

Optimización Multiobjetivo de la Red de Distribución de Energía Eléctrica



Rodrigo Palacios Saldaña

Departamento de Economía Aplicada
Universidad de Burgos

Programa de Doctorado
Tecnologías Industriales e Ingeniería Civil.

A mis padres Asun y Pablo.
A Michín

*Si un estudiante viene y me dice que quiere ser útil a la humanidad
dedicándose a la investigación y así aliviar el sufrimiento humano,
le aconsejo que, en lugar de eso, se vaya a la beneficencia.
La investigación requiere egoístas auténticos
que busquen su propio placer y satisfacción,
pero lo encuentren resolviendo los enigmas de la naturaleza.*

Albert Szent-Györgyi (1893-1986), premio Nobel de Medicina en 1937.

Agradecimientos

Deseo expresar mi agradecimiento a quienes han hecho posible el desarrollo de esta tesis doctoral.

Al doctor Joaquín Pacheco Bonrostro, codirector de este trabajo y gran amigo, con el que he compartido esta experiencia y sin el cual esta tesis nunca habría llegado a su fin.

Al doctor Eduardo García Montero, codirector de este trabajo, por su tiempo, asesoramiento y rigor científico.

A la doctora Ada Álvarez Socarras, por su asesoramiento, su paciencia y la oportunidad de tener la experiencia de trabajar en la Universidad Autónoma de Nuevo Leon.

A los tres muchas gracias, por su continuo apoyo y sin los cuales este largo camino habría tornado diferente.

A Iberdrola Distribución Eléctrica S.A., especialmente a Óscar Villanueva Moreno por haberme facilitado el acceso a documentación técnica y a los datos de la red de distribución, permitiendo que esta tesis cuente con información real, y que sus resultados puedan ser más fácilmente aplicables.

A Jose Daniel Mosquera Artamanov y Eduardo Valdés García, con los que he compartido la etapa final de esta tesis doctoral; cuyas aportaciones, apoyo y comentarios han sido fundamentales para la finalización de esta tesis así como para obtener otra perspectiva de la investigación operativa.

A Antonio Garcia de la Parra Motta, Santiago Porras Alfonso y Lara Cepa Serrano, con los que he compartido esta etapa.

A Ismael Pérez Rojo y David Atienza González; ingeniero electrónico e ingeniero informático respectivamente; por su ayuda desinteresada, su colaboración y sus comentarios.

A todos los autores, coautores y profesionales, que mediante sus investigaciones, publicaciones y estudios, han sido fuente de inspiración para el desarrollo de esta tesis.

A todos los que pagan sus impuestos en España, ya que este trabajo ha sido realizado con la ayuda de la Junta de Castilla y León (a través del proyecto de referencia BU329U14) y del Ministerio de Economía y Competitividad y Fondos FEDER (a través del proyecto de referencia ECO2013-47129-C4-3-R). A estas instituciones también le muestro nuestro agradecimiento.

Índice

Lista de figuras	xiii
Lista de tablas	xvii
Lista de algoritmos	xxi
1 Introducción.	1
1.1 Introducción a la investigación operativa.	3
1.2 Generalidades.	3
1.3 Objetivos de la tesis.	4
1.4 Estructura de la tesis.	5
1.5 Publicaciones correspondientes a la tesis.	7
2 Heurísticos y metaheurísticos.	9
2.1 Introducción.	13
2.2 Complejidad algorítmica.	13
2.3 Métodos exactos.	15
2.4 Heurísticas.	15
2.4.1 Métodos constructivos.	17
2.4.2 Métodos de descomposición.	17
2.4.3 Métodos de reducción.	18
2.4.4 Métodos de manipulación.	18
2.4.5 Métodos de búsqueda local.	18
2.5 Metaheurísticas.	20
2.5.1 Intensificación y diversificación.	22
2.5.2 Clasificaciones y evolución de las metaheurísticas.	23
2.5.3 Metaheurísticos en problemas multiobjetivo.	30
2.6 Metaheurísticas eminentemente Monoobjetivo.	39
2.6.1 Artificial Bee Colony (ABC)	39

2.6.2	Bionomic Algorithms (BA)	40
2.6.3	Bacterial Foraging Optimization Algorithm (BFOA)	41
2.6.4	BioGeography-based Optimization (BGO)	42
2.6.5	Cross Entropy (CE)	43
2.6.6	Co-Evolving Algorithms (CEA)	43
2.6.7	Cultural algorithms (CA)	44
2.6.8	Estimation of Distribution Algorithms (EDA)	46
2.6.9	Evolution Strategy (ES)	47
2.6.10	Evolutionary Programming (EP)	47
2.6.11	Extreme Optimization (EO)	48
2.6.12	Firefly Algorithm (FA)	48
2.6.13	Genetic Programming (GP)	49
2.6.14	Guided Local Search (GLS)	49
2.6.15	Gravitational Search Algorithm (GSA)	50
2.6.16	Heuristic Concentration (HC)	51
2.6.17	Imperialist Competitive Algorithm (ICA)	51
2.6.18	Iterated Local Search (ILS)	52
2.6.19	Multistart Search (MS)	53
2.6.20	Noise Method (NM)	53
2.6.21	Path Relinking (PR)	54
2.6.22	Reactive Search (RS)	55
2.6.23	Shuffled Frog Leaping Algorithm (SFLA)	55
2.6.24	Variable Neighborhood Search (VNS)	56
2.7	Metaheurísticas explícitamente Multiobjetivo.	58
2.7.1	Non-dominated Sorting Pareto Genetic Algorithm (NSGA)	58
2.7.2	Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II)	59
2.7.3	Controlled NSGA II (CNSGA II)	61
2.7.4	Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA)	62
2.7.5	Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA-2)	62
2.7.6	Niched Pareto Genetic Algorithm (NPGA)	64
2.7.7	Niched Pareto Genetic Algorithm II (NPGA II)	65
2.7.8	Pareto Archived Evolution Strategy (PAES)	66
2.7.9	Pareto Envelope-based Selection Algorithm (PESA)	66
2.7.10	MultiObjective Adaptive Memory Procedure (MOAMP)	67
2.8	Metaheurísticas duales Monoobjetivo y Multiobjetivo.	67
2.8.1	Ant Colony Optimization (ACO)	67

2.8.2	Artificial Immune Systems (AIS)	69
2.8.3	Differential Evolution (DE)	70
2.8.4	Genetic Algorithms (GA)	70
2.8.5	Greedy Randomized Adaptative Search Procedure (GRASP)	73
2.8.6	Memetic Algorithms (MA)	75
2.8.7	Particle Swarm Optimization (PSO)	77
2.8.8	Scatter Search (SS)	80
2.8.9	Simulated Annealing (SA)	82
2.8.10	Tabu Search (TS)	84
3	El sector eléctrico, redes de distribución y evolución legislativa.	89
3.1	El sector eléctrico.	91
3.1.1	Introducción.	91
3.1.2	Estructura del sector eléctrico.	92
3.1.3	Estimación de demanda.	95
3.2	El sistema de distribución de energía eléctrica.	97
3.2.1	Antecedentes.	98
3.2.2	Elementos básicos de la red de distribución.	99
3.2.3	Tipologías de la red de distribución.	101
3.2.4	Topologías de la red de distribución.	102
3.3	Glosario de electricidad.	106
3.3.1	Magnitudes eléctricas.	106
3.3.2	Ley de Ohm.	108
3.3.3	Leyes de Kichhoff.	109
3.4	Evolución legislativa.	111
3.4.1	Introducción.	111
3.4.2	Evolución legislativa de la actividad de distribución eléctrica.	113
3.4.3	Marco jurídico de la actividad de distribución.	119
3.4.4	Retribución de la actividad de distribución eléctrica.	120
3.4.5	Reflexiones sobre la regulación del Sector Eléctrico.	123
4	Modelos de diseño de redes de distribución eléctrica.	125
4.1	Introducción.	127
4.2	Objetivo del estudio.	128
4.3	Nivel de distribución al que es aplicado.	131
4.4	Temporalidad de planificación.	134
4.5	Tipo de planificación.	135

4.6	Funciones objetivo y planteamiento del objetivo.	137
4.6.1	Modelos monoobjetivo.	138
4.6.2	Modelos multiobjetivo.	140
4.7	Restricciones.	143
4.8	Métodos de solución empleados.	145
4.8.1	Métodos exactos y/o programados.	145
4.8.2	Métodos heurísticos y metaheurísticos.	145
4.9	Variables de decisión.	147
4.10	Resumen de la evolución.	152
5	Modelización del problema.	155
5.1	Introducción.	157
5.2	Funciones Objetivo.	162
5.2.1	Función objetivo de retribución. f_1	162
5.2.2	Función objetivo de perdidas. f_2	168
5.2.3	Función objetivo de fiabilidad. f_3	169
5.3	Restricciones.	170
5.3.1	Capacidad máxima de subestaciones y líneas. r_1	170
5.3.2	Balance de potencia. r_2	170
5.3.3	Caídas de tensión máximas. r_3	171
5.3.4	Radialidad de la red. r_4	172
5.3.5	Estandarización de nuevos elementos. r_5	172
5.3.6	Máxima inversión permitida. r_6	172
6	Metodología de solución.	175
6.1	Introducción.	177
6.2	Representación de las soluciones.	179
6.3	Calculo de las funciones objetivo.	181
6.4	Generación de la población inicial.	181
6.4.1	Selección Subestaciones.	181
6.4.2	Selección Líneas.	182
6.5	Operadores de cruce.	183
6.5.1	CruceXPtoAleatorio.	183
6.5.2	CruceXTendencia.	184
6.6	Operadores de mutación.	186
6.6.1	MutaciónFinal.	186
6.6.2	MutaciónXEliminación.	188

6.7	Selección - Crowding Distance Sorting.	188
6.7.1	AntiTendencia.	189
7	Resultados computacionales.	191
7.1	Introducción.	193
7.2	Descripción de las instancias.	193
7.3	Métricas de desempeño.	193
7.3.1	Cardinalidad.	194
7.3.2	Hipervolumen.	194
7.4	Ajuste de parámetros de NSGA II.	195
7.4.1	Prueba de Friedman.	196
7.4.2	Varianza del hipervolumen.	196
7.4.3	Varianza de la cardinalidad.	198
7.4.4	Varianza para los tiempos de ejecución.	199
7.4.5	Conclusiones.	200
7.5	Comparación de operadores de NSGA II.	200
8	Comentarios finales.	205
8.1	Conclusiones.	207
8.2	Trabajos futuros.	208
8.3	Reflexiones.	209
	Bibliografía	211
	Anexo A Valores Unitarios establecidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. CNMC	249
	Anexo B Metodología de la retribución de la actividad de distribución eléctrica.	257
B.1	Nomenclatura definida en la legislación.	257
B.2	Retribución a instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive.	260
B.3	Retribución a instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base.	270
B.4	Incentivo o Penalización de Calidad.	274
B.5	Incentivo o Penalización de Perdidas.	277
	Anexo C Datos y características de las instancias.	281
C.1	Instancia A	281
C.2	Instancia B	282
C.3	Instancia C	283

C.4	Instancia D	284
C.5	Instancia E	285
C.6	Instancia F	286
C.7	Instancia G	288
C.8	Instancia H	289
C.9	Instancia I	291
C.10	Instancia J	292
C.11	Instancia K	294
C.12	Instancia L	297
C.13	Instancia M	299
C.14	Instancia N	301
C.15	Instancia O	305
C.16	Instancia P	309
C.17	Instancia Q	312
C.18	Instancia R	317
C.19	Instancia S	323
C.20	Instancia T	329
C.21	Instancia U	335
Anexo D Arquitectura de la red y proyectos tipos empleados.		345
D.1	Guía básica de aquitectura de la red eléctrica de distribución. Criterios generales de diseño y conexión. Manual técnico de distribución. Iberdrola Distribución Eléctrica.	345
D.2	Proyectos tipo de líneas aprobados a la empresa distribuidora.	353

Lista de figuras

1.1	Organización de la tesis	7
2.1	Relación entre problemas	14
2.2	Mínimo Local VS Mínimo Global	19
2.3	Clasificación de Metaheurísticos según Boussaid [51].	25
2.4	Clasificación y evolución de las metaheurísticas	27
2.5	Soluciones de un problema multiobjetivo, comparadas con cada función	32
2.6	Soluciones de un problema multiobjetivo comparadas con f_1 y f_2	32
2.7	Frontera de Pareto. Soluciones no dominadas	33
2.8	Diagrama de selección de NSGA II	61
2.9	Herencia en MA	76
3.1	Elementos básicos del Sector Eléctrico	93
3.2	Elementos básicos de la red de distribución	100
3.3	Topologías radiales de la red	103
3.4	Topologías de anillo de la red	104
3.5	Topología mallada	105
3.6	Triángulo de Potencias	107
3.7	Primera Ley de Kirchhoff	110
3.8	Segunda Ley de Kirchhoff	111
3.9	Agentes del Sector Eléctrico. Ley 24/2013, del Sector Eléctrico	117
3.10	Evolución Legislativa de la Actividad de Distribución Eléctrica	119
3.11	Mapa de las zonas de implantación de las grandes distribuidoras. REE.	120
4.1	Criterios de clasificación de las publicaciones	129
4.2	Niveles de la red de distribución	132
4.3	Funciones objetivo para cada tipo de aplicación	138
5.1	Ejemplo de diseño propuesto	159

5.2	Ejemplo de la topología solución del diseño propuesto	159
5.3	Líneas con direccionalidad de flujo	161
5.4	Esquema de la metodología de cálculo de la retribución	167
6.1	Diagrama de flujo del algoritmo NSGA II	177
6.2	Ejemplos de representación de soluciones.	180
6.3	Diagrama de selección de NSGA II	188
7.1	(A) Hipervolumen sobre punto de referencia. (B) Hipervolumen sobre el origen.	194
7.2	Gráficas de medias de los parámetros de NSGA II para hipervolumen.	197
7.3	Gráficas de medias de los parámetros de NSGA II para cardinalidad.	198
7.4	Gráficas de medias de los parámetros de NSGA II para tiempo de ejecución	199
7.5	Gráficas de los operadores de NSGA II para el hipervolumen	201
7.6	Gráficas de los operadores de NSGA II para la cardinalidad	202
7.7	Gráficas del momento de cambio de operador de NSGA II para el hipervolumen	203
7.8	Gráficas del momento de cambio de operador de NSGA II para la cardinalidad	204
C.1	Instancia A	282
C.2	Instancia B	283
C.3	Instancia C	284
C.4	Instancia D	285
C.5	Instancia E	286
C.6	Instancia F	287
C.7	Instancia G	289
C.8	Instancia H	290
C.9	Instancia I	292
C.10	Instancia J	293
C.11	Instancia K	296
C.12	Instancia L	298
C.13	Instancia M	300
C.14	Instancia N	303
C.15	Instancia O	307
C.16	Instancia P	311
C.17	Instancia Q	316
C.18	Instancia R	321
C.19	Instancia S	327
C.20	Instancia T	333

