3 filas, siendo la primera columna correspondiente a los nudos cabecera y el resto a los nudos aguas abajo. La matriz se rellena con ceros hasta completar la dimensión de la fila.

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 14 & 15 & 16 & 18 & 19 & 17 & 12 & 11 & 8 & 22 & 21 & 23 & 24 & 0 & 0 \\ 25 & 26 & 27 & 28 & 29 & 13 & 10 & 9 & 30 & 33 & 34 & 35 & 31 & 32 & 0 \end{pmatrix}$$

La matriz B la formaría la bolsa a reponer con los nudos de la zona 7.

$$B = (701 \ 702 \ 703 \ 704 \ 705 \ 706 \ 707 \ 708 \ 709 \ 710 \ 711 \ 712 \ 713 \ 714 \ 715 \ 716 \ 0)$$

El siguiente paso es la identificación de apoyos. En este ejemplo y utilizando la topología completa de la red el único apoyo es el nudo 2. Queremos calcular también la potencia aparente de reserva de este nudo 2. Con la distribución de consumos de la zona con suministro se realiza un reparto de cargas, utilizando como slacks a los nudos 1, 14 y 25.

A partir de aquí que conocemos las zonas con suministro A, sin suministro B, el nudo de apoyo (2), y su potencia de reserva, que vamos a considerar como un parámetro variable en nuestro ejemplo. Vamos a proponer la distribución de consumos de la figura 7.5 en la zona sin suministro. Los consumos van a estar en los nudos 701, 703, 704, 706, 709, 713, 715 y en este ejemplo ilustrativo se tomarán de 0.5 MVA cada uno. La potencia total consumida en el instante de fallo por la bolsa a reponer (toda la zona 7) es de 3.5 MVA. Los nudos 703 y 704 están unidos por una línea que no posee ningún elemento de maniobra, por lo tanto desde el punto de vista de reposición, son dos nudos indivisibles de cara a las maniobras de apertura cierre. Nuestro algoritmo procesa a estos nudos previamente en bloques entre interruptores, que es la agrupación de nudos que están entre elementos de corte y agrega las cargas que consumen.

### **Caso 1.**

La potencia del apoyo es mayor de 3.5 MVA. En este caso toda la bolsa a reponer es apta para ser apoyada. Para ello hay que realizar una maniobra de cierre en el elemento de maniobra de la línea (2-701), figura 7.8. Toda la bolsa a reponer pasa a ser alimentada por el *feeder* cuya cabecera es 1.

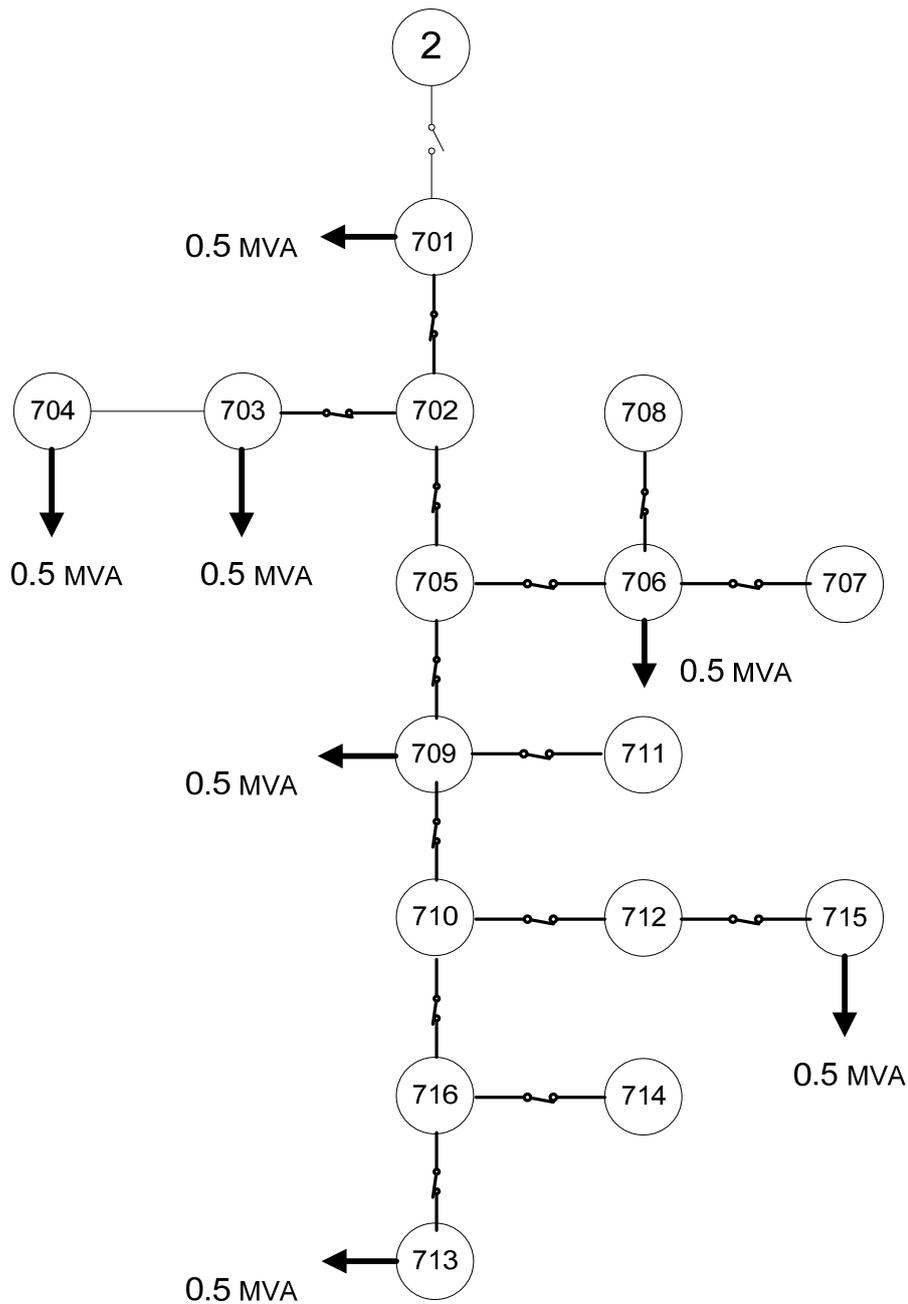


Figura 7.8. Distribución de cargas de la zona 7.