C.21 Instancia U 343

Lista de tablas

2.1	Listado no exhaustivo de metaheurísticos	29
2.2	Correspondencia entre las fases del SA	82
3.1	Generalidades del Sector Eléctrico	92
3.2	Previsión costes sistema eléctrico 2016-2021. Millones de €.	98
3.3	Magnitudes eléctricas	107
3.4	Coste Electricidad para el consumidor	112
4.1	Tipos de investigaciones	131
4.2	Nivel de Tensión analizado	133
4.3	Tamaño y tensión nominal de las redes analizadas	134
4.4	Temporalidad del estudio	135
4.5	Tipo de la planificación	137
4.6	Modelos monoobjetivo de costes globales	139
4.7	Modelos monoobjetivo de pérdidas	140
4.8	Modelos multiobjetivos agregados	141
4.9	Modelos multiobjetivo	143
4.10	Modelos resueltos con métodos exactos	145
4.11	Modelos resuelto con metaheurísticas	147
4.12	Modelos resuelto con metaheurísticas híbridas	147
4.13	VARIABLES DE DECISIÓN EN PROBLEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	149
4.14	VARIABLES DE DECISIÓN EN PROBLEMAS DE QUE ENLOBAN ELEMENTOS DE PYO.	150
4.15	VARIABLES DE DECISIÓN EN PROBLEMAS DE PLANIFICACIÓN	152
7.1	Valores del ajuste de parámetros de NSGA-II	196
7.2	Mejores valores del ajuste de parámetros de NSGA-II	196
7.3	Probabilidades de empleo de los operadores de cruce	201
C.1	Nodos instancia A	281

C.2	Nodos instancia A	282
C.3	Nodos instancia B	282
C.4	Lineas instancia B	282
C.5	Nodos instancia C	283
C.6	Lineas instancia C	283
C.7	Nodos instancia D	284
C.8	Lineas instancia D	284
C.9	Nodos instancia E	285
C.10	Lineas instancia E	285
C.11	Nodos instancia F	286
C.12	Lineas instancia F	287
C.13	Nodos instancia G	288
C.14	Lineas instancia G	288
C.15	Nodos instancia H	289
C.16	Lineas instancia H	290
C.17	Nodos instancia I	291
C.18	Lineas instancia I	291
C.19	Nodos instancia J	292
C.20	Lineas instancia J	293
C.21	Nodos instancia K	294
C.22	Lineas instancia K	295
C.23	Lineas instancia L	297
C.24	Nodos instancia L	298
C.25	Lineas instancia M	299
C.26	Nodos instancia M	300
C.27	Nodos instancia N	301
C.28	Lineas instancia A	302
C.29	Lineas instancia O	306
C.30	Nodos instancia O	306
C.31	Lineas instancia P	310
C.32	Nodos instancia P	310
C.33	Nodos instancia Q	312
C.34	Lineas instancia Q	316
C.35	Nodos instancia R	317
C.36	Lineas instancia R	320
C.37	Nodos instancia S	323

C.38 Lineas instancia S	326
C.39 Nodos instancia T	329
C.40 Lineas instancia T	332
C.41 Nodos instancia U	336
C.42 Lineas instancia U	342

Lista de algoritmos

1	NSGA-II	179
2	CruceXPtoAleatorio	185
3	CruceXTendencia	187
4	CrowdingDistanceSortingBasico	189
5	AntiTendencia	190

Capítulo 1

Introducción.

La Investigación Operativa es una disciplina cuya mayor razón de ser consiste en ayudar al empresario o al administrador público en la toma de buenas decisiones en su correspondiente entorno operativo, y ello se hace mediante la aplicación del método científico.

Joaquín A. Pacheco Bonrostro, 2015

Contenidos

1.1	Introducción a la investigación operativa.	3
1.2	Generalidades.	3
1.3	Objetivos de la tesis.	4
1.4	Estructura de la tesis.	5
1.5	Publicaciones correspondientes a la tesis.	7

1.1 Introducción a la investigación operativa.

La Investigación Operativa (IO), tiene sus orígenes en la Segunda Guerra Mundial, debido a la necesidad de asignar recursos limitados en las operaciones militares, con requisitos tácticos y estratégicos. En ese momento se sentó una de las bases de la IO, la interdisciplinariedad. Desde su origen los equipos de trabajo estaban formados por matemáticos, ingenieros, informáticos, biólogos, físicos, economistas, y expertos del área o entidad implicada. Esto permitió afrontar problemas de interacción compleja de forma dinámica.

Tras los eficientes resultados de estos grupos de trabajo, estas mismas técnicas se extendieron a otros ámbitos sociales, dando lugar a la segunda característica de la IO, la transversalidad. Los trabajos llevados a cabo durante la contienda no tardaron en aplicarse a problemas de logística o asignación de recursos industriales, debido a su similitud. Con el paso de los años y el aval de sus resultados, se ha aplicado a otro tipo de campos como en la medicina, la educación, la construcción o la energía.

En síntesis, la Investigación Operativa utiliza como recurso primario modelos matemáticos para cuantificar y acotar los problemas dentro de un marco de restricciones, medidas, objetivos y variables, de tal manera que se obtengan controles óptimos de operación, decisiones, niveles y soluciones. El procedimiento consiste en la construcción de un modelo de decisión y posteriormente encontrar su solución con el objeto de determinar la decisión óptima.

Como técnica para la solución de problemas, la Investigación Operativa debe verse como ciencia y arte. El aspecto de la ciencia radica en ofrecer técnicas y algoritmos matemáticos para encontrar decisiones adecuadas. Es un arte debido a que el éxito que se alcanza en todas las fases, anteriores y posteriores a la solución del modelo matemático, depende en forma considerable de la habilidad y creatividad de los analistas encargados de tomar decisiones [5].

1.2 Generalidades.

La finalidad del sistema de distribución eléctrica es la de satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores de una forma segura, en unas determinadas condiciones técnicas, con unos niveles de calidad adecuados y a un coste asequible. La planificación de la expansión de red de distribución eléctrica posee una gran importancia [275], ya que la combinación de su expansión en superficie junto con el continuo crecimiento de la demanda conlleva un desarrollo vegetativo de la red.

La planificación de una red eficiente a medio-largo plazo requiere resolver un problema combinatorio difícil con un amplio espectro de soluciones. De ahí que desde la década de los 60, cuando se publicó el primer modelo de optimización de redes de distribución [281], han sido continuas las contribuciones y las publicaciones que han centrado sus esfuerzos en encontrar soluciones algorítmicas robustas y aplicarlas en las redes de distribución.

Por otro lado, al tratarse de un sector estratégico e indispensable para el desarrollo económico y social, la regulación es fundamental. Y como comenta Ahmad Rezaee Jordehi en una de las últimas revisiones sobre la aplicación de métodos de optimización a los sistemas de distribución eléctrica [260], pese al amplio desarrollo y aplicación de métodos de optimización; en muy pocos de ellos se han tenido en cuenta los aspectos relativos a la regularización o desregularización de esta actividad.

1.3 Objetivos de la tesis.

El objetivo principal de esta tesis es **adaptar un algoritmo** para ayudar en la toma de decisiones de la compleja tarea de planificación de redes de distribución de energía eléctrica. Esta herramienta de diseño tiene que obtener con tiempos de cálculo razonables (de acuerdo a la complejidad del modelo y volumen de información) diseños óptimos de la red de distribución. Para ello se desarrollarán nuevos operadores que permitan obtener el óptimo global o soluciones muy cercanas al óptimo, evitando que el proceso de búsqueda de soluciones conduzca sólo a óptimos locales; el cual es un problema típico de muchos de los métodos desarrollados para pequeñas redes, cuando estos son implementados en redes reales mucho más extensas.

Para alcanzar esta meta, se han establecido varios hitos necesarios para acercar los resultados del modelo a su aplicación real.

1. Desarrollar una revisión del estado del arte de los metaheurísticos; desde el punto de vista de su aplicación.
2. Analizar el desarrollo legislativo de la actividad de distribución eléctrica, y sus consiguientes efectos para el problema de planificación de la red.
3. Estudiar el problema de planificación de la red de distribución eléctrica, analizando la metodología propuesta en la literatura y los casos de aplicación en la vida real.

4. Clusterizar la red Norte-Centro de Iberdrola agrupando puntos de consumo, de acuerdo a su distribución topológica y tipológica, sus perfiles de carga, previsiones de evolución de demanda, nivel de fiabilidad necesario, etc...
5. Segmentar las variables de decisión generales de este problema, partiendo de las definidas por la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) y los proyectos tipos (estándares empleados) por la compañía Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.
6. Adaptar el modelo a la regulación existente, respecto a la actividad de distribución. Tanto en los aspectos económicos, retribuciones, amortizaciones, etc... como en los técnicos, caída tensión, pérdidas, etc..
7. Implementar el algoritmo general y los operadores específicos para el problema.
8. Comprobar la efectividad del algoritmo en diferentes instancias y casos reales.

1.4 Estructura de la tesis.

Esta tesis está organizada en los ocho capítulos que se describen a continuación. En el diagrama de la figura 1.1 se muestra la estructura completa.

En el **capítulo 1** se procede a introducir la tesis, definir sus objetivos y justificar sus motivaciones.

El **capítulo 2** muestra una revisión bibliográfica de las técnicas de optimización heurísticas y metaheurísticas, indicando el estado del arte de dichas herramientas matemáticas y su evolución cronológica. Corresponde al objetivo 1.

El **capítulo 3** introduce los conceptos básicos del sector eléctrico y la distribución eléctrica, y resalta los aspectos técnicos que deben considerarse para su modelizado. Así como una revisión a la legislación que nos definirá parámetros y restricciones para su aplicación al modelo. Corresponde al objetivo 2.

El **capítulo 4** define los conceptos básicos que intervienen en el diseño óptimo de redes de distribución de energía eléctrica y recoge los diferentes modelos de planteamientos del problema. Desarrollando la formulación matemática que permita resolver el problema y detallando las funciones objetivo, las restricciones y las variables de decisión consideradas en cada caso. Corresponde al objetivo 3.

En el **capítulo 5** se procede a modelizar el problema, definiendo las funciones objetivo, restricciones y variables de decisión empleadas. Corresponde a los objetivos 4 y 5.

En el **capítulo 6** se indican con detalle las características del algoritmo que se ha implementado para la realización de los trabajos de investigación que se han llevado a cabo, indicando aquellos aspectos originales que lo diferencian de un algoritmo clásico. Detallando su codificación e implementación. Además, de los operadores específicos desarrollados. Corresponde a los objetivos 6 y 7.

En el **capítulo 7** se muestra el diseño de experimento y los resultados computacionales obtenidos. Corresponde al objetivo 8.

En el **capítulo 8** se recoge un resumen de los trabajos de investigación desarrollados, los resultados alcanzados y las aportaciones originales logradas durante la realización de esta Tesis Doctoral, así como las conclusiones y las futuras líneas de investigación que se pretenden abordar.

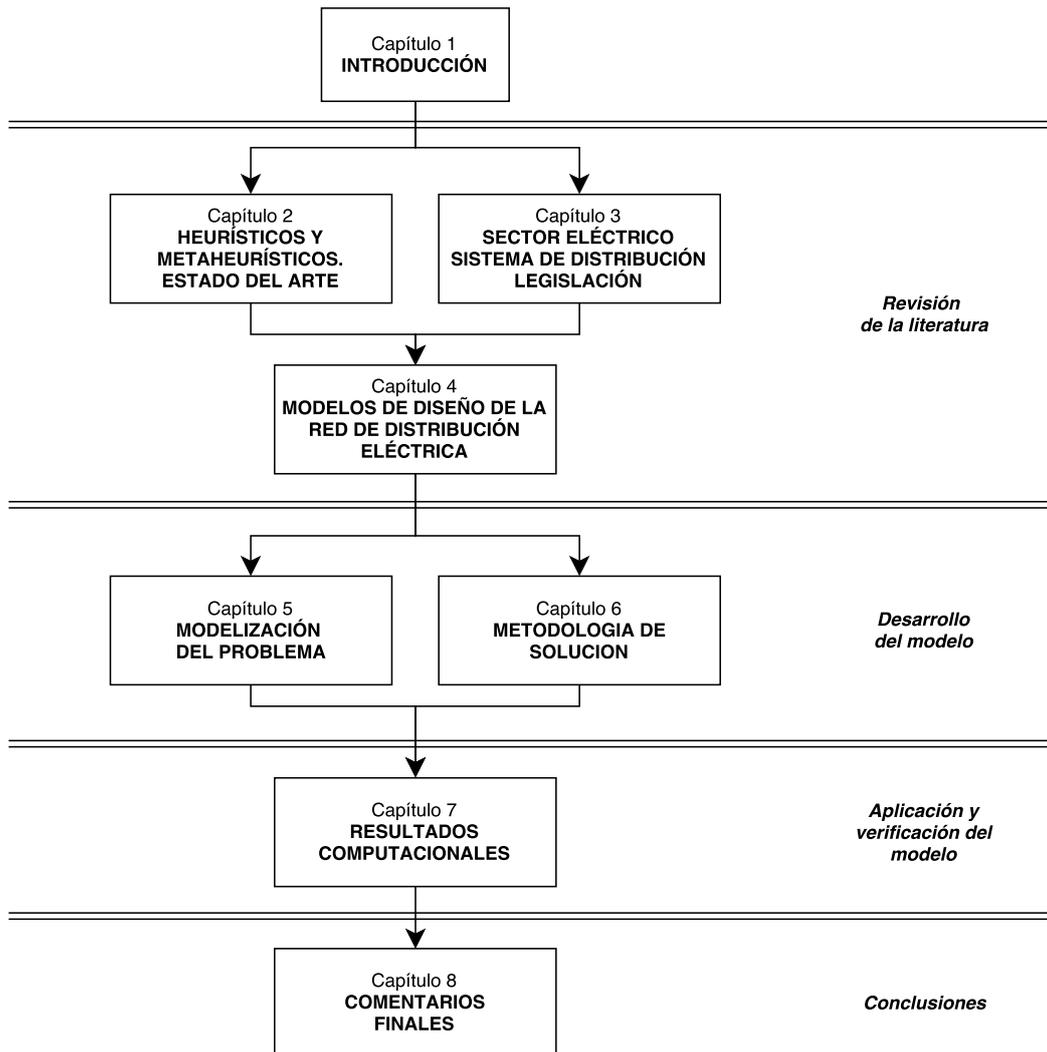


Fig. 1.1 Organización de la tesis

1.5 Publicaciones correspondientes a la tesis.

Durante el desarrollo de esta tesis se han realizado diferentes publicaciones mostrando los avances y resultados de la investigación desarrollada. Estas publicaciones han sido tres capítulos de libros y un artículo en la revista mexicana *The Anahuac Journal*.

- New models of power distribution systems. Smart Grids and Distributed Generation. [375]
- Optimisation of power distribution planning. A state of the art. [374]

- Planeamiento energético, su análisis y futuro. [373]
- Los métodos de decisión multicriterio discretos. Un punto de vista racional aplicado a la toma de decisiones. [376]

Capítulo 2

Heurísticos y metaheurísticos.