**Caso 2.**

La potencia de apoyo es menor que la potencia consumida por la bolsa a reponer, por ejemplo 3 MVA. Para no superar ningún límite de saturación de las ramas del *feeder* al que conectaríamos la bolsa a reponer, podemos dividir ésta de modo que la potencia a reponer sea inferior a la potencia de apoyo. Entonces la bolsa a reponer quedaría dividida, como se ha dicho, en 2 sub-bolsas, una con potencia inferior a la potencia de

apoyo, que conectaríamos a la zona con suministro, que llamaremos **sub-bolsa apoyable** y otra con la potencia restante que quedaría sin suministro, que llamaremos zona restante. Por lo tanto debemos realizar 2 maniobras, una primera de apertura para la separación de sub-bolsas y una segunda para conectar la sub-bolsa apoyable al apoyo.

En esta división para que la sub-bolsa apoyable contenga la mayor potencia consumida posible hemos aplicado un método que es desarrollado módulo crecimiento, en el que desde el punto conexo al punto de apoyo vamos haciendo ‘crecer’ la subbolsa apoyable. Aquí vamos a desarrollarlo con el ejemplo planteado para que sea más comprensible.

Sabemos que el nudo por el que conectamos la sub-bolsa apoyable a la zona con suministro siempre va a estar contenido en dicha sub-bolsa. Por lo tanto, centrándonos en el ejemplo del primer nudo que de esta sub-bolsa apoyable es el nudo 701. Este nudo tiene una carga de 0.5 MVA, si no queremos superar el límite de la potencia de apoyo, la potencia disponible debe decrementarse en la potencia de dicho consumo y pasa de 3 MVA a 2.5 MVA. Figura 7.9.

A partir de este nudo 701 continuamos el crecimiento de la sub-bolsa apoyable. El resto de los nudos de consumo de momento están fuera, en lo que hemos llamado zona restante. El siguiente paso es ver cuántas ramas unen la sub-bolsa apoyable a los nudos que están en la zona restante. En este caso una rama (701-702). Sumamos la potencia demandada en la zona restante, es decir, los consumos de los nudos (704, 706, 709, 713, 715), en total 3 MVA, que es menor que la potencia disponible en el nudo 701 (2.5 MVA).

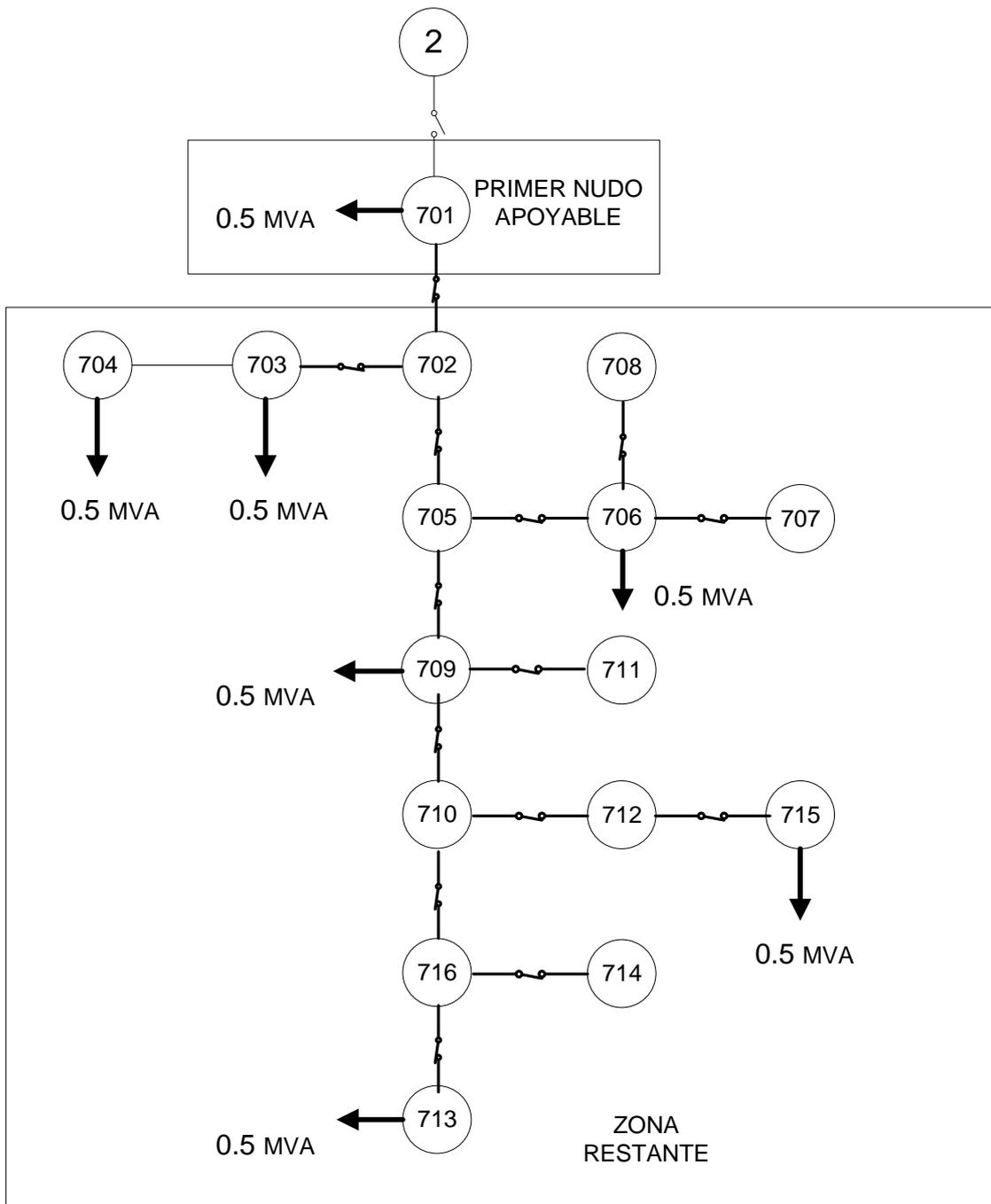


Figura 7.9. Primer nudo apoyable.

Cuando la potencia demandada de la zona restante es mayor que la potencia disponible, tenemos que ir al **siguiente nudo** de la zona restante, conexo a nuestra sub-bolsa apoyable para incluirlo en la sub-bolsa apoyable, en el ejemplo el nudo 702, y nos podemos encontrar dos posibles casos:

1. Qué la potencia demandada de este nudo sea mayor que la disponible. Entonces el algoritmo para la sub-bolsa apoyable no puede ‘crecer’ más y entre ésta y la zona restante tenemos la maniobra de apertura.
2. Que la potencia demandada de este nudo sea menor que la disponible, entonces el nudo entra en la sub-bolsa apoyable y la potencia disponible disminuye en la potencia demandada por este nudo.

En nuestro caso el punto 702 no tiene consumo, por lo que entra en la sub-bolsa apoyable y la potencia disponible sigue siendo la misma. Ya tenemos los nudos 701 y 702.

Cada vez que metemos en la sub-bolsa apoyable un nudo o conjunto de nudos hay que ver cuántas ramas unen a ésta a los nudos que están en la zona restante como hicimos antes, quedarán tantas zonas restantes como ramas y se pueden dar 2 situaciones:

1. Qué la potencia demandada por una o más zonas restantes sea menor que la potencia disponible. Entonces incluimos de una en una, y de mayor a menor, cada una de las zonas restantes en la sub-bolsa apoyable, decreciendo cada vez la potencia disponible.
2. Qué la potencia demandada por cada una de las zonas restantes que quedan sea mayor que la disponible, por lo que tenemos que centrar el esfuerzo en la zona restante de mayor potencia e ir al **siguiente nudo conexo** de dicha zona, volviendo a la casuística descrita anteriormente.

El algoritmo acaba cuando no podemos incluir ningún nudo conexo en la zona apoyable. La maniobra/maniobras de apertura para la división de la bolsa a reponer se produce entre la sub-bolsa apoyable y las no apoyadas anteriormente. Las zonas restantes quedan sin suministro y la sub-bolsa se conecta al apoyo en la siguiente maniobra.

En nuestro caso a partir de 702 nos quedan dos zonas restantes (figura 7.7), la número 1 de cabecera 705, formada por los nudos (705, 706, 707, 708, 709, 710, 711,712, 713, 714, 715, 716) y potencia demanda de 2 MVA y la número 2 de cabecera 703, formada por (703, 704) y potencia demanda de 1 MVA. Siguiendo el algoritmo incluimos la

zona restante número 1, de mayor potencia demandada, quedando la potencia disponible de 0.5 MVA. Esta potencia no es suficiente para incluir la zona número 2 por lo que intentamos ir al siguiente nudo conexo. Como el siguiente nudo conexo es el 703 indivisible de 704 porque no hay elemento de maniobra, la potencia que demanda la zona restante número 2 (1 MVA) es mayor que la potencia disponible (0.5 MVA) y no podemos ir a otro nudo conexo, por lo que en este paso acaba el algoritmo.

La maniobra de apertura se produciría en el elemento de maniobra de la línea (702-703), y los nudos (703, 704) formarían la zona sin suministro después de la reposición y los restantes nudos serían repuestos con la maniobra de cierre del elemento de maniobra de la línea (701-2), figura 7.11.