*In the last decade, new advances in algorithms have been as important as
the impressive advances in computer technology*

George Lann Nemhauser, 1994

Contenidos

2.1	Introducción.	13
2.2	Complejidad algorítmica.	13
2.3	Métodos exactos.	15
2.4	Heurísticas.	15
2.4.1	Métodos constructivos.	17
2.4.2	Métodos de descomposición.	17
2.4.3	Métodos de reducción.	18
2.4.4	Métodos de manipulación.	18
2.4.5	Métodos de búsqueda local.	18
2.5	Metaheurísticas.	20
2.5.1	Intensificación y diversificación.	22
2.5.2	Clasificaciones y evolución de las metaheurísticas.	23
2.5.3	Metaheurísticos en problemas multiobjetivo.	30
2.6	Metaheurísticas eminentemente Monoobjetivo.	39
2.6.1	Artificial Bee Colony (ABC)	39
2.6.2	Bionomic Algorithms (BA)	40
2.6.3	Bacterial Foraging Optimization Algorithm (BFOA)	41

2.6.4	BioGeography-based Optimization (BGO)	42
2.6.5	Cross Entropy (CE)	43
2.6.6	Co-Evolving Algorithms (CEA)	43
2.6.7	Cultural algorithms (CA)	44
2.6.8	Estimation of Distribution Algorithms (EDA)	46
2.6.9	Evolution Strategy (ES)	47
2.6.10	Evolutionary Programming (EP)	47
2.6.11	Extreme Optimization (EO)	48
2.6.12	Firefly Algorithm (FA)	48
2.6.13	Genetic Programming (GP)	49
2.6.14	Guided Local Search (GLS)	49
2.6.15	Gravitational Search Algorithm (GSA)	50
2.6.16	Heuristic Concentration (HC)	51
2.6.17	Imperialist Competitive Algorithm (ICA)	51
2.6.18	Iterated Local Search (ILS)	52
2.6.19	Multistart Search (MS)	53
2.6.20	Noise Method (NM)	53
2.6.21	Path Relinking (PR)	54
2.6.22	Reactive Search (RS)	55
2.6.23	Shuffled Frog Leaping Algorithm (SFLA)	55
2.6.24	Variable Neighborhood Search (VNS)	56
2.7	Metaheurísticas explícitamente Multiobjetivo.	58
2.7.1	Non-dominated Sorting Pareto Genetic Algorithm (NSGA)	58
2.7.2	Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II)	59
2.7.3	Controlled NSGA II (CNSGA II)	61
2.7.4	Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA)	62
2.7.5	Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA-2)	62
2.7.6	Niched Pareto Genetic Algorithm (NPGA)	64
2.7.7	Niched Pareto Genetic Algorithm II (NPGA II)	65
2.7.8	Pareto Archived Evolution Strategy (PAES)	66
2.7.9	Pareto Envelope-based Selection Algorithm (PESA)	66

2.7.10	MultiObjetive Adaptative Memory Procedure (MOAMP)	67
2.8	Metaheurísticas duales Monoobjetivo y Multiobjetivo.	67
2.8.1	Ant Colony Optimization (ACO)	67
2.8.2	Artificial Immune Systems (AIS)	69
2.8.3	Differential Evolution (DE)	70
2.8.4	Genetic Algorithms (GA)	70
2.8.5	Greddy Randomized Adaptative Search Procedure (GRASP)	73
2.8.6	Memetic Algorithms (MA)	75
2.8.7	Particle Swarm Optimization (PSO)	77
2.8.8	Scatter Search (SS)	80
2.8.9	Simulated Annealing (SA)	82
2.8.10	Tabu Search (TS)	84

2.1 Introducción.

Optimizar consiste en encontrar la mejor solución para un determinado problema; o más coloquialmente ir un poco más allá en la mejora. En un contexto científico, optimizar se definiría como la búsqueda de la mejor solución posible para un determinado problema; comprendida dentro de las soluciones factibles y de acuerdo a uno o varios criterios previamente establecidos.

La parte de la matemática que aborda estos problemas es la programación matemática, la cual se subdivide según las características de las variables y/o de las expresiones (ecuaciones o inecuaciones) que definen el modelo. De acuerdo a las variables podemos hablar de programación entera, programación entera-mixta o programación continua. Mientras que en función del tipo de expresiones hablaríamos de programación lineal y programación no lineal, o monoobjetivo y multiobjetivo en función del número de funciones objetivo con las que trabaje.

Para aplicar una técnica de optimización es necesario disponer de lo que se denomina modelo de optimización matemático. Un modelo de optimización matemático se compone en general de tres elementos básicos como dice Linares [303]:

- **Función objetivo:** Es la medida cuantitativa del funcionamiento del sistema que se desea optimizar; maximizar o minimizar.
- **Variables:** Representan las decisiones que se pueden tomar y que modifican el valor de la función objetivo.
- **Restricciones:** Representan el conjunto de relaciones (expresadas mediante ecuaciones o inecuaciones) que algunas de las variables deben satisfacer.

2.2 Complejidad algorítmica.

La Teoría de la Complejidad Computacional es una rama de la teoría de la computación que se centra en la clasificación de los problemas computacionales de acuerdo a su dificultad inherente, y en la relación entre dichas clases de complejidad. Es decir trata de responder a las preguntas: ¿Cuán bueno es un algoritmo para resolver un problema? o ¿Cuán difícil es intrínsecamente un problema dado? [438].

Matemáticamente, los problemas se pueden clasificar atendiendo a la dificultad que entraña su resolución a través de un ordenador. Las principales clases de problemas atendiendo al nivel de dificultad de resolución, son P , NP , $NP - Completos$ y $NP - Duros$. La relación de estas cuatro clases de problemas entre sí, se muestra en la figura 2.1.

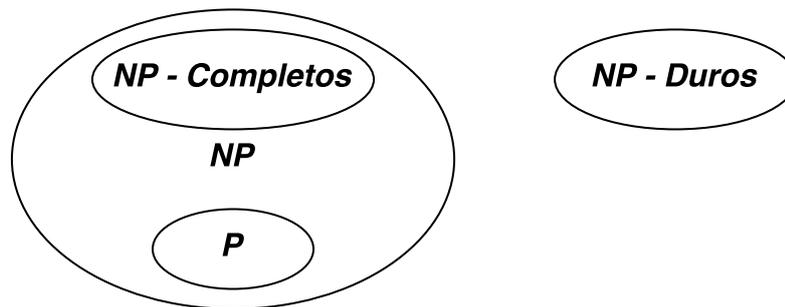


Fig. 2.1 Relación entre problemas

En este apartado se introducen brevemente sus definiciones. Para las cuales es básico el concepto de tiempo polinómico de resolución; es decir cuando el tiempo de ejecución de un algoritmo que lo resuelve se puede relacionar con el tamaño de entrada a través de una fórmula polinómica.

Los problemas P son aquellos para los cuales existe un algoritmo que los puede resolver en un tiempo de computación razonable.

Los problemas NP son aquellos que a día de hoy no se ha encontrado un algoritmo que obtenga una solución óptima en un tiempo polinómico. Pero sí que hay un algoritmo que permite comprobar en un tiempo aceptable si una solución es óptima. Debido a esta segunda condición todos los problemas de clase P son NP , ya que siempre es posible comprobar que un valor es una solución al problema en un tiempo polinómico; aunque sea ejecutando el propio algoritmo de resolución.

Los problemas $NP - Completos$ son un subconjunto de problemas NP . No tienen un algoritmo que los resuelva en tiempo polinómico, y aunque no se ha podido demostrar formalmente que no exista ese algoritmo, los matemáticos creen realmente que no existe.

Los problemas $NP - Duros$ son problemas al menos tan difíciles de resolver como un problema $NP - Completo$, aunque es posible que incluso más. Y no existe para ellos un algoritmo polinómico que permita verificar una solución, por lo que quedan excluidos del grupo de problemas NP .

La idea intuitiva de problema difícil de resolver queda reflejada en el término científico $NP - Hard$ [198] (Dificultad no polinómica), utilizado en el contexto de la complejidad algorítmica; un problema de optimización difícil, es aquel para el cual no se puede garantizar encontrar una solución factible en un tiempo razonable [316]. La existencia de gran cantidad y variedad de problemas difíciles que aparecen en la práctica, ha impulsado el desarrollo de procedimientos eficientes para encontrar soluciones aceptables, aunque no sean óptimas. Es

decir, aceptando que el tiempo de comprobación de todas las opciones posibles es excesivo; se trata de desarrollar estrategias que guíen este proceso hacia óptimos aceptables.

La gran pregunta de la teoría de complejidad computacional es si las dos clases P y NP coinciden. Es decir, si $P = NP$. Si bien existe un amplio consenso de que ambas clases deben ser diferentes, nadie lo ha probado hasta ahora. En el caso de que ambas clases fuesen iguales, esto tendría un gran impacto en muchos campos. Por ejemplo, implicaría que existe un algoritmo polinomial para factorizar números primos, lo que podría comprometer seriamente a muchos protocolos de seguridad.

2.3 Métodos exactos.

Dada la complejidad de estos problemas, solo los casos con limitado número de operaciones pueden ser resueltos de forma consistente a través de métodos exactos. Para ampliar la aplicabilidad de estos métodos suelen aplicar metodologías de relajación al problema y utilizar algún esquema de ramificación y acotamiento [526]. Los métodos más empleados en estos casos son el algoritmo de planos de corte de Gomory [201], el de descomposición de Benders [40], y para los problemas lineales, es decir cuando la función objetivo y las restricciones son expresiones lineales; es ampliamente utilizado el método Simplex de Dantzig [504].

Los métodos exactos se han aplicado con éxito en una elevada cantidad de problemas. Resolviendo problemas que pertenecen a la clase P de forma óptima y en un tiempo razonable. Pero como se ha comentado antes para la mayoría de problemas prácticos, denominados NP no se conocen algoritmos exactos con tiempos de convergencia polinómico, es decir aunque exista un algoritmo que encuentre la solución exacta al problema, tardaría en encontrarla un tiempos excesivo para permitir su aplicabilidad.

Además, un algoritmo exacto es completamente dependiente del problema, o familia de problemas, para los que esta diseñado y los que resuelve de forma óptima, de forma que cuando cambia o se modifica el problema, hay que diseñar un nuevo algoritmo exacto y demostrar su optimalidad.

2.4 Heurísticas.

El término heurístico deriva del griego *heuriskin* que significa encontrar o descubrir. Una de las acepciones que da la Real Academia de la Lengua es, ... *en algunas ciencias, manera de buscar la solución de un problema mediante métodos no rigurosos, como por tanteo, reglas empíricas, etc.* Se ha adoptado este término en el ámbito de la optimización, para esta

forma de resolución de problemas que sin garantizar el óptimo, ofrece un abanico de buenas soluciones.

Desde un punto de vista científico, el término heurística se debe al matemático G. Polya, quien lo empleó por primera vez en su libro *How to solve it* [392]. Con este término Polya quería expresar las reglas con las que los humanos gestionan el conocimiento común. Actualmente existen bastantes definiciones interesantes que se extraen de la literatura.

Procedimiento para resolver problemas por medio de un método intuitivo en el que la estructura del problema puede interpretarse y explotarse inteligentemente para obtener una solución razonable. [363]

Un método heurístico es un conjunto bien conocido de pasos para identificar rápidamente una solución de alta calidad para un problema dado. [33]

Los heurísticos son procedimientos simples, a menudo basados en el sentido común, que se supone ofrecerán una buena solución (aunque no necesariamente la óptima) a problemas difíciles, de un modo fácil y rápido. [536]

Debe de quedar claro que, frente a los heurísticos, el tiempo que los métodos exactos pueden precisar para resolver un problema difícil, en caso de existir solución, es de un orden de magnitud muy superior al de los heurísticos, pudiendo darse el caso de no encontrarla.

De lo anterior se puede deducir que, tanto los métodos exactos como los heurísticos, persiguen encontrar el máximo (o el mínimo) de una función objetivo sobre un conjunto finito de soluciones, denotadas por X .

$$\begin{aligned} & \text{Max } f(x) \\ & \text{Sujeto a : } x \in X \end{aligned}$$

donde:

- x Variable de decisión
- X Espacio de soluciones factibles
- f Función objetivo

No se exige ninguna condición o propiedad sobre la función objetivo o sobre la definición del conjunto; además, puesto que las variables son discretas y, generalmente, acotadas, S es finito, por lo que queda restringido su dominio a una serie finita de valores.

Aparte del concepto de *problema difícil* citado anteriormente, existen otras razones que justifican el empleo de métodos heurísticos:

- No siempre se conocen los parámetros de la función objetivo
- Aportan una mayor flexibilidad a la hora de modelizar el problema
- No siempre es posible incorporar todos los aspectos en el modelo matemático.

Hoy en día existen muchos tipos de heurísticos, haciendo difícil su clasificación. No obstante, se puede establecer la siguiente [470]:

- Métodos constructivos
- Métodos de descomposición
- Métodos de reducción
- Métodos de manipulación del modelo
- Métodos de búsqueda local

Aunque todos estos métodos han contribuido a la resolución de diferentes problemas, son los constructivos y los basados en búsquedas por entornos los que constituyen la base de los métodos metaheurísticos, los cuales serán analizados en la siguiente sección.

2.4.1 Métodos constructivos.

Se basan en ir añadiendo de forma iterativa elementos hasta completar una solución. Tradicionalmente suelen ser métodos deterministas y hacen mejor elección en cada iteración según algún criterio. En cada paso añade un elemento constituyente de la solución, generalmente el que se caracteriza por ser el que produce una mejora más elevada en la solución parcial. Este tipo de algoritmo también se conoce como *miope*, *voraz* o *ávido* ya que seleccionan la mejor opción actual sin que les importe lo que conllevará en un futuro.

2.4.2 Métodos de descomposición.

Se basan en la dividir el problema en sub-problemas más pequeños de forma recursiva hasta tener subproblemas sencillos. Posteriormente combina el algoritmo para ofrecer una solución al problema.

2.4.3 Métodos de reducción.

Se basan en identificar propiedades que se cumplen en la mayoría de soluciones buenas, que son introducidas como restricciones del problema. La finalidad es restringir el espacio de soluciones, simplificando el problema. Presentan el riesgo de obviar soluciones buenas.

2.4.4 Métodos de manipulación.

Se basan en modificar y/o simplificar la estructura del modelo a fin de hacerlo más sencillo de resolver y obtener una solución al problema simplificado. A partir de esta solución se extrapola la solución del problema original. Estos métodos pueden reducir el espacio de soluciones o aumentarlo; y los más destacados son la linealización, la agrupación de variables y la introducción de nuevas restricciones.

2.4.5 Métodos de búsqueda local.

Se basan en la mejora progresiva de una solución inicial, mediante la exploración de su entorno próximo, y que se sustituye por la mejor solución de estas de forma iterativa hasta no encontrar una mejor solución. Se dice entonces que existe un mínimo o máximo local. Por tanto, la solución de este algoritmo da lugar a un óptimo local, que puede o no coincidir con el óptimo global.