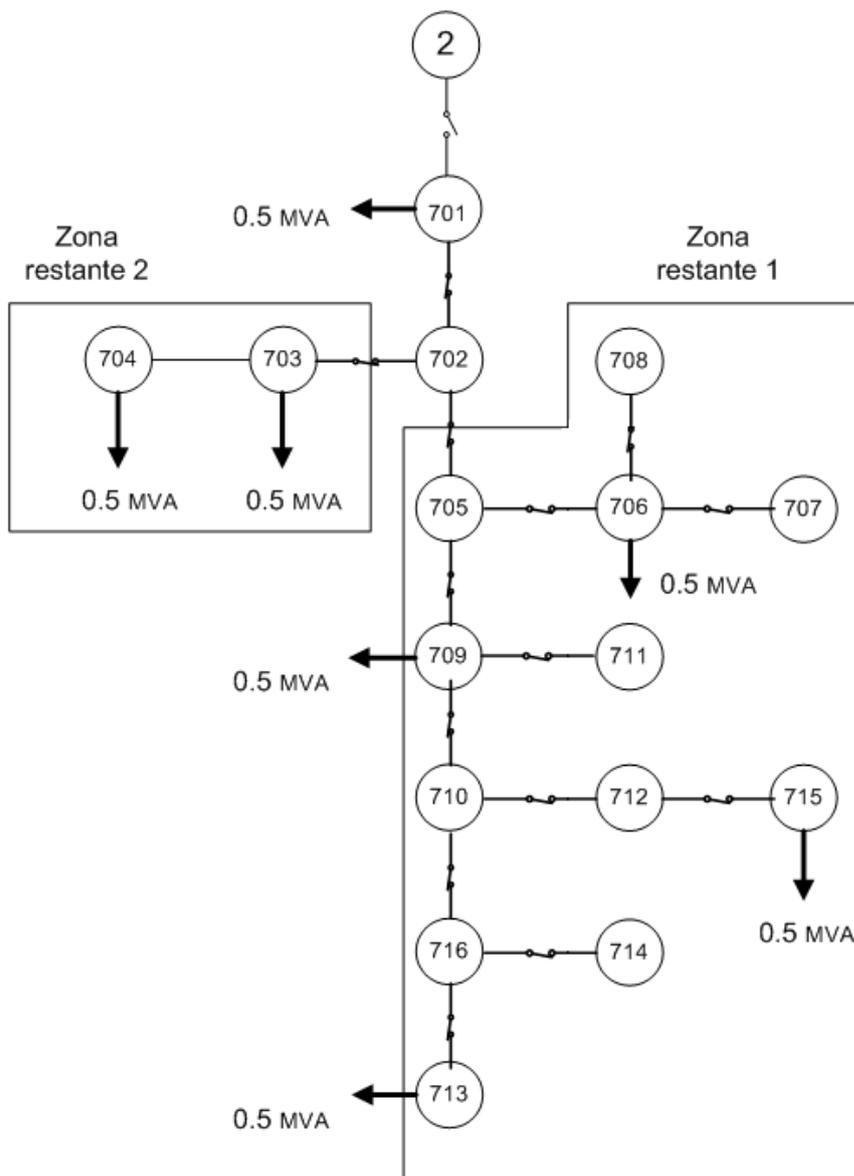


Figura 7.10. Zonas restantes a partir del nudo 702.

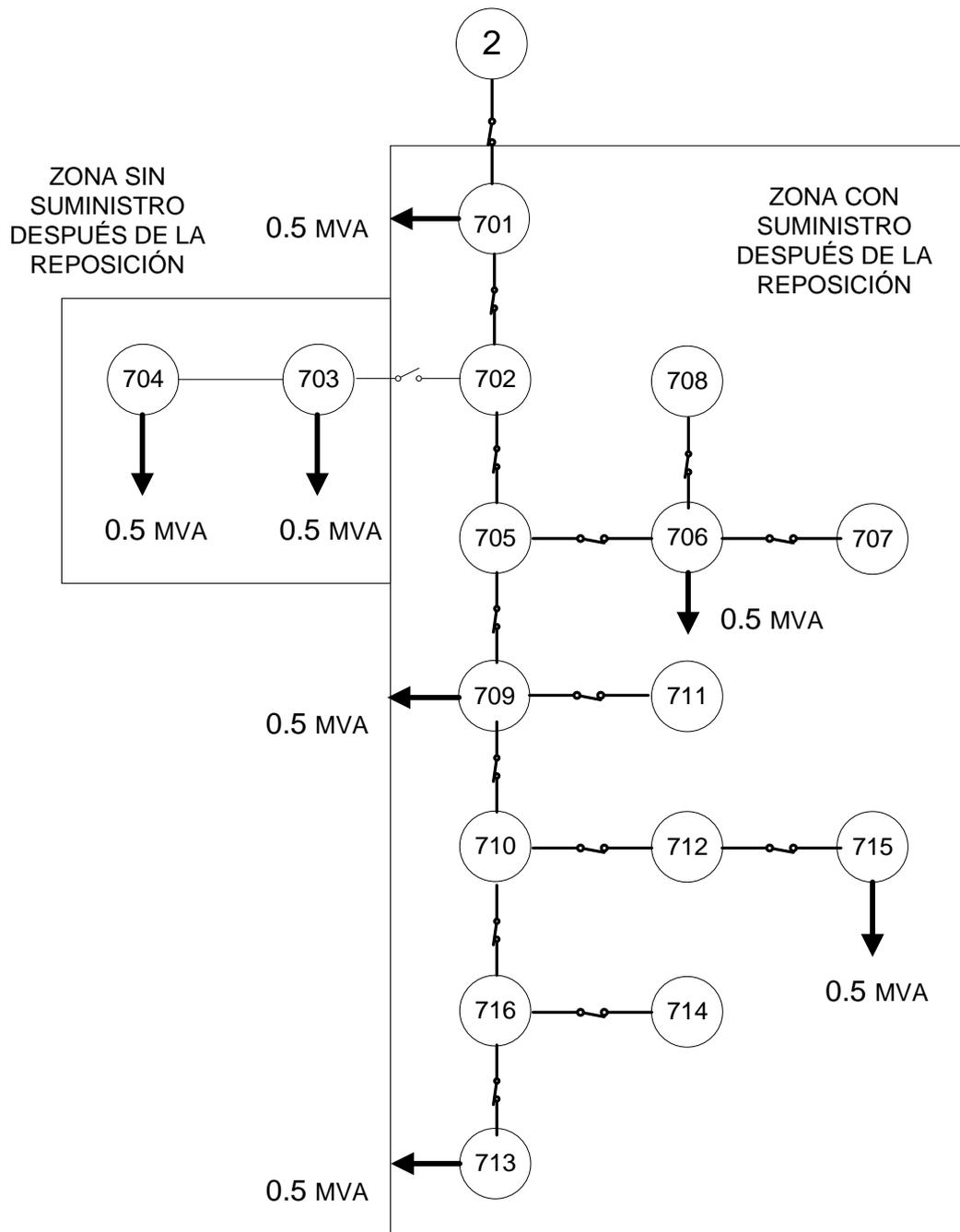


Figura 7.11. Resultado final después de la maniobra de apertura 702-703 y la de cierre 701-2. Zonas con y sin suministro después de la reposición.

## **ANEXO 1. Especificación inicial de datos de entrada al módulo de reposición.**

Los datos de entrada se leerán de dos ficheros, el primero será un **fichero auxiliar** con información no asociada a la red y el segundo, un fichero **RAW extendido** con información de red.

**El fichero auxiliar** contendrá

- Velocidades de desplazamiento típicas de la brigada en las 4 zonas de calidad: {VU,VS,VC,VD} para Urbana, Semiurbana, Rural Concentrada y Rural Dispersa, respectivamente
- Posición inicial de la brigada, coordenadas X e Y.
- Tiempo típico de maniobra, una vez que la brigada ha llegado al lugar.
- Coeficiente de tensión aceptable durante la reposición, CTAR. Multiplicando este coeficiente por la tensión nominal se establece hasta que tensiones se acepta la reposición de servicio. Con CTAR=0,8 se aceptaría la reposición de una carga aunque sea con sólo el 80% de la tensión nominal.

**El fichero RAW extendido** contendrá la información de red de un fichero .raw convencional ampliado con ciertos campos necesarios para este módulo. Estos campos se añaden como ‘columnas’ a los bloques de datos en los que el fichero.raw divide la red. Los datos a añadir se obtienen de los ficheros de datos del CYMDIST.

La descripción de los campos a añadir se realizará a continuación manteniendo el orden en el que se guardan los datos en el fichero.raw:

### **Nudos.**

En el bloque de datos ‘*Bus Data*’, hay que añadir a los campos existentes, los siguientes campos:

- Dos campos nuevos, etiquetados ‘**X**’ e ‘**Y**’, para indicar las coordenadas de cada nudo,
- Un tercer campo para codificar la zona de calidad, con valores posibles, los caracteres del conjunto {U,S,C,D} para Urbana, Semiurbana, Rural Concentrada y Rural Dispersa, respectivamente.

El campo dedicado a la tensión de los nudos deberá contener información que identifique las islas no energizadas, y que en el caso de la reposición de servicio, deberá incluir al menos la isla no energizada creada en la etapa de localización y aislamiento de la avería. El valor de tensión que codificará esta situación será “-1”.

### **Cargas.**

Además de todos los campos de las cargas existentes, consideraremos que los campos reservados para potencias, serán **Potencia activa Consumida**, ‘**PC**’, y **Potencia reactiva Consumida**, ‘**QC**’, en el instante al que corresponde la red; y añadimos los siguientes campos:

- Tres campos ‘**PT**’, ‘**SI**’ y ‘**FP**’ en el bloque ‘*Load data*’, correspondientes a la **Potencia activa con Tratada**, la **Potencia aparente Instalada**, y el **Factor de Potencia esperado**, respectivamente.
- Un cuarto campo codificando el tipo de consumo, de entre el conjunto {ServiciosBT, IndustrialBT, DomesticoBT, ServiciosMT, IndustrialMT, DomesticoMT} como se contempla en CYMDIST.
- Un quinto campo para clasificar la prioridad en la reposición de servicio, con valores Normal o Prioritaria

Cualquier campo no disponible de los anteriores deberá codificarse como “-1”.

### **Tramos.**

En los bloques Non Transformer Branch Data y Transformer Data aparecerán las siguientes columnas que recogerá la información de los elementos de maniobra y/o protección asociados.

- i. SEC: Seccionadores. Información que contendrá esta columna: Location, Status, RC, Disponibilidad, Posición, Tipo. (Donde se recogerá la información del bloque seccionalizer setting “Seccionadores”).

- ii. INT. Interruptores. Información que contendrá esta columna: Location, Status, RC, Disponibilidad, Posición, Tipo . (Donde se recogerá la información del boque switch setting “interruptores”).
- iii. INT\_SECC Interruptores\_seccionadores. Información que contendrá esta columna: Location, Status, RC, Disponibilidad, Posición , Tipo. (No hay información en la red de Cymdist, identificando los interruptores-seccionadores).
- iv. SECCZ: Seccionalizadores. Información que contendrá esta columna: Location, Status, RC, Disponibilidad, Posición, Tipo . (No se completará porque no hay información en la red de Cymdist, identificando los elementos de los seccionalizadores).

- **Significado y valores de cada uno de los campos:**

- i. Location .Toma los siguiente valores en Cymdist:
  - 1. L = Dispositivo de maniobra localizado en el nudo “To node id”. **Debe ponerse en el Raw ext con valor 0.**
  - 2. S = Dispositivo de maniobra localizado en el nudo “From node id”. **Debe ponerse en el Raw ext con valor 0.**
- ii. Status. Toma los siguientes valores en Cymdist **y se seguirá el mismo criterio en Raw ext.**
  - 1. 0= Abierto.
  - 2. 1= Cerrado.
- iii. RC. Toma los siguientes valores en Cymdist **y se seguirá el mismo criterio en Raw extendido.**
  - 1. 0= No telemandado.
  - 2. 1= Telemandado.

- iv. Disponibilidad. Indicará si el elemento no está fuera de servicio. Esta información no la hay Cymdist, no obstante indico los posibles valores que puede tomar.
1. 0= Disponible. **En Raw ext se pondrá por defecto este valor en todos los casos.**
  2. 1= No disponible.
- v. Posición. Este campo permite saber el orden de los elementos asociados a un tramo. Podrá tomar valores de 0 a n, siendo n el número máximo de los elementos que se puedan asociar al tramo.
- vi. Tipo: en este campo puedo saber si el elemento de maniobra o protección está en un punto frontera o primera maniobra. Posibles valores que puede tomar:
1. 0= Punto frontera.
  2. 1= Primera maniobra.
  3. 2= Segunda maniobra A.
  4. 3= Segunda maniobra B.

**EJEMPLO:**

Tenemos que asociar a un tramo no ideal un interruptor y un seccionador. (Ambos situados al final del tramos, son telemandados, está cerrado el seccionador y el interruptor abierto y están en puntos de primera maniobra.) Debemos completar las columnas INT y SECC dentro del bloque Non transformer brach data.

INT: (Location, Status, RC, Disponibilidad, Posición)= (001001).