Así, en un problema de optimización combinatoria, cada solución presenta un conjunto de soluciones asociadas a ella, denominadas entorno de s , y que se denota como N_s . Se parte de una solución inicial s_0 , se calcula su entorno N_{s_0} y se escoge una nueva solución s_1 mejor que s_0 , se sustituye s_0 por s_1 y así sucesivamente. La sustitución de una solución por otra vecina se denomina *movimiento*. En pseudocódigo se podría escribir de la siguiente forma:

- 1: Leer una solución inicial S_0
- 2: *Repetir*
- 3: Seleccionar $s \in N_{s_0}$
- 4: $f_s > f_{s_0}$ de acuerdo a una función previamente definida.
- 5: Reemplazar s_0 por s
- 6: *Hasta que $f_s \leq f_{s_0}, \forall s \in N_{s_0}$*

Así pues, un procedimiento de búsqueda local queda completamente determinado al definir un entorno y el criterio de selección dentro del mismo. Igual que la solución inicial delimita el espacio de soluciones factibles de ser seleccionadas. La definición de entorno depende en gran medida de la estructura del problema, así como de la función objetivo.

También es necesario definir el criterio para seleccionar una nueva solución mejor que la actual.

- *Descenso Aleatorio*, selecciona al azar una solución que mejore la actual
- *Primer Descenso*, selecciona la primera solución que mejore la actual
- *Mayor Descenso*, selecciona la mejor solución del entorno de la actual solución

Aunque intuitivamente la estrategia de *mayor descenso* parece la más acertada, las experiencias realizadas indican que no conducen necesariamente hacia mejores soluciones finales, pues en numerosas ocasiones el proceso puede acabar prematuramente en mínimos locales excesivamente cercanos a la solución inicial [290]. Desde otra perspectiva, la estrategia del *primer descenso* ahorra tiempo de cálculo, y puede diversificar más la búsqueda de forma que se encuentren regiones con mejores soluciones.

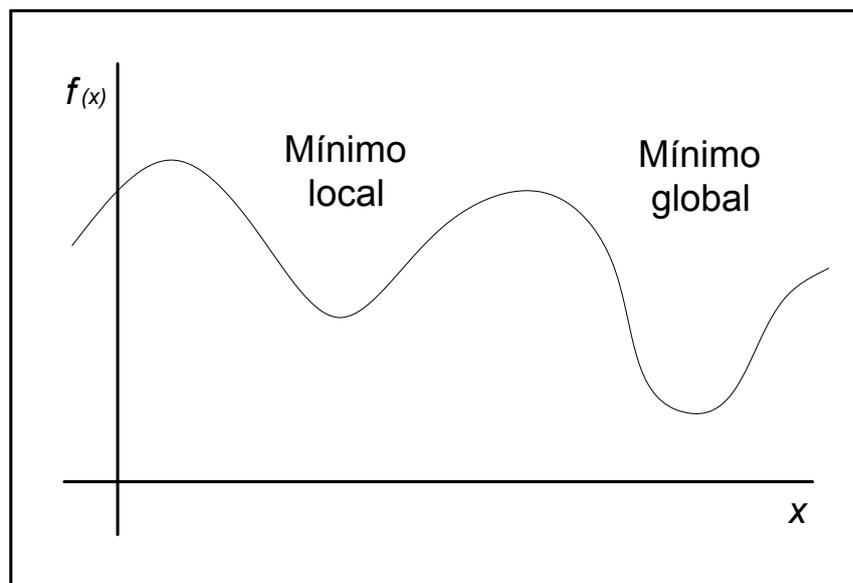


Fig. 2.2 Mínimo Local VS Mínimo Global

Sin pérdida de generalidad, consideremos para la descripción del método que es un problema de minimización de la función objetivo. En la figura 2.2, se puede observar cómo el óptimo local obtenido por este método se aleja bastante del óptimo global, porque como se puede ver, el algoritmo se detiene en el momento en que la solución no mejora, cometiendo el error de detenerse en el citado óptimo local.

Esta limitación estratégica da pie a la aparición de nuevos algoritmos denominados metaheurísticos, que evitan quedar atrapados en mínimos o máximos locales, permitiendo la realización de ciertos movimientos que empeoren temporalmente la función objetivo.

2.5 Metaheurísticas.

Los metaheurísticos intentan llegar más lejos en el desarrollo de estrategias de optimización, su misión es resolver problemas de mayor complejidad y dificultad que con frecuencia aparecen en la economía, ingeniería, empresa, ciencia y en otras ramas. El término metaheurístico aparece citado por primera vez en un artículo de Fred Glover [205]. Algunas definiciones que se pueden encontrar en la literatura sobre este término son:

Un Metaheurístico es un procedimiento iterativo, con una estructura y unas reglas generales de funcionamiento que lo caracterizan, que guía un método (normalmente un heurístico) subordinado combinando inteligentemente diversos conceptos para explorar los espacios de búsqueda utilizando estrategias aprendidas para conseguir soluciones cuasi-óptimas de manera eficiente. [209]

Metaheurística se refiere a una estrategia maestra que guía y modifica otras heurísticas para producir soluciones más allá de aquellas que normalmente se generan en una búsqueda de óptimos locales. [369]

Los procedimientos Metaheurísticos son una clase de métodos aproximados, que están diseñados para resolver problemas difíciles de optimización combinatoria, en los que los heurísticos clásicos no son ni efectivos ni eficientes. Los metaheurísticos proporcionan un marco general para crear nuevos algoritmos híbridos combinando diferentes conceptos derivados de la Inteligencia Artificial, evolución biológica y mecanismos estadísticos. [516]

Al igual que los heurísticos, son procedimientos iterativos que disponen de un mecanismo de parada, ya que sino no se detendrían nunca; dichos mecanismos de parada pueden ser de distintos tipos: número de iteraciones, número de iteraciones sin mejorar, acercarse bastante a un óptimo previa fijación de un rango admisible, etc. En cuanto a la jerarquía, podemos decir que los metaheurísticos están en un nivel superior a los heurísticos, ya que los metaheurísticos guían a los heurísticos.

Aunque es posible encontrar convergencias teóricas para algunos metaheurísticos bajo determinadas hipótesis, estas hipótesis no se verifican en la mayoría de las aplicaciones

prácticas. Por tanto, aunque pierden la posibilidad de garantizar soluciones óptimas, los metaheurísticos han obtenido éxitos a la hora de conseguir *buenas soluciones* en una amplia gama de aplicaciones en muy diversas áreas. En estos momentos ya existe una amplia documentación al respecto.

Además tienen otra gran ventaja. Dada la sencillez de sus elementos básicos y la importancia de sus aspectos intuitivos pueden ser implementados y utilizados por personas sin una formación específica en matemáticas de alto nivel. Aunque igualmente es indiscutible que a mayor conocimiento de técnicas de investigación operativa, matemáticas o informática se dispone de una mayor capacidad de recursos para abordar los problemas.

Hay que decir, que hay casos donde el uso de metaheurísticos no es aconsejable ya que existen métodos exactos posibles de ser aplicados o algoritmos específicos para el problema tratado muy ajustados y de una gran eficiencia. Diremos, pues, que los metaheurísticos no son una panacea pero son herramientas útiles muy potentes.

Los metaheurísticos deben disponer de una serie de buenas **propiedades**, que entre otras, podrían ser las que a continuación se detallan:

- Eficiencia: a un problema en particular le deben aportar soluciones óptimas o pseudo-óptimas.
- Coherencia: todos los pasos aplicados a un problema en particular deben derivarse de los principios del metaheurístico.
- Sencillez: los principios deben ser claros y simples.
- Efectividad: los tiempos de computación empleados en proporcionar las soluciones óptimas o pseudo-óptimas deben ser aceptables.
- Amigables con el usuario: deben estar bien definidos, ser fáciles de utilizar y comprensibles.
- Innovación: preferentemente deben utilizar nuevas aplicaciones.

y tener las siguientes **características** [433]:

- Son ciegas, no saben si llegan a la solución óptima. Por lo tanto se les debe indicar cuándo deben detenerse.
- Son algoritmos aproximativos y, por lo tanto no garantizan la obtención de la solución óptima.

- Aceptan ocasionalmente malos movimientos (es decir, se trata de procesos de búsqueda en los que cada nueva solución no es necesariamente mejor que la inmediatamente anterior). Algunas veces aceptan, incluso, soluciones no factibles como paso intermedio para acceder a nuevas regiones no exploradas.
- Son relativamente sencillos, todo lo que se necesita es una representación adecuada del espacio de soluciones, una solución inicial (o un conjunto de ellas) y un mecanismo para explorar el campo de soluciones.
- Son generales. Prácticamente se pueden aplicar en la resolución de cualquier problema de optimización de carácter combinatorio. Sin embargo, la definición de la técnica será más o menos eficiente en la medida en que las operaciones tengan relación con el problema considerado.
- La regla de selección depende del instante del proceso y de la historia hasta ese momento. Si en dos iteraciones determinadas, la solución es la misma, la nueva solución de la siguiente iteración no tiene por qué ser necesariamente la misma. En general no lo será.

2.5.1 Intensificación y diversificación.

La intensificación y la diversificación son ideas originales de la búsqueda tabú, aunque actualmente se han extendido al resto de las metaheurísticas como medida de su potencialidad. Una definición bastante clara la ofrece Duarte [129]:

La intensificación es la forma de definir el proceso de búsqueda más exhaustivo que puede llevar a cabo una metaheurística en una vecindad dada. Generalmente, la metaheurística no intensifica en cualquier entorno, ya que eso sería una búsqueda exhaustiva de todo el espacio de soluciones, sino que tiene en cuenta factores como, por ejemplo, la calidad de las soluciones encontradas en esa vecindad. Es decir, si en esa vecindad no hay ninguna solución de calidad no parece interesante intensificar la búsqueda en dicha región.

La diversificación es la forma de definir el proceso mediante el cual la metaheurística es capaz de visitar diversas vecindades lejanas. Habitualmente, la metaheurística no diversifica constantemente y sin criterio, ya que eso sería una búsqueda aleatoria en el espacio de soluciones, sino que tiene en cuenta factores, como por ejemplo el hecho de que una región no haya sido visitada.

En la mayoría de los problemas de optimización, las estrategias de intensificación y diversificación son contrapuestas. Es implica que cuantos más recursos utilice una metaheurística diversificando recorriendo, es decir recorriendo las regiones del espacio de búsqueda; menos

tendrá disponible intensificar la búsqueda en una región. Y de la misma forma ocurre en sentido contrario

2.5.2 Clasificaciones y evolución de las metaheurísticas.

Tradicionalmente se han clasificado en dos grandes grupos: metaheurísticos basados en búsqueda por entornos y metaheurísticos basados en evolución de poblaciones, sin embargo, tal y como indican Laguna y Delgado [291], hoy en día se producen hibridaciones entre las diferentes estrategias lo que dificulta su clasificación.

En la actualidad, la mayoría de los metaheurísticos que se implementan resultan ser combinaciones de distintos grupos; así, existen métodos constructivos que se complementan con una búsqueda local, como GRASP; otros evolutivos, que se complementan con búsquedas guiadas, además de muchas más combinaciones. Es posible encontrar diferentes clasificaciones de metaheurísticos, tales como las de Díaz [114], o Glover [209] y como este último afirma:

Una clasificación rigurosa de diferentes metaheurísticos es difícil y peligroso ya que los principales partidarios de métodos alternativos a menudo difieren entre ellos mismos en la naturaleza esencial de los métodos a los que se adhieren.

Se pueden encontrar varias clasificaciones dependiendo de las características que se seleccionen para diferenciarlos, y del diferente punto de vista que se aplique. Blum proponen la siguiente clasificación de los algoritmos metaheurísticos [44].

- **Algoritmos basados en poblaciones y algoritmos basados en trayectorias** En este caso se clasifican los algoritmos por el número de soluciones que se usan al mismo tiempo. Los algoritmos que trabajan con una sola solución se denominan métodos de trayectoria y abarcan metaheurísticas basadas en búsquedas locales, como pueden ser la búsqueda, tabú, la búsqueda local iterativa o la búsqueda en vecindarios variables. Todos ellos comparten la característica de que van trazando una trayectoria en el espacio de soluciones durante en el proceso de búsqueda. Por otro lado los metaheurísticos basados en poblaciones realizan el proceso de búsqueda describiendo la evolución de un conjunto de puntos dentro del espacio de búsqueda.
- **Algoritmos basados en la naturaleza y no basados en la naturaleza** Quizás esta es la forma más intuitiva de clasificación, atendiendo al origen del algoritmo. Por un lado se encuentran algoritmos basados en la naturaleza como pueden ser los algoritmos genéticos o los de hormigas. Por otro lado se encuentran los que no están basado en la naturaleza como la búsqueda tabú o la búsqueda local iterativa. Esta clasificación no

es muy significativa ya que los algoritmos híbridos no encajarían en ninguna de las dos categorías y porque a veces es difícil clasificar un algoritmo claramente en una de las dos categorías. Por ejemplo el uso de memoria en una búsqueda tabú se puede considerar como basado en la naturaleza.

- **Función objetivo dinámica o estática** Se puede hacer otra clasificación en función de cómo los metaheurísticos utilizan la función objetivo. Algunos algoritmos mantienen la función objetivo como viene dada en la representación del problema, otros por el contrario la modifican durante el proceso de búsqueda, como la búsqueda local guiada. La idea detrás de esta modificación es escapar de mínimos locales alterando el espacio de búsqueda, para ello se altera la función objetivo durante la operación de búsqueda intentando incorporar información recogida durante el mismo proceso de búsqueda.
- **Una o varias estructuras vecinales** La mayoría de algoritmos metaheurísticos trabajan con una sola estructura vecinal, es decir la configuración de la topología del espacio de soluciones no cambia durante el algoritmo. Mientras que con otras metaheurísticas como la búsqueda en vecindarios variables, se usan un conjunto de estructuras vecinales las cuales posibilitan diversificar la búsqueda y abordar el problema intercambiando diferentes configuraciones de espacios de soluciones.
- **Uso o no de memoria** Una característica importante para clasificar los metaheurísticos es si hacen uso del historial de búsqueda dentro del proceso de búsqueda. Los procesos que no usan memoria determinan la siguiente acción a ejecutar según el estado actual del proceso de búsqueda. En los procesos que usan memoria se puede distinguir entre los procesos que usan memoria a corto plazo como analizar los últimos movimientos realizados o las soluciones visitadas, y los procesos con memoria a largo plazo que normalmente utilizan algún parámetro sintético para acumular la información producida en la búsqueda. Actualmente el uso de memoria se reconoce como una característica muy poderosa dentro de los metaheurísticos.