SECC: (Location, Status, RC, Disponibilidad, Posición)= (011001)

## BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Blankenship, G.L., and T.A. Trygar. *A Discussion of the Restorative State Control Problem in Electric Power Systems in Electric Power Problems: The Mathematical Challenge*. SIAM Conference. Seattle 1980.
- [2] Kafka, R.J., Penders, D.R., Bouchey, S.H., and M.M. Adibi. *System Restoration Plan Development for a Metropolitan Electric System*. IEEE. Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 8, pp. 3703–3713. August 1981.
- [3] Simburger, E.J. and F.J. Hubert. *Low Voltage Bulk Power System Restoration Simulation*. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 11, pp. 4479–4484. November 1981.
- [4] Kafka, R.J., Penders, D.R., Bouchey S.H., and M.M. Adibi. *Role of Interactive and Control Computers in the Development of a System Restoration Plan*. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 1, pp. 43–52. January 1982.
- [5] Johnson, W.A., Prabhakara, F.S., Torri, J.F., Niessink, T., Gates, J.J., Stovall, J.P., Whitmire, C.N., Mills, L., and J.C. Rodriguez. *System Restoration – Deploying the Plan*. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 11, pp. 4263–4271. November 1982.
- [6] Sakaguchi, T., and K. Matsumoto. *Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration*. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 2, pp. 320–329. February 1983.
- [7] Gutierrez, J., Staropolsky, M., and A. García. *Policies for Restoration of a Power System*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 2, pp. 436–442. May 1987.
- [8] IEEE Committee Report. *Power System Restoration – A Task Force Report*. IEEE Trans. on Power Systems, pp. 271–277. May 1987.

- [9] IEEE Committee Report. *Power System Restoration – The Second Task Force Report*. IEEE Trans. on Power Systems, pp. 927–933. November 1987.
- [10] Wu, F.F. and A. Monticelli. *Analytical Tools for Power System Restoration – Conceptual Design*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No. 1, pp. 10–16. February 1988.
- [11] IEEE Committee Report. *System Operation Challenges*. IEEE Trans. on Power Systems, pp. 118–126. February 1988.
- [12] Liu, C.C., Lee, S.J., and S.S. Venkata. *An Expert System Operational Aid for Restoration and Loss Reduction of Distribution Systems*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No. 2, pp. 619–626. May 1988.
- [13] Lin, C.E., Huang, Y.W., Huang C.L., and K. Tomsovic. *Fault Restoration for Distribution System Using a Knowledge-Based System*. IASTED Power High Tech'89, pp. 541–545. Valencia, Spain 1989.
- [14] Huang, J., Galiana, F.D., and T. Vuong. *System Restoration in Power Systems*. IASTED Power High Tech'89, pp. 17–25. Valencia, Spain 1989.
- [15] Aoki, K., Nara, K., Itoh, M., Satoh, T. and H. Kuwabara. *A New Algorithm for Service Restoration in Distribution Systems*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, pp. 1832–1839. July 1989.
- [16] Kojima, Y., Warashina, S., Nakamura, S., and K. Matsumoto. *Development of a Guidance Method for Power System Restoration*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 4, No. 3, pp. 1219–1227. August 1989.
- [17] Kojima, Y., Warashina, S., Masakazu, K., and H. Watanabe. *The Development of Power System Restoration Method for a Bulk Power System by Applying Knowledge Engineering Techniques*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 4, No. 3, pp. 1228–1235. August 1989.

- [18] Hotta, K., Nomura, H., Takemoto, H., Suzuki, K., Nakamura, S., and S. Fukui. *Implementation of a Real-Time Expert System for a Restoration Guide in a Dispatching Center*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, No. 3, pp. 1032–1038. August 1990.
- [19] Adibi, M.M., and R.J. Kafka. *Power System Restoration Issues*. IEEE Computer Applications in Power, pp. 19–24. April 1991.
- [20] Kirschen, D.S., and T.L. Volkman. *Guiding a Power System Restoration with an Expert System*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, No. 2, pp. 558–566. May 1991.
- [21] Fujii, Y., Miura, A., Hata, Y., Tsukamoto, J., Youssef, M.G., and Y. Noguchi. *Online Expert System for Power Distribution System Control*. Electric Power & Energy Systems, Vol. 14, No. 1, pp. 45–53. February 1992.
- [22] Hsu, Y.Y., Huang, H.M., Kuo, H.C., Peng, S.K., Chang, C.W., Chang, K.J., Yu, H.S., Chow, C.E., and R.T. Kuo. *Distribution System Service Restoration Using a Heuristic Search Approach*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, pp. 734–740. April 1992.
- [23] Matsumoto, K., Sakaguchi, T., Kafka, R., and M.M. Adibi. *Knowledge-Based Systems as Operational Aids in Power System Restoration*. Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 5, pp. 689–697. May 1992.
- [24] Shimakura K., Inagaki J., Matsunoki Y., Ito M., Fukui S. and S. Hori. A Knowledge-Based Method for Making Restoration Plan of Bulk Power System. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 2, pp. 914–9207. May 1992.
- [25] Nagasawa, T., Hamano, M., Shimano, S., Fukui, C., and T. Fujikawa. *Development of Restoration Guidance System for Control Centres*. Electric Power & Energy Systems, Vol. 14, No. 2/3, pp. 181–188. April/June 1992.
- [26] IEEE Committee Report. *Special Considerations in Power System Restoration*. IEEE Trans. on Power Systems, pp. 1419–1427. November 1992.