Otro aspecto a tener en cuenta, es la forma de explorar el espacio de soluciones factibles; hay metaheurísticos que utilizan un procedimiento sistemático, basado en el uso de memoria, frente a otros, que utilizan métodos basados en estrategias aleatorias. En el artículo de Boussaid de 2013 se puede encontrar otra clasificación más actualizada, basándose en el número de soluciones que emplean, si es una o son poblaciones, como se puede ver en la figura 2.3

Recientemente, han aparecido estrategias heurísticas que determinan cuales son los heurísticos más adecuados para la resolución de un determinado problema. Estos métodos se

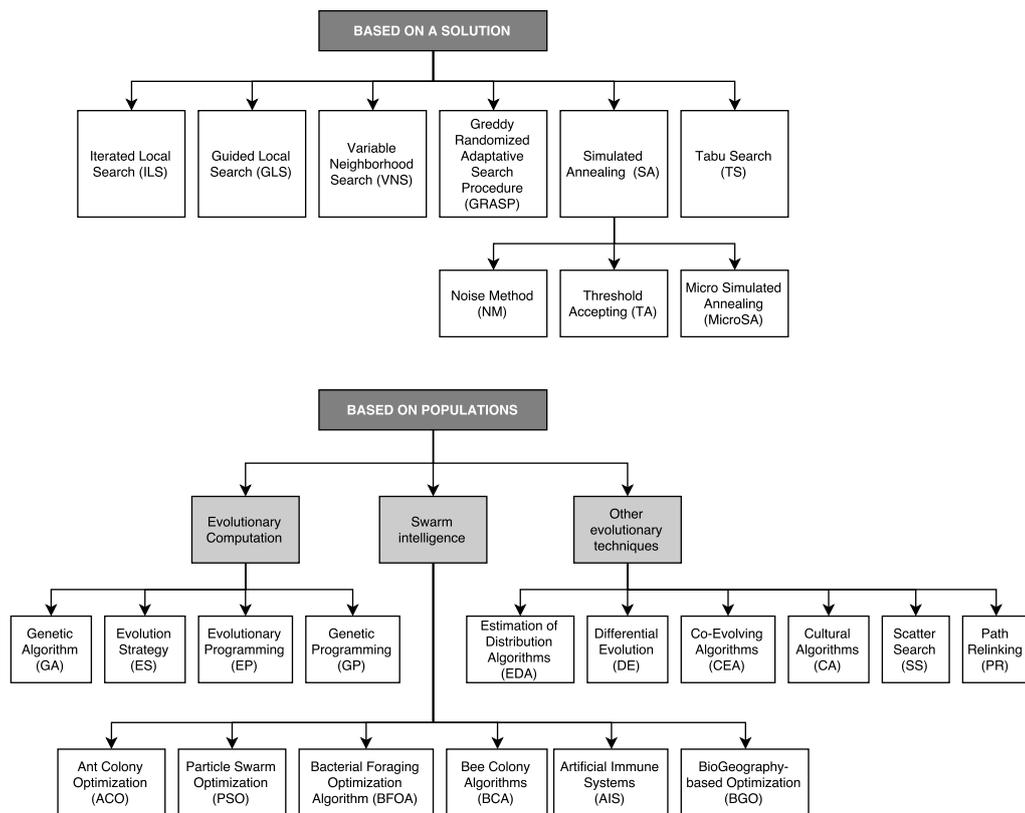


Fig. 2.3 Clasificación de Metaheurísticas según Boussaid [51].

denominan hiperheurísticos. Su característica principal es la capacidad de diseñar estrategias de programación generales que puedan ser aplicadas a distintos problemas, o como indican Cowling et al. [95], un hiperheurístico es un heurístico de alto nivel que controla las posibles soluciones a través de otro algoritmo heurístico de bajo nivel. Burke and Kendall [54] lo definen como un algoritmo que elige entre los diferentes heurísticos para solucionar un problema de optimización.

La evolución de las metaheurísticas durante los últimos 25 años ha tenido un comportamiento prácticamente exponencial. Desde las primeras reticencias por su supuesta falta de rigor científico [133] hasta la actualidad, han ayudado a resolver una gran cantidad de problemas que inicialmente parecían inabordables. En la figura 2.4 se puede ver una clasificación de las diferentes metaheurísticas

Su utilidad, al dar solución a problemas reales les ha permitido un crecimiento espectacular. Actualmente existen bastantes publicaciones que recogen los trabajos de investigación en este campo, revistas especializadas como *Journal of Heuristics*, *INFORMS Journal of computing*, *Journal of Memetics* o *international Journal of Metaheuristics* que abarcan su estudio e implementación., o revistas de otros campos como la informática, energía, ingeniería o logística donde se han hecho un hueco gracias a la aplicabilidad de estos métodos para resolver problemas propios de cada campo. Congresos temáticos como el MIC (Metaheuristics International Conference) o el nacional MAEB (Metaheurísticas Algoritmos Evolutivos y Bioinspirados), así como jornadas especiales en los congresos de los campos antes mencionados. O libros, que abarcan desde revisiones y recopilaciones [120, 129, 327, 419], tutoriales para su aplicación [52, 187, 517, 530], o ediciones específicas para determinadas familias de métodos [20, 532].

En la tabla 2.1 se expone un listado no exhaustivo de los diferentes métodos metaheurísticos que se han documentado en esta tesis. Dichos métodos se explicaran en los siguientes puntos clasificados en tres grandes grupos, metaheurísticos eminentemente monoobjetivo, metaheurísticos explícitamente multiobjetivo y metaheurísticas duales. Esta clasificación dista mucho de ser rigurosa, simplemente intenta reflejar la percepción del autor. En el primer grupo se engloban las metaheurísticas desarrolladas para problemas monoobjetivo, y aunque alguna de ellas se ha aplicado en problemas multiobjetivo, su implementación. aun no esta asentada. En el segundo grupo se recogen metaheurísticas desarrolladas expresamente para problemas multiobjetivo, que incorporan de diferentes formas el concepto de frontera o frente de Pareto. Y por ultimo en el grupo de metaheurísticas duales se incluyen las técnicas que teniendo un origen monoobjetivo, se han adaptado perfectamente a los problemas multiobjetivo. Obteniendo buenos resultados y mejoras significativas como se puede ver ampliamente documentado en la literatura.

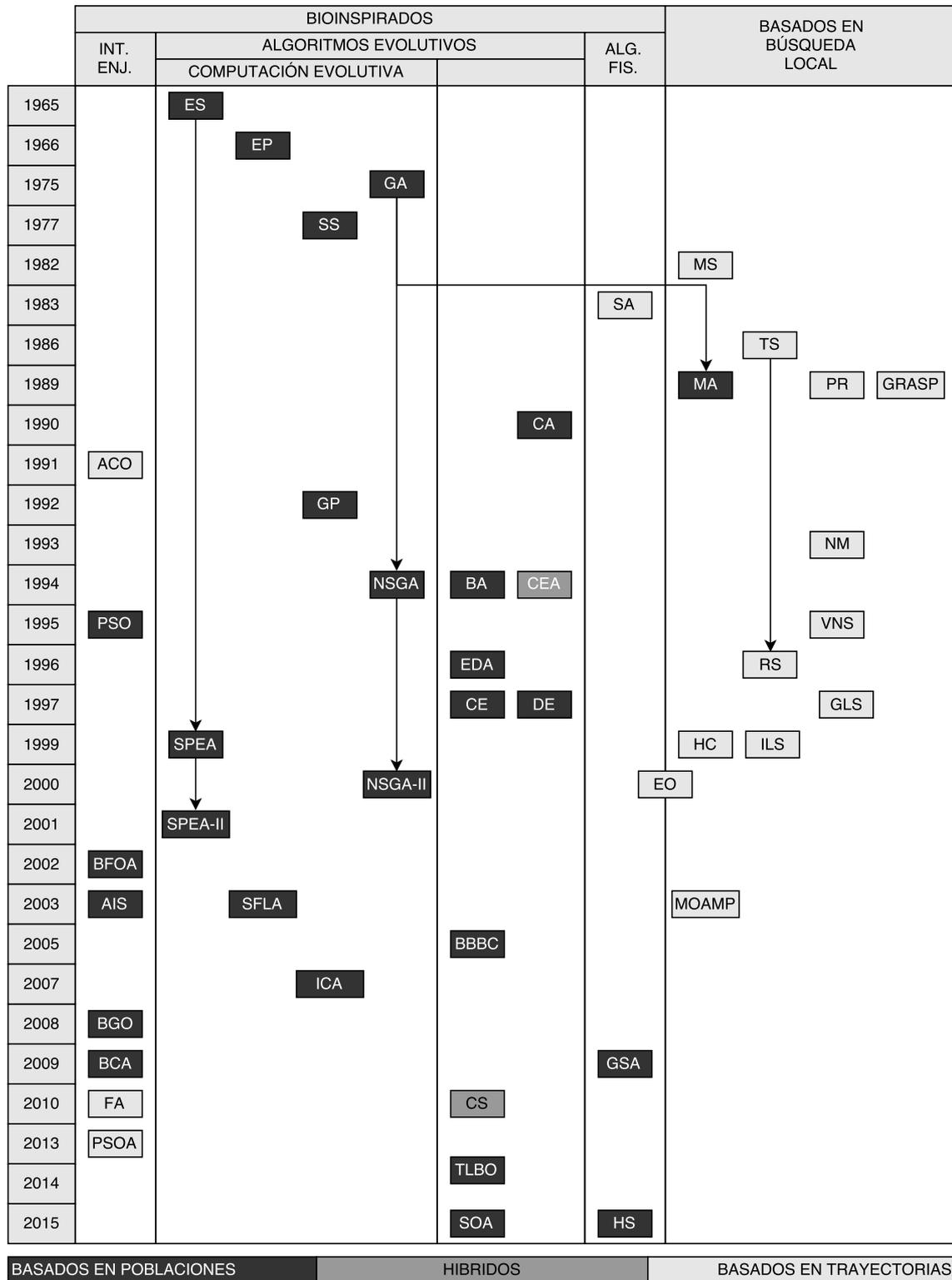


Fig. 2.4 Clasificación y evolución de las metaheurísticas

Acronimo	Nombre	
ABC	Artificial Bee Colony	[270]
BA	Bionomic Algorithms	[78]
BFOA	Bacterial Foraging Optimization Algorithm	[381]
BGO	BioGeography-based optimization	[471]
CE	Cross Entropy	[428]
CEA	Co-Evolving Algorithms	[232]
CA	Cultural Algorithms	[417]
EDA	Estimation of Distribution Algorithms	[345]
ES	Evolution Strategy	[414]
EP	Evolutionary Programming	[173]
EO	Extreme Optimization	[46]
FA	Firefly Algorithm	[531]
GP	Genetic Programming	[286]
GLS	Guided Local Search	[519]
GSA	Gravitational Search Algorithm	[411]
HC	Heuristic Concentration	[427]
ICA	Imperialist Competitive Algorithm	[29]
ILS	Iterated Local Search	[486]
MS	Multistart Search	[45]
NM	Noise Method	[71]
PR	Path Relinking	[206]
RS	Reactive Search	[34]
SFLA	Shuffled Frog Leaping Algorithm	[158]
VNS	Variable Neighborhood Search	[333]
NSGA	Non-dominated Sorting pareto GA	[482]
NSGA II	Elitist Non-dominated Sorting GA	[111]
CNSGA II	Controlled NSGA II	[112]
SPEA	Strength Pareto Evolutionary Algorithm	[547]
SPEA2	Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2	[545]
NPGA	Niched Pareto Genetic Algorithm	[239]
NPGA II	Niched Pareto Genetic Algorithm II	[141]
PAES	Pareto Archived Evolution Strategy	[282]
PESA	Pareto Envelope-based Selection Algorithm	[88]
MOAMP	MultiObjetive Adaptative Memory Procedure	[57]

Continúa en la página siguiente.

Acronimo	Nombre	
ACO	Ant Colony Optimization	[123]
AIS	Artificial Immune Systems	[105]
DE	Differential Evolution	[484]
GA	Genetic Algorithms	[236]
GRASP	Greedy Randomized Adaptative Search Procedure	[164]
MA	Memetic Algorithms	[342]
PSO	Particle Swarm Optimization	[131]
SS	Scatter Search	[204]
SA	Simulated Annealing	[280]
TS	Tabu Search	[333]

Tabla 2.1 Listado no exhaustivo de metaheurísticas

Además de las metaheurísticas que se recogen en la tabla, en los últimos años se han incorporado muchas nuevas técnicas basadas en una metáfora de algún proceso natural o de origen humano. Como dice Kenneth Sorensen:

El comportamiento de prácticamente cualquier especie de insectos, el flujo de agua, músicos tocando juntos; parece que ninguna idea es demasiado descabellada para servir de inspiración y poner en marcha otra metaheurístico. [478].

Dentro de este grupo se pueden destacar:

- Big Bang – Big Crunch (BB-BC). La metaheurística de Gran Expansión - Gran Colapso, fue planteada por Osman y Eksin en 2005 [142]. Posteriormente se han probado modificaciones como la de Bilal Alatas [19] o la de Jordehi [249].
- Cuckoo Search (CS). La búsqueda de cuco fue introducida por Yang y Deb en 2010 [529].
- Penguins Search Optimization Algorithm (PSOA). El algoritmo de búsqueda de optimización de los pingüinos fue propuesto en 2013 por Youcef Gheraibia y Abdelouahab Moussaoui [200].
- Teaching–Learning–Based Optimisation (TLBO). La optimización basada en el proceso de enseñanza-aprendizaje fue planteada por Jordehi en 2014 [250].
- Harmony Search (HS). La búsqueda armónica fue planteada por Al-Betar, Awadallah, Khader y Abdalkareem en 2015 [17].

- Seeker Optimisation Algorithm (SOA). El algoritmo buscador de optimización fue planteado por Jordehi en 2015 [254].

2.5.3 Metaheurísticos en problemas multiobjetivo.

Introducción.

Son muchos los problemas en la vida real en los que es necesario decidir teniendo en cuenta dos o más criterios, es decir, optimizar de forma simultánea cada uno de dichos criterios; se debe realizar, por tanto, un análisis para determinar que alternativa o alternativas son las más adecuadas para este problema. Cabe destacar que por lo general, estas funciones entran en conflicto, por lo que, la primera decisión a tomar suele ser cuál de los dos criterios es más relevante puesto que, ahora, ya no existe una función objetivo, sino un vector de funciones objetivo. Es poco probable que una solución optimice todos los criterios a la vez, siendo difícil discernir qué solución es mejor que otra por cuanto no existe un orden total.

En el área de la investigación operativa, se denomina Programación Multiobjetivo (MOP, Multi Objective Programming) a la parte de la programación matemática que se ocupa de los problemas en los que queremos optimizar dos o más funciones simultáneamente en lugar de sólo una. Como consecuencia los problemas de optimización multiobjetivo no tienen en general una única solución sino todo un conjunto de soluciones que reflejan la relación entre los distintos objetivos. La formulación básica de este tipo de problemas es la siguiente:

$$\begin{aligned} &\text{Max } [f_1(x), f_2(x), \dots, f_p(x),] \\ &\text{Sujeto a: } x \in X \end{aligned}$$

donde:

$$\begin{aligned} x &= (x_1, x_2, \dots, x_n) \text{ Variables de decisión} \\ X &\text{ Espacio de soluciones factibles} \\ f_i &\text{ Cada una de las funciones objetivos} \\ f &= (f_1, f_2, \dots, f_p) \text{ Función vectorial objetivo} \end{aligned}$$

A efectos de definición del problema, se considera un problema de maximización de la función objetivo. Debemos tener en cuenta que las funciones objetivo que tratamos de optimizar pueden estar enfrentadas entre sí, con lo que la primera decisión que debemos tomar, es cuál de los criterios es más importante, puesto que ahora existe un vector de funciones objetivo. Este conflicto existente entre las funciones objetivo, provoca que el enfoque común de la definición de optimalidad de los problemas mono-objetivo no sea aplicable para los problemas multiobjetivo. La noción de optimalidad comúnmente aceptada

para los problemas multiobjetivo es la conocida como optimalidad de Pareto. Este concepto fue definido por Wilfredo Pareto en 1896 y considera que el óptimo es aquella solución que no puede ser mejorada para alguno de los objetivos sin empeorar alguno de los restantes.

Matemáticamente, se define este concepto de la forma siguiente:

Se dice que una solución $y = (y_1, y_2, \dots, y_p)$ domina a una solución $z = (z_1, z_2, \dots, z_p)$ si y sólo si se verifica que $y_i \geq z_i, \forall i = 1, \dots, p$, y existe al menos un $j \in 1, \dots, p$ tal que $y_j > z_j$. La solución y domina a z se denota $y \succ z$.

Es claro que el orden de Pareto es un orden parcial, por lo que no se puede decir que un punto determinado es la elección óptima porque es preferido a los demás, por lo tanto, es necesario desarrollar otro concepto que, de alguna forma, generalice el concepto de optimalidad y que permita indicar, en un problema multiobjetivo, aquellos puntos que constituyan una elección adecuada. Este principio deriva del orden de Pareto y es lo que se conoce como *eficiencia paretiana*.

Un punto $x^ \in X$ es eficiente si no existe un punto $x \in X$ tal que $f(x)$ es preferido a $f(x^*)$ según el orden de Pareto, es decir, $x^* \in X$ es eficiente si no existe un punto $x \in X$ tal que $f_i(x) \succeq f_i(x^*) \forall 1, 2, \dots, p$, con al menos un $j \in 1, \dots, p$ tal que $f_j(x) \succ f_j(x^*)$.*

Del párrafo anterior, se deduce que un punto x^* es un óptimo de Pareto si no existe otro punto factible $x \in X$ que mejore algún objetivo sin empeorar alguno de los demás. Ahora bien, este concepto, proporciona más de una solución; a este conjunto de soluciones se le denomina *Conjunto de óptimos de Pareto* o directamente *Conjunto de Pareto*, dando por sobreentendido su optimalidad.

A continuación vamos a ver el caso de un problema multiobjetivo, el cual está definido con dos funciones objetivo a maximizar, f_1 y f_2 . En el cual se han obtenido cinco resultados dentro del espacio de soluciones factibles (zona sombreada), estas son x_1, x_2, x_3, x_4 y x_5 . Tal como se muestra en la figura 2.5.a se pueden ver comparadas de acuerdo a f_1 ; y en la figura 2.5.b comparadas de acuerdo a f_2 . En el primer caso, el ranking es x_2, x_3, x_4, x_5 y x_1 . Mientras que en el segundo, x_1, x_2 y x_5, x_3 y x_4 . Cabe destacar en caso de x_2 y x_5 ya que si nos atenemos solamente a f_2 estarían empatadas.

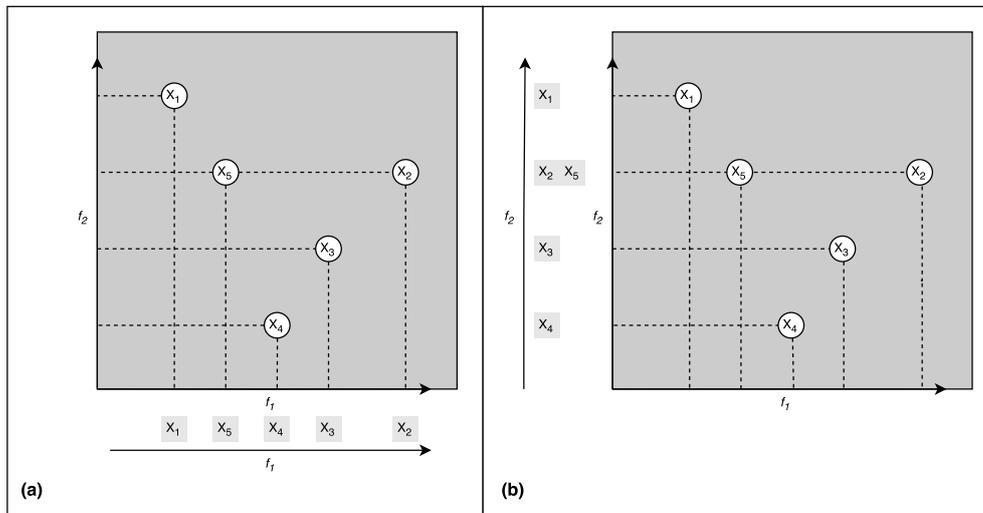


Fig. 2.5 Soluciones de un problema multiobjetivo, comparadas con cada función

Sin embargo para una mejor decisión, es necesario conocer la relación respecto a los dos objetivos del problema simultáneamente. Para ello realizamos un análisis de los resultados teniendo en cuenta las dos funciones. Como se puede ver en la figura 2.6 x_4 es dominada por x_3 y x_2 , así como x_3 es dominada por x_2 , ya que x_2 mejora el resultado de x_4 y x_3 en las dos funciones. También podemos ver que x_2 domina a x_5 , debido a que teniendo el mismo desempeño para f_2 , el resultado de x_2 mejora al de x_5 respecto a f_1 . Las otras seis interrelaciones, $[x_1-x_2]$ $[x_1-x_4]$ $[x_1-x_3]$ $[x_1-x_5]$ $[x_3-x_5]$ $[x_4-x_5]$, no podemos hacer comparaciones, puesto que cada solución x_i que mejora el valor de f_1 con respecto a x_j , es superada por esta respecto a f_2 , o viceversa. De manera que no podemos decidir que solución representa la mejor opción con la información disponible.

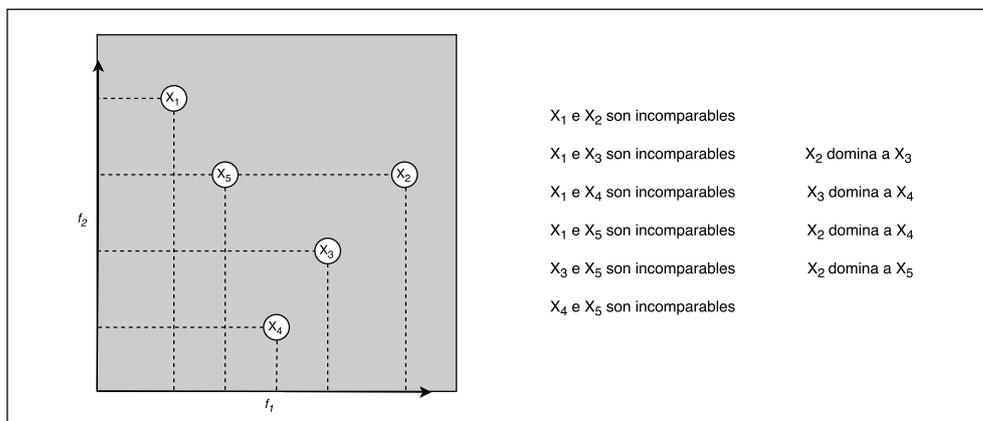


Fig. 2.6 Soluciones de un problema multiobjetivo comparadas con f_1 y f_2

Entonces podemos concluir que una solución no dominada es aquella para la cual no se conoce otra solución que mejore su valor en relación a alguno de los objetivos, sin afectar a otro. Cualquier solución que cumpla estas características se considera potencialmente eficiente. Como se puede ver en la figura 2.7.a las soluciones x_1 y x_2 son las no dominadas. Este orden es parcial y generalmente produce un grupo de soluciones eficientes. Este grupo de soluciones es conocido como el conjunto o frontera de Pareto. Es decir este procedimiento, permite de entre los elementos factibles, encontrar los que se encuentran en la curva de eficiencia, como se muestra en la figura 2.7.b.

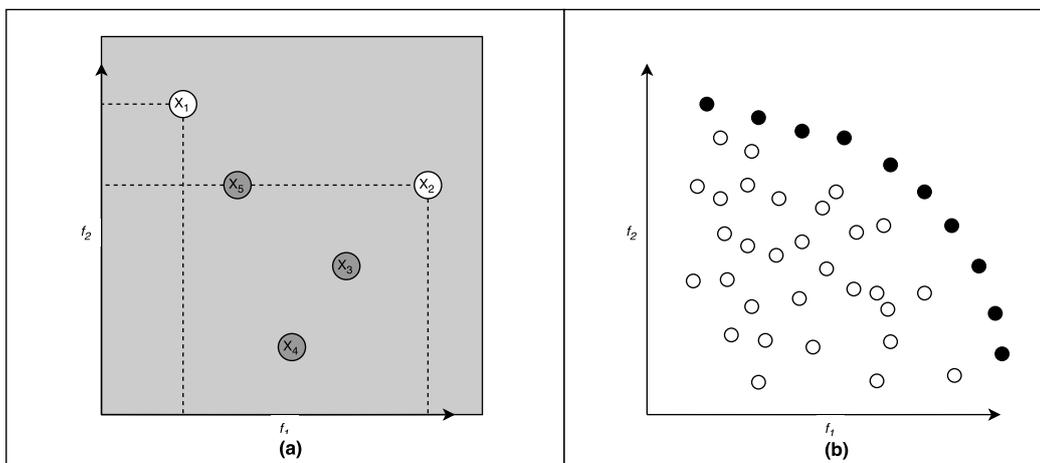


Fig. 2.7 Frontera de Pareto. Soluciones no dominadas

Enfoques para problemas multiobjetivo.

Es frecuente que el conjunto de soluciones sea bastante grande, lo que puede dificultar el trabajo a aquellos que tienen la responsabilidad de tomar las decisiones. Quienes tienen que elegir entre estas opciones, deben considerar aquellas que se acoplen de mejor manera a los objetivos reales. Se distinguen tres tipos de metodologías para la resolución de problemas multiobjetivo basados en el tipo de información sobre las preferencias del decisor necesaria [292]

- A priori: Con información facilitada a priori sobre las preferencias del decisor: el decisor aporta una información mínima (es decir, el decisor tiene, consciente o inconscientemente, un conjunto de metas a alcanzar que son conocidas antes de formular el modelo correspondiente) y espera a ver el conjunto eficiente obtenido para establecer sus preferencias en una segunda fase, apareciendo así las denominadas *Técnicas Generadoras del Conjunto Eficiente*. Los métodos más utilizados para generar, o al menos

aproximar, el conjunto eficiente son: el método de las ponderaciones, el método de las restricciones y el simplex multicriterio.

- Interactivo: Con información facilitada progresivamente por el decisor sobre sus preferencias, también conocidos como metodologías interactivas. Requieren de una mayor participación del decisor cuyas preferencias interactúan en el proceso de resolución del problema en cada iteración, determinando una nueva solución cada vez hasta llegar a un valor aceptado [437, 537].
- A posteriori: Sin necesidad de información sobre las preferencias del decisor: una vez que se han definido los objetivos y las restricciones del problema, no es necesaria información adicional por parte del decisor. Se genera de esta manera una mayor cantidad de escenarios para la toma de decisiones [293].

Existen distintas estrategias para representar las preferencias de los tomadores de decisiones involucrados en cada caso. A continuación se realiza un repaso de ellas:

- Lexicográficos: Los objetivos son organizados según un orden de importancia preestablecido. El problema se resuelve procediendo a optimizar cada uno de los objetivos según este orden.
- Funciones de agregación: Se trata de convertir el problema multiobjetivo en uno monoobjetivo. El procedimiento más sencillo es el uso de combinaciones de los objetivos, usualmente mediante combinaciones lineales, aunque pueden ser también no lineales. Estas técnicas son conocidas como funciones de agregación ya que combinan todos los objetivos en uno solo.
- Programación por Metas: Se incorpora información al proceso mediante el establecimiento de los denominados niveles de aspiración para los diferentes objetivos.
- Programación Física: Es similar a la programación por metas. Aquí, las metas son establecidas por factores físicos propios del problema objeto de estudio.
- Programación Compromiso: Se buscan soluciones tratando de encontrar un punto de equilibrio ente los objetivos planteados.

En general, podemos concluir que lo común de todas estas técnicas es la necesidad de encontrar un conjunto de puntos eficientes lo suficientemente amplio y representativo como para poder encontrar en él una alternativa que se ajuste a las preferencias del decisor. Para más información, se puede recurrir a los trabajos de Steuer [458].

Algoritmos aplicados a problemas multiobjetivo.

La mayor parte de las técnicas exactas para la resolución de este tipo de problemas están diseñadas para problemas lineales, tanto continuos como enteros, y su aplicación a problemas con algún tipo de dificultad (número elevado de variables enteras o binarias, carácter no lineal de alguna de las funciones o restricciones, carácter estocástico de alguno de los elementos del problema, etc.) dificultan de forma notable la resolución del problema; por otra parte, estas dificultades son normales en problemas reales de programación multiobjetivo [57]. El desarrollo de las técnicas metaheurísticas ha supuesto un gran avance en la resolución de dichos problemas; más información se puede encontrar en el trabajo de Jones et al. [247].

Existen distintas clasificaciones sobre los algoritmos para la resolución de problemas multiobjetivo. Algunos autores como Marler y Arora [315] o Josefowicz [261] engloban todos los métodos, ya sean exactos o metaheurísticos. Otros autores como Jones [247] se centran en el análisis de metaheurísticas ya que consideran que la búsqueda del conjunto de Pareto es más eficiente en el ámbito práctico. Por ello en este apartado se detallarán brevemente los métodos escalares, para desarrollar con mayor profundidad en las siguientes secciones los métodos que emplean la dominancia de Pareto. De forma general, se pueden definir como aquellos algoritmos que utilizan algún procedimiento de transformación matemática para convertir un problema multiobjetivo en uno mono-objetivo.

Sumas Ponderadas: En este procedimiento, se define la importancia relativa de los objetivos considerados previamente. Aunque esta técnica parece muy sencilla de aplicar, presenta varios inconvenientes como son la dificultad de agregar algunos objetivos conflictivos y también el hecho de que para encontrar soluciones eficientes la función tiene que ser convexa. No obstante las funciones de agregación no lineales no necesariamente presentan esta limitación. No obstante la comunidad de metaheurísticos tiende a prestar cada vez menos interés en las funciones de agregación.

Programación por metas: En la cual de forma sencilla pueden definirse cómo establecer metas para alguno de los objetivos, de manera que se desea minimizar la diferencia existente entre la solución actual y dicha meta, aunque puede resultar muy complicado establecer las metas. Estas metas pueden estar predefinidas, establecerse de manera dinámica o estar determinadas por otros indicadores durante el proceso de optimización.

ϵ restricción: El cual trabaja solamente con una función objetivo y el resto de los objetivos son considerados como restricciones tales que $f_i(x) \leq \epsilon_i$. Al utilizar distintos valores de ϵ_i se obtienen distintas soluciones y se pueden analizar distintos escenarios. Las desventajas de este método son que las restricciones pueden dar lugar a analizar conjuntos vacíos, soluciones no óptimas o guiar el proceso hacia la misma solución.