- [27] IEEE Committee Report. *Overvoltage Control During Restoration*. IEEE Trans. on Power Systems, pp. 1464–1470. November 1992.
- [28] IEEE Committee Report. *New Approaches in Power System Restoration*. IEEE Trans. on Power Systems, pp. 1428–1434. November 1992.
- [29] IEEE Committee Report. *Bulk in Power System Restoration Training Techniques*. IEEE Trans. on Power Systems, pp. 191–197. February 1993.
- [30] De Mello, F.P., and J.C. Westcott. *Steam Plant Startup and Control in System Restoration*. IEEE 1993 WPM, paper 93 WM 201-4. Columbus, Ohio. January 1993.
- [31] Adibi, M.M., and D.P. Milanicz. *Reactive Capability Limitation of Synchronous Machines*. IEEE 1993 WPM, paper 93 WM 203-0. Columbus, Ohio. January 1993.
- [32] Adibi, M.M., and L.H. Fink. *Power System Restoration Planning*. IEEE 1993 WPM, paper 93 WM 204-8. Columbus, Ohio. January 1993.
- [33] IEEE Committee Report. *Special Consideration in Power System Restoration – The Second Working Group Report*. IEEE 1993 WPM, paper 93 WM 202-2. Columbus, Ohio. January 1993.
- [34] IEEE Committee Report. *An Approach to Standing Phase Angle Reduction*. IEEE 1993 WPM, paper 93 WM 205-5. Columbus, Ohio. January 1993.
- [35] Verho, P., Järventausta, P., and J. Partanen. *A Heuristic Restoration Model of Distribution Feeders Based on Outage Cost Minimization*. Proceedings of the Fourth Symposium on Expert Systems Application to Power Systems, ESAP'93, pp. 224–229. Melbourne, Australia 1993.
- [36] IEEE Committee Report. *Analytical Tool Requirements for Power System Restoration*. IEEE 1993 SPM, paper presented at the panel session on Power System Restoration. Vancouver, BC. July 1993.

- [37] IEEE Committee Report. *Expert System Requirements for Power System Restoration*. IEEE 1993 SPM, paper presented at the panel session on Power System Restoration. Vancouver, BC. July 1993.
- [38] Kuroda, K., Takegoshi, Y., Yamashita, K., Ito, M., and S. Fukui. *Verification of a Knowledge-Based Restoration Guidance System in a Local Dispatching Centre*. *Electric Power & Energy Systems*, Vol. 15, No. 3, pp. 185–192. 1993.
- [39] Shimakura, Y., Inagaki, J., Fukui, S., and S. Hori. *Knowledge-Based Approach for the Determination of Restorative Operation Procedures for Bulk Power Systems*. *Electric Power & Energy Systems*, Vol. 16, No. 3, pp. 183–190. 1994.
- [40] Yongli, Z., Hogg, B.W., Zhang, W.Q., Gao, S., and Y.H. Yang. *Hybrid Expert System for Aiding Dispatchers on Bulk Power Systems Restoration*. *Electric Power & Energy Systems*, Vol. 16, No. 4, pp. 259–268. 1994.
- [41] M.M.Adibi. *Power System Restoration, Methodologies & Implementation Strategies*. Ed. IEE Series (2000). ISBN 0-7803-5397-8.
- [42] M.M. Adibi (1992). *New Approachs in Power System Restoration*. Volume 12, Issue 11, November 1992 Page(s):43.
- [43] O.Y. Bong, M. R. Lee, N.H. Lee. *Development of Automatic Power Restoration System in KEPCO Real Power System*. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES. Volume 3, 6-10 Oct. 2002 Page(s): 1691-1694 vol.3.
- [44] Alexandre Taijun Ohara, Cleverson Shindi Takiguchi. *Automatic Restoration System*. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES 8-11 Nov. 2004 Page(s):681 – 685.
- [45] Heung Jae Lee, Young-Moon Park. *A restoration Aid Expert System for Distribution Substation*. *Power Delivery*, IEEE Transactions on Volume 11, Issue 4, Oct. 1996 Page(s):1765 – 1770.

- [46] A. Silva, Z. Vale. *Cooperative Training of Power System Restoration Techniques*. Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on 6-10 Nov. 2005 Page(s):36 – 42.
- [47] Ioannis S. Baxevas, Dimitris P. Labridis. *Software Agents Situated in Primary Distribution Networks : A Cooperative System for fault and Power System Restoration Management*. Power Delivery, IEEE Transactions on Volume 22, Issue 4, Oct. 2007 Page(s):2378 – 2385.
- [48] Sakae Toune, Hiroyuki Fudo, Takamu Genji, Yoshikazu Fukuyama. *Comparative Study of Modern Heuristic Algorithms to Service Restoration in Distribution System*. Power Engineering Review, IEEE Volume 21, Issue 11, Nov. 2001 Page(s):64 – 64.
- [49] Li Ling, Liao Zhiwei, Huang Shaoxian, Wang Gang. *A distributed Model for Power System Restoration Based on Ant Colony optimization Algorithm*. Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES 2005 Page(s):1 – 5.
- [50] Seong-Il Lim, Seung-Jae Lee, Myeon-Song. *Restoration Index in Distribution System and Its Application to System Operation*. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 21, Issue 4, Nov. 2006 Page(s):1966 – 1971.
- [51] Dong Liu, Yunping Chen, Youping Fan, Guang Shen. *The Application of Association Rule Mining in Power System Restoration*. Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005. The 7th International. Nov. 29 2005-Dec. 2 2005 Page(s):1041 - 1045 Vol. 2.
- [52] Arturo S. Bretas. *Artificial Neural Networks in Power System Restoration*. Power Delivery, IEEE Transactions on Volume 18, Issue 4, Oct. 2003 Page(s):1181 – 1186.
- [53] Seung-Jae Lee, Seong- Il Lim, Bok-Shin Ahn. *Service Restoration of Primary Distribution Systems Based on Fuzzy Evaluation Multicriteria*. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 13, Issue 3, Aug. 1998 Page(s):1156 – 1163.

[54] Jun Inagaki, Jun Nakajima, Miki Haseyama. A Multi-objective Service Restoration Method for Power Distribution System. Circuits and Systems, 2006. ISCAS 2006. Proceedings. 2006 IEEE International Symposium on 0-0 0 Page(s):4 pp.

[55] Hiroyuki Mori, Atsuhiko Furuta. A New approach of Hierarchical Optimization to Distribution System Service Restoration. Circuits and Systems, 2005. ISCAS 2005. IEEE International Symposium on 23-26 May 2005 Page(s):4751 - 4754 Vol. 5.

[56] Kyeong Jun Mun, J.H. Park, Hyung-Su Kim Jung-Il Seo. *Development of Real-Time-Service Restoration System for Distribution Automation System*. Industrial Electronics, 2001. Proceedings. ISIE 2001. IEEE International Symposium on Volume 3, 12-16 June 2001 Page(s):1514 - 1519 vol.3.

[57] T.D. Sudhakar, N Shanmuga Vadivoo, Mary Raja Slochanal. *Heuristic Based Strategy for the Restoration Problem in Electric Power Distribution Systems*. Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on Volume 1, 21-24 Nov. 2004 Page(s):635 - 639 Vol.1.

[58] Isamu Watanabe, Makoto Nodu. *A Genetic Algorithm for Optimizing Switching Sequence of Service Restoration in Distribution System*. Evolutionary Computation, 2004. CEC2004. Congress on Volume 2, 19-23 June 2004 Page(s):1683 - 1690 Vol.2.

[59] Isamu Watanabe, Ikuo Kurihara, Yoshiki Nakachi. *A Hybrid Genetic Algorithm for Service Restoration Problems in Power Distribution Systems*. Evolutionary Computation, 2006. CEC 2006. IEEE Congress on 16-21 July 2006 Page(s):3250 – 3257.

[60] Isamu Watanabe. *An ACO Algorithm for Service Restoration in Power Distribution Systems*. Evolutionary Computation, 2005. The 2005 IEEE Congress on Volume 3, 2-5 Sept. 2005 Page(s):2864 - 2871 Vol. 3.

- [61] Hong-Chan chin, Yuh-Sheng Su. *Application of the Ant-Based Network for Power System Restoration*. Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES 2005 Page(s):1 - 5
- [62] T.T. Ha Pham, Y. Bésanger. *A new restoration Process in Power Systems with large scale of dispersed generation*. Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES 21-24 May 2006 Page(s):1185 – 1190.
- [63] T.T. Ha Pham, Y. Bésanger. *Optimizing the re-energizing of distribution systems using the full potential of dispersed generation*. Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE 0-0 0 Page(s):8 pp.
- [64] Alexandre Assis Mota, Lia toledo Moreira Mota. *Visualization of Power System Restoration Plans Using CPM/PERT Graphs*. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 22, Issue 3, Aug. 2007 Page(s):1322 – 1329.
- [65] Whei-Min Lin, Cong-Hui Huamg, Chia-hung Lin, Chien-Ming Chen, Long-Wei Wang. *Service Restoration for secondary Power System with Grey relational Analysis*. TENCON 2006. 2006 IEEE Region 10 Conference 14-17 Nov. 2006 Page(s): 1 – 4.
- [66] M.M. Adibi, D. P. Milanicz. *Estimating Restoration Duration*. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 14, Issue 4, Nov. 1999 Page(s):1493 – 1498.
- [67] Jaw-Shyang Wu, Chen- Ching Liu, Kan-Lee Liou, Ron F. Chu. *A Petri Net Algorithm for Scheduling of Generic Restoration Actions*. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 12, Issue 1, Feb. 1997 Page(s):69 – 76.
- [68] Jaw-Shyang Wu. *A Petri-Net Algorithm for Multiple Contingencies of Distribution System*. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 13, Issue 3, Aug. 1998 Page(s):1164 – 1171.
- [69] Chao-Shun Chen. (1998). *A Rule-Based Expert System With Colored Petri Net Models for Distribution System Service Restoration*. Power Engineering Review, IEEE Volume 22, Issue 10, Oct. 2002 Page(s):59 – 59.

- [70] A. Bretas, D. Coury, (1998). A New Proposal for Directional Protection of Transmission Lines based on Artificial Neural Networks.
- [71] Nagata, T.; Hatakeyama, S.; Yasouka, M.; Sasaki, H. *An efficient method for power distribution system restoration based on mathematical programming and operation strategy*. Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on. Volume 3, 4-7 Dec. 2000 Page(s):1545 - 1550 vol.3.
- [72] Morelato, A. L. Monticelli, A. *Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration*. Power Engineering Review, IEEE. Volume 9, Issue 10, Oct. 1989. Page(s):65 – 66.
- [73] Eduardo M. Kalinowski. et al. *The Problem of Restoration of Distribution Networks: a Heuristic Method*. IJCSNS International Journal of Computer Science and Network Security, Vol. 7 No 3, March 2007.
- [74] Restoration Nagata, T.; Sasaki, H. *A multi-agent system for power system* Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE Volume 3, 28 Jan.-1 Feb. 2001 Page(s):1359 - 1364 vol.3.
- [75] Nagata, T. Sasaki, H. Yokoyama, R. *Power system restoration by joint usage of expert system and mathematical programming approach*. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 10, Issue 3, Aug. 1995 Page(s):1473 – 1479.
- [76] Khalid, A.R. Ahmad, S. Shakil, A. Pa, N.N. Shafie, R.M. *A comprehensive power restoration approach using rule-based method for 11kV distribution network*. Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International. 1-3 Dec. 2008 Page(s):1179 – 1182.
- [77] Shinohara, J. Kozakai, I. Kunugi, M. Nagata, J. Saito, H. *Knowledge-based behavior interface: its application to power network restoration support system*. Power Industry Computer Application Conference, 1995. Conference Proceedings. 1995 IEEE 7-12 May 1995. Page(s):299 – 305.

[78] Komai, K.; Matsumoto, K.; Sakaguchi, T.; *Analysis and evaluation of expert's knowledge for power system restoration by mathematical programming method* *Circuits and Systems*, 1988, IEEE International Symposium on -9 June 1988 Page(s):1895 - 1898 vol.2.

[79] Sakaguchi, T. Matsumoto, K. *Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Volume PAS-102, Issue 2, Feb. 1983 Page(s):320 – 329.

[80] OFGEM, Information and incentive program. *Comparing quality of supply performance*, October 2002, pp12-13.

[81] V. Roberts and D. Russell. *Benchmarking the Performance of Distribution Networks*, CIRED Conference 2003, Session2, No 67.