En la literatura, se puede mencionar a Josefowicz et al. [261] que presenta un análisis mayor de estos métodos con distintos problemas de aplicación, analiza situaciones en las que éstos resultan prácticos y muestra cómo enfrentarse a algunos de sus puntos débiles. Por otro lado, es sencillo comprender las ventajas que presentan estos métodos, ya que permiten hacer uso de técnicas y herramientas de optimización mono-objetivo. En contrapartida, saltan a la vista los inconvenientes de los mismos, ya que las consideraciones intuitivas suelen ser falsas, ya que desde un primer momento podemos estar buscando un espacio de soluciones que no es realmente óptimo para el problema analizado [337].

Basados en búsqueda por entornos.

Estos métodos tienen la característica de crear entornos en base a una operación básica denominada movimiento. Un movimiento consiste en modificar los atributos o características de una solución con el objetivo de construir un conjunto de posibles soluciones que se denominan vecindario o entorno. De este conjunto de soluciones, se seleccionarán aquellas que sean mejores según unas reglas o criterios preestablecidos.

Algunos criterios son rígidos en la búsqueda del conjunto de Pareto y otros son más flexibles permitiendo considerar algunas soluciones dominadas. Una de las ventajas de este enfoque es que pueden analizarse vecindarios amplios, así es más probable formar de manera más completa el conjunto de Pareto, al mantener la diversidad de las soluciones. Otra ventaja, es que en cada iteración se pueden agregar una o más soluciones al conjunto. Por otro lado, las principales desventajas son que cada una de las iteraciones requeridas para estos procesos conlleva un coste computacional y además no se puede asegurar que en cada iteración se generen soluciones eficientes.

Las principales metaheurísticas basadas en búsqueda por entornos para problemas multi-objetivo son Recocido Simulado *SA*, Búsqueda Tabú *TS*, Búsqueda Dispersa *SS*, *MOAMP* y *GRASP*.

Basados en poblaciones.

Estos métodos se basan en el concepto de evolución, que implica que una población genera una nueva generación de soluciones partiendo de un movimiento de intercambio entre distintos miembros de la población. Estos movimientos consideran los elementos que fortalecen cada una de las soluciones presentadas anteriormente, de forma que cada nueva generación tiende a estar formada por soluciones de mejor calidad. El enfoque evolutivo para problemas multiobjetivo se adapta de manera natural, ya que el conjunto de soluciones evolucionadas tiende a ser parecido al conjunto de soluciones del conjunto de Pareto [338].

Una amplia revisión de estas técnicas puede encontrarse en [84, 176, 244, 506, 544], y una exhaustiva recopilación bibliográfica con más de 450 publicaciones, puede encontrarse en [83]. Por otro lado, en [85, 505] se dispone de una revisión bibliográfica muy completa, incorporando las más recientes técnicas.

En este campo, la mayor parte de las aplicaciones, se engloban dentro de los algoritmos genéticos; los primeros trabajos, tal y como indica Goldberg [505], se centran en el uso de funciones agregativas de criterios mediante una escalarización de los mismos; más adelante Wilson y Macleod [525] plantean un enfoque de programación por metas ponderadas. A fin de evitar las dificultades inherentes a la agregación de criterios, Schaffer [447], presentó en la Primera Conferencia Internacional de algoritmos genéticos, en 1985, el método VEGA (Vector Evaluated Genetic Algorithms) basado en rankings, cuya única diferencia con un algoritmo genético usual, es la forma en la que se realiza la selección para la reproducción.

En este caso, en cada iteración, la población se agrupa en cierto número de subpoblaciones (tantas como criterios) atendiendo en cada una de ellas al valor de una de las funciones objetivos. Dentro de cada una de estas poblaciones, se realiza la selección atendiendo al valor de ese criterio y, a continuación, las poblaciones se mezclan de nuevo para aplicar los operadores de cruce y de mutación, dando lugar a la siguiente generación. Como indica Caballero et al. [57] VEGA presenta varios problemas entre los que cabe destacar su incapacidad para retener buenas soluciones eficientes, aquéllas que, sin ser las mejores en ninguno de sus criterios, representan una buena solución compromiso entre ellos; aunque se han presentado mejoras, sigue siendo incapaz de incorporar una solución que contenga la dominancia de Pareto.

Existe otro tipo de algoritmo, basado en el ordenamiento lexicográfico [179], que ordena las funciones objetivo según la importancia de cada objetivo, antes de iniciar el proceso de búsqueda de soluciones, empezando por el más importante y procediendo según el orden de importancia asignado a cada uno de los objetivos. Este método es adecuado sólo cuando la importancia de cada objetivo es conocida y puede ser determinada, lo cual no suele ser normal.

Más tarde, aparecen otro conjunto de algoritmos basados en el orden de Pareto; según este enfoque, el valor de cada individuo no depende del valor de sus criterios, sino de su dominancia dentro de cada población. Según lo anterior, la idea es encontrar individuos que no estén dominados por ningún otro, extraerlos del conjunto y volver a repetir el proceso con el resto de individuos; al final del proceso, todos los individuos tienen una posición en el ranking, pudiéndose realizar una selección por ranking. Este enfoque resulta superior a otros, tal y como se puede ver en Hilliard [231]. Este nuevo enfoque dio lugar a la primera generación de estos algoritmos, entre los cuales se puede citar:

- NSGA Non Dominated Sorting Genetic Algorithm
- NPGA Niche Pareto Genetic Algorithm
- MOGA MultiObjective Genetic Algorithm

Una segunda generación, introduce el concepto de elitismo. Dicho concepto se refiere, dentro del contexto de la optimización multiobjetivo, al uso de una población externa que almacena los individuos no dominados encontrados hasta esta generación y que participa en el proceso de selección. También puede ser introducido a través del uso de $(\mu + \lambda)$ – *selección* en la cual μ padres compiten con λ hijos y, aquellos que no son dominados, se seleccionan para la siguiente generación. Algunos de los más representativos pueden ser los siguientes:

- SPEA Strength Pareto Evolutionary Algorithm
- SPEA 2 Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2
- PAES Pareto Archived Evolution Strategy
- NSGA II
- Controlled Elitist NSGA II
- PESA Pareto Envelope based Selection Algorithm
- PESA I Pareto Envelope based Selection Algorithm I
- PESA II Pareto Envelope based Selection Algorithm II
- NPGA II Niche Pareto Genetic Algorithm II
- Micro-GA Multi Objective Micro Genetic Algorithm
- RPSGA Reduced Pareto Set Genetic Algorithm

Bioinspirados.

Son algoritmos basados en los sistemas naturales, sobre todo en las características de adaptabilidad y aprendizaje de éstos. En estos algoritmos se pueden incluir los evolutivos, sin embargo, en este caso hacemos referencia a procesos de selección y aprendizaje que están presentes en otros sistemas y que implican procesos de decisión relativamente “conscientes”.

Las metaheurísticas bioinspiradas más empleadas en problemas multiobjetivo son las Colonias de Hormigas *ACO*, Evolución Diferencial *DE*, la optimización por cúmulo de partículas *PSO*, Sistema Inmune Artificial *AIS* y los algoritmos meméticos *MA*

2.6 Metaheurísticas eminentemente Monoobjetivo.

2.6.1 Artificial Bee Colony (ABC)

La colonia artificial de abejas o *Artificial Bee Colony*, fue propuesto en 2005 por Karaboga [270], basado en la estrategia de búsqueda de alimento de las abejas melíferas. Las cuales tienen una serie de características que se pueden usar como modelos en sistemas inteligentes y de comportamiento colectivo [269]. Y aunque originalmente estaba pensado para resolver problemas de optimización sin restricciones, se ha adaptado para resolver problemas con restricciones y problemas de combinatoria [268].

Este algoritmo se basa en el proceso de búsqueda de néctar por parte de las abejas, es un proceso de optimización, y el comportamiento de éstas se modeló como una heurística de optimización basada en el modelo biológico que consta de los siguientes elementos:

- **Fuentes de alimento:** aunque el valor de una fuente de alimento depende de muchos factores, es resumido en un valor numérico que indica su potencial.
- **Abejas recolectoras empleadas:** estas abejas explotan una fuente de alimento, también son las encargadas de comunicar su ubicación y rentabilidad a las abejas observadoras.
- **Abejas recolectoras desempleadas:** este tipo de abejas se encuentran buscando fuentes de alimento para explotar. Se dividen en dos tipos las exploradoras que se encargan de buscar nuevas fuentes de alimento y las observadoras que esperan en la colmena para elegir alguna de las fuentes de alimento que se encuentran en un proceso de explotación por las abejas empleadas.

Estos tres elementos básicos interactúan de la siguiente forma; las abejas empleadas comunican la información de la fuente de alimento que están explotando a las abejas observadoras por medio de una danza, donde el ángulo respecto al sol indica la dirección de la fuente y un zigzagueo indica la distancia, las danzas con mayor duración referencian fuentes de alimento más rentables y más probables a ser elegidas por las abejas observadoras. Una vez que las fuentes de alimento han sido agotadas (ya sea por las abejas empleadas u observadoras) son abandonadas y reemplazadas por nuevas fuentes encontradas por las abejas exploradoras. Un ejemplo de pseudocódigo podría ser el siguiente:

- 1: **Inicializar** población de soluciones
- 2: **Evaluar** población inicial
- 3: **repetir** se alcance el criterio de parada
- 4: **Generar** nuevas soluciones para las abejas empleadas
- 5: **Evaluar** nuevas soluciones para las abejas empleadas
- 6: **Conservar** mejor soluciones entre inicial y nuevas
- 7: **Seleccionar** soluciones que serán visitadas por observadoras
- 8: **Colocar** las observadoras en las fuentes de alimento según su probabilidad
- 9: **si** las fuentes de alimento estan agotadas
- 10: **Enviar** exploradoras de manera aleatoria
- 11: **hasta** alcanzar el criterio de parada

Karaboga y Akay, propusieron una de las primeras versiones de ABC para resolver problemas de optimización numérica con restricciones, cambiando la forma de trabajar del operador básico del ABC añadiendo una forma de cruce [16], mientras que para el manejo de restricciones proponen el uso de las reglas de Deb [110].

Inspirados en este comportamiento social de las abejas se pueden encontrar el algoritmo descentralizado de las abejas [350] o la estrategia de trabajo en equipo de las abejas [432]. Basándose en las danzas han surgido algoritmos como el algoritmo de colmena de abejas [521] o el algoritmo discreto de danza de abejas [216]. O inspirados en la navegación o vuelo de las abejas como [298].

En cuanto a algoritmos que combinen diferentes técnicas de búsqueda junto con ABC podemos encontrar a Shi et al. [462] quienes proponen un algoritmo híbrido basado en ABC y optimización de partículas *PSO*, el cual prueban en funciones de optimización numérica sin restricciones. Fei Kang et al. [266] combinan ABC y el método de Hooke-Jeeves como buscador local para resolver problemas de optimización numérica irrestricta. Fister et al. [170] desarrollaron un algoritmo basado en ABC que combinan con dos buscadores locales Nelder-Mead y caminata aleatoria con dirección de explotación.

Un amplio resumen de todas las técnicas basadas en colonias de abejas se puede encontrar en Pham, Ghanbarzadeh et al. [388], Karaboga y Akay [269], y especialmente la revisión de Karaboga et al [271].

2.6.2 Bionic Algorithms (BA)

Los algoritmos bionómicos o *Bionic Algorithms* fueron introducidos por Christofides en 1994 [78]. Los algoritmos bionómicos se basan en una estrategia de optimización global evolutiva de búsqueda probabilística, parecida a los algoritmos genéticos y a la búsqueda

dispersa, al igual que éstos, actualizan la población de soluciones en cada iteración, la diferencia estriba en que lo hacen de forma distinta en la búsqueda del espacio de soluciones.

Al principio, estos algoritmos generan una población inicial de soluciones que pueden ser no factibles y haber sido generadas de forma aleatoria. A continuación, se mejora cada solución de la población inicial midiendo el valor de cada solución considerada como un vector que mide si la no factibilidad de la solución. Si la solución es “no factible”, se aplica un algoritmo de optimización local buscando la factibilidad; si después de aplicar el algoritmo sigue siendo “no factible”, se pasa a otra solución. Si la solución si “es factible”, lo que se intenta es mejorar el valor de la misma aplicando otro algoritmo de optimización local que mantenga la factibilidad.

Se aplica una estrategia generacional, donde, a partir de un conjunto de padres se generan hijos con unas características específicas de mejora, madurez y crecimiento, para lo que se utiliza una heurística específica o procedimientos genéricos de búsqueda local y una aproximación para la selección de padres, basada en la construcción de conjuntos de padres y la estructura de la población.

Para generar nuevas soluciones, se busca un conjunto de padres que tengan un alto índice de dominancia y que existan diferencias entre ellos. Las definiciones de diferencias entre soluciones van a depender del problema. En el siguiente paso, se utiliza un procedimiento que combina las soluciones padres para obtener las soluciones hijos. Se calcula la dominancia de todos los hijos obtenidos, se elige el mejor y se aplican dos procedimientos de mejora por optimización local como los aplicados en las soluciones de la población inicial; el primero, busca si la solución es o no factible y el segundo trata de mejorar el valor de la solución. Después se estudia si este hijo mejora a alguna de las soluciones existentes, si es así se puede reemplazar alguna solución vieja; la definición de solución vieja también depende del problema. Si el hijo no mejora las soluciones existentes es rechazado. También se debe incorporar al procedimiento algún criterio de fiscalización

Han sido aplicados a problemas financieros [140], logísticos [313] o localización de telecomunicaciones [79] así como hibridados con otras técnicas metaheurísticas como *Scatter Search* [390]. Una buen resumen de su derrollo se puede consultar en el libro de John Beasley [36]

2.6.3 Bacterial Foraging Optimization Algorithm (BFOA)

La optimización de alimentación bacteriana o *Bacterial foraging optimization algorithm*, fue introducida por Passino en 2002 [381]. Esta técnica toma como paradigma el comportamiento social de la bacteria *Escherichia coli* más conocida como E.coli.

Esta bacteria al igual que otras buscan su supervivencia para ello se agrupan en conjuntos con el objetivo de encontrar alimento y maximizar la energía de las fuentes de alimento por unidad de tiempo. A la vez buscan minimizar el riesgo de ser atacadas por depredadores.

La bacteria E.coli consta de una cápsula que incluye sus órganos, y flagelos que utiliza para moverse; Se reproduce por división y tiene la capacidad de intercambiar información genética con otras bacterias E.coli. Durante su búsqueda de alimento es capaz de detectar y distinguir entre alimento y sustancias nocivas.

Para ello realiza un tipo de búsqueda aleatoria basándose en dos estados en los que se puede mover la bacteria, desplazamiento y giro. La decisión de permanecer en uno de estos estados se viene determinada por la cantidad de nutrientes o sustancias nocivas que se encuentran en su entorno. Este comportamiento se denomina quimiotaxis. Otro tipo de movimiento que realizan es como enjambre. Cuando las bacterias se tienen que mover por superficies sólidas, estas se organizan entre ellas en una topología de anillo y se mueven como un solo enjambre. Cuando encuentran una sustancia nociva, para evitarla, se dispersan y pueden llegar a morir algunas bacterias. Basándose en estas características biológicas un algoritmo BFOA se puede formular en base a cuatro pasos: Quimiotaxis, movimiento de enjambre, reproducción y eliminación-dispersión.

En [100] se plantean varias variantes de este algoritmo así como hibridaciones con algoritmos genéticos. También se han tratado hibridaciones con PSO en [461]. Este algoritmo se ha aplicado con éxito en la sintonización de controladores adaptativos [381] y la sintonización de controladores PID [279] entre otra muchas aplicaciones.

2.6.4 BioGeography-based Optimization (BGO)

La optimización basada en biogeografía o *BioGeography-based Optimization* fue planteada por Dan Simon en 2008 [471]. Están inspirados en la premisa de que el ratio de cambio de número de especies que existen en una isla depende del balance entre las nuevas especies que proceden de la inmigración y la emigración de las especies autóctonas.

Un algoritmo BGO tiene un conjunto de soluciones candidatas llamadas islas o hábitats. Cada característica de la isla se conoce como *índice variable de idoneidad*. Como medida de calidad de la solución se utiliza otro índice conocido como *índice variable de hábitat*, el cual es análogo al *fitness*. A mayor valor, mayor número de especies contiene la isla y mejor es la solución.

El número de especies de una isla está determinado por un ratio balanceado entre el número de especies nuevas que llegan a la isla y el de especies de isla que se extinguen. Cada individuo tiene su propio ratio de inmigración y de emigración. Estos parámetros se

ven afectados por el número de especies de una isla, y se usan para compartir información probabilística entre islas.

Las islas con una población pequeña son más vulnerables a la extinción, por otro lado cuanto más especies habitan la isla, se reduce la tasa de inmigración y se incrementa la de emigración. En los algoritmos BGO, las soluciones buenas tienden a compartir características con las soluciones más pobres, y estas aceptan una gran variedad de características de las buenas soluciones.

Los algoritmos BGO han demostrado ser buenos para problemas de optimización como selección de sensores para problemas económicos, clasificación de imágenes u optimización de sistemas de energía.

2.6.5 Cross Entropy (CE)

La optimización por entropía cruzada o *Cross Entropy* fue planteada por Rubinstein en 1997 [428] tiene su origen en un algoritmo adaptativo utilizado en la estimación de probabilidades de eventos raros en redes estocásticas complejas. Fue el mismo autor quien observó que podía ser aplicado no solo a estimaciones de probabilidad, sino también a problemas de optimización combinatoria [429].

Existen problemas en los que no se conoce el valor de la función objetivo debido a factores de ruido o al carácter estocástico del sistema [423]; una forma habitual de estimar dicho valor es la simulación. Cross Entropy proporciona un método simple y eficiente para resolver este tipo de problemas. Cross Entropy es un proceso iterativo en el que cada iteración se compone de dos pasos:

- Generación de un conjunto aleatorio de datos según un mecanismo determinado.
- Actualización de los parámetros de generación aleatoria basada en datos, a fin de generar un mejor conjunto aleatorio de datos.

Un aspecto interesante es que Cross Entropy provee un método unificado en problemas de optimización y simulación.

2.6.6 Co-Evolving Algorithms (CEA)

Los algoritmos co-evolucionarios o *Co-Evolving Algorithms* fueron introducidos por Hillis en 1994 [232]. Se define coevolución como el cambio evolutivo que sufren en sus características los elementos de una población en respuesta a los cambios de las características de los

individuos de una segunda población, seguida por una respuesta evolutiva de los individuos de la segunda población debido al cambio de los individuos de la primera [390].

Los algoritmos coevolucionarios se dividen en dos categorías, aunque estas también se puede combinar como se propone en [466].

La primera es la **coevolución competitiva**, en los que las diferentes poblaciones compiten por resolver el problema global y los individuos se recompensan en función de los individuos con los que interactúan, se asemeja a una lucha de fuerzas dentro de la naturaleza. La idea es que dos poblaciones tienen intereses opuestos y el éxito de una supone el fracaso de la otra.

Así los pequeños cambios de adaptación de los individuos fuerzan a los individuos de la otra población a adaptarse de manera competitiva a los cambios. Estas fuerzas reciprocas dirigen al algoritmo a generar individuos con un mejores cualidades. El “fitness” individual se evalúa a través de una competición con el resto de individuos de la población: Es decir el “fitness” indica solo la fuerza relativa de la solución ya que un “fitness” elevado en una solución indica un “fitness” bajo en otra. Esta interacción entre “fitness” inversos aumenta la capacidad de cada población de aumentar el óptimo local [483]. Esta técnica se ha aplicado de manera eficiente en estrategias de juegos [391, 426], reconocimiento de patrones [285] y comportamiento de agentes complejos [472].

La segunda es la **coevolución cooperativa** donde poblaciones aisladas coevolucionan y cooperan para resolver el problema, en este caso los individuos se recompensan cuando trabajan bien con otros individuos y se castigan cuando no trabajan bien juntos. Por otro lado la coevolución cooperativa se inspira en la relación de simbiosis que existe en el reino animal, en la cual dos especies conviven juntas por un beneficio mutuo.

Las bases de este algoritmo fueron establecidas en [398] (Potter y De Jong 1994). Donde se presenta un modelo en el cual divide un problema complejo en subproblemas más sencillos. A continuación a cada subproblema se asigna a una población, los individuos de esta población viene a representar los componentes potenciales de la solución mayor. Todas las poblaciones evolucionan de una manera paralela, pero de manera individual solamente interactúan a la hora de calcular el “fitness” de la solución. Este proceso puede ser estático si el número de poblaciones se establece al principio o dinámico si cambia durante la ejecución. Esta variante cooperativa se ha aplicado con éxito en problemas de diseño de redes neuronales [399] u optimización multiobjetivo [492] entre otros muchos.

2.6.7 Cultural algorithms (CA)

Los algoritmos culturales o *Cultural algorithms* fue introducido por Reynolds en 1994 [417] fueron desarrollados como un complemento a la metáfora que usan los algoritmos de Computación Evolutiva, los cuales se habían concentrado en conceptos genéticos y de

selección natural. Estos algoritmos culturales se basan en las teorías de algunos arqueólogos y sociólogos, que han tratado de modelar la evolución cultural. Y ampliados por el mismo autor en 1999 [418].

La evolución cultural puede ser vista como un proceso de herencia con dos niveles: el nivel *microevolutivo* y el *macroevolutivo*. En el nivel *microevolutivo*, los padres transmiten a sus descendientes el material genético heredado, mientras que en el nivel *macroevolutivo*, lo que se transmite es el conocimiento adquirido por los individuos a través de las generaciones, y que una vez codificado y almacenado, es utilizado para guiar el comportamiento de los individuos que pertenecen a la población. Y la cultura puede verse como un conjunto de fenómenos ideológicos compartidos por una población, por medio de éstos, un individuo puede interpretar sus experiencias y decidir su comportamiento [38].

Es decir, en estos modelos se aprecia muy claramente la parte del sistema que es compartida por la población: el conocimiento, recabado por miembros de la sociedad, pero codificado de tal forma que sea potencialmente accesible a todos. De igual manera se distingue la parte del sistema que es individual: la interpretación de ese conocimiento codificado en forma de un conjunto de símbolos, y los comportamientos que trae como consecuencia su asimilación; también la parte individual incluye las experiencias vividas, y la forma en que éstas pueden aportar algo al conocimiento compartido.

El procedimiento que sigue es un algoritmo cultural general en pseudocódigo

- 1: **Inicializar** Contador de generaciones
- 2: **Inicializar** Población
- 3: **Inicializar** Espacio de creencias
- 4: **Repetir** la bondad de cada cromosoma
- 5: **Evaluar** la población
- 6: **Actualizar** creencias
- 7: **Generar** población influenciada por las creencias
- 8: **hasta** alcanzar criterio de parada

Un algoritmo cultural consta de tres componentes:

Un *espacio de poblaciones*, a nivel micro evolutivo, el cual engloba un conjunto de individuos y los mecanismos para su evaluación, reproducción y modificación. En el espacio de soluciones se puede aplicar cualquier algoritmo evolutivo, así como cualquier tipo de operadores evolutivos con el de conseguir un conjunto de soluciones del problema.

Un *espacio de confianza o creencias*, a nivel macro evolutivo, que representa el conocimiento adquirido por la población durante el proceso evolutivo. El objetivo es mantener las “creencias” socialmente aceptadas y rechazar las que no. Hay varias categorías de conocimiento cultural.

Un *protocolo de comunicación* para determinar las iteraciones entre el espacio de poblaciones y el de creencias.

Estos algoritmos se han utilizado en problemas de optimización [418], problemas de planificación de la producción [90], problemas de optimización combinatoria [367], problemas de optimización multiobjetivo [416]. Además se pueden combinar con otras técnicas como la optimización de enjambre de partículas [301], algoritmos de evolución diferencial [39], genéticos [528] o búsqueda local [362].

2.6.8 Estimation of Distribution Algorithms (EDA)

Los algoritmos de estimación de distribuciones o *Estimation of Distribution Algorithms* fueron planteados por Mühlenbein y Paass en 1996 [345]. Esta metaheurística se desarrolla sobre la base conceptual de los algoritmos genéticos, con el objetivo de facilitar algunas de las dificultades de implementación que presentaban estos, principalmente la dificultad de predecir los movimientos de la población de individuos en el espacio de búsqueda o la determinación previa de factores como el tamaño de la población, el número de generaciones, los operadores de cruce y mutación.

Los algoritmos de estimación de distribuciones no necesitan operadores de recombinación y mutación lo que les diferencia de los algoritmos evolutivos. La nueva población de individuos se obtiene por simulación de una distribución de probabilidad que es estimada a partir de los datos que contienen atributos de la población anterior. Es decir, lo que hacen es cambiar los operadores de recombinación y mutación de un algoritmo genético por estos dos pasos:

- Estimar la probabilidad de la distribución de los individuos seleccionados, es decir de las soluciones prometedoras.
- Generar la siguiente población con muestras de esta probabilidad de distribución.

Es decir mientras en el resto de algoritmos evolutivos, las interrelaciones entre variables representando a los individuos se tienen en cuenta de forma implícita, en los EDA dichas interrelaciones se expresan de manera explícita a través de la distribución de probabilidad conjunta asociada a los individuos seleccionados en cada generación.

El procedimiento en primer lugar y de forma completamente aleatoria genera una población de individuos, a partir de esta población se genera un subconjunto formado por las mejores soluciones; después, a partir de este subconjunto se realiza un proceso para determinar un modelo de distribución de probabilidad y por último, basándonos en esta distribución de probabilidad se generan nuevos individuos.

2.6.9 Evolution Strategy (ES)

Las estrategias evolutivas o *Evolution Strategy* fueron planteadas por Ingo Rechenberg en 1965 [414]. Estas técnicas comenzaron a desarrollarse en Alemania. Su objetivo inicial era servir de herramienta para la optimización de parámetros en problemas de ingeniería. Al igual que la programación evolutiva con la que se halla estrechamente emparentada, basa su funcionamiento en el empleo de un operador de reproducción asexual o de mutación, especialmente diseñado para trabajar con números reales.

Antes de Rechenberg no se había introducido el concepto de población. Para introducirlo propone la estrategia evolutiva multimiembro, denotando como que el número de padres que pueden participar en la descendencia de un individuo es $\mu > 1$. Con esta introducción es posible utilizar un operador de combinación más. Existen diferentes estrategias de reproducción, en función de la relación entre padres y sus descendientes. Esto provoca que la fase de actualización adapte la eliminación de los peores individuos para mantener el tamaño de población constante.

La mutación en las estrategias evolutivas se realizan por medio de números de distribución normal con media cero y desviación estándar σ . El método más simple es mantener σ constante. Mientras que uno de los más empleados es ajustarlo dinámicamente según el número de generaciones o la calidad de la solución según el desarrollo del proceso de búsqueda. Métodos más complejos se pueden encontrar en la literatura, como la proporción de un quinto o el de auto adaptación de σ [135], el metaES [451], un ES basado en una población organizada jerárquica [449], la mutación auto adaptativa [31], aproximaciones de aprendizaje máquina [453] o el control acumulativo de la longitud [370].

2.6.10 Evolutionary Programming (EP)

La programación evolutiva o *Evolutionary Programming* fue introducida por Fogel, Owens y Walsh en 1966 [173]. Estos autores ponen un especial énfasis en la adaptación de los individuos más que en la evolución del material genético de éstos. Ello implica una visión mucho más abstracta del proceso, en la cual se modifica directamente el comportamiento de los individuos en lugar de trabajar sobre sus genes. Dicho comportamiento se modela mediante estructuras de datos relativamente complejas como pueden ser autómatas finitos. Tradicionalmente, estas técnicas emplean mecanismos de reproducción asexual y técnicas de selección mediante competición directa entre individuos.

Las diferencias fundamentales con los denominados algoritmos genéticos son dos: no se impone restricción sobre la representación y la operación de mutación simplemente modifica aspectos de la solución según una distribución estadística que pondera como muy

probables variaciones poco importantes en la descendencia y como cada vez menos probables, variaciones considerables a media que se vaya aproximando al óptimo.

La población inicial dentro de la programación evolutiva se genera respecto a la función de densidad y se puntúa respecto a la función objetivo. Difiere de los algoritmos genéticos tradicionales, como se ha indicado anteriormente, en que aquí no se confía en ningún tipo de recombinación, la mutación es el único operador que se emplea para generar una nueva descendencia. Para implementar la mutación se añaden un número aleatorio de distribuciones al padre. Es lo que se conoce como mutación aleatoria distribuida.

2.6.11 Extreme Optimization (EO)

La optimización extrema o *Extreme Optimization* fue planteada por Boettcher y Percus en el año 2000 [46]. Este método se inspira en procesos selectivos propios de la naturaleza; la evolución progresa de forma que son las especies mejor adaptadas al medio ambiente las que se reproducen con mayor facilidad y elimina componentes extremos indeseables que son los que conducen a la extinción [99].

La idea principal se sustenta en la eliminación sucesiva de elementos no deseados en las soluciones intermedias; dichos elementos quedan caracterizados por un valor de adaptación $\lambda \in (0,1)$. Según esto, las especies más débiles y las más dependientes de éstas, son seleccionadas para cambios adaptativos actualizando su valor λ . El método actúa sobre una única solución (a diferencia de los algoritmos genéticos que actúan sobre el conjunto).

2.6.12 Firefly Algorithm (FA)

El algoritmo de las luciérnagas o *Firefly Algorithm* fue presentado por Yang en 2010 [531]. Basado en el comportamiento de las luciérnagas caracterizadas por su bioluminiscencia. Todas las luciérnagas se sienten atraídas por otras luciérnagas. El grado de atracción de una luciérnaga es proporcional a su brillo, y por lo tanto para cualquier par de luciérnagas parpadeantes, la que es menos brillante se moverá hacia la más brillante. De tal forma que más brillo significa menos distancia entre dos luciérnagas. Sin embargo, si cualquiera de las dos luciérnagas parpadeantes tuviera el mismo brillo, éstas se mueven aleatoriamente. El brillo de una luciérnaga se determina por el valor de la función objetivo. Para un problema de maximización, el brillo de cada luciérnaga es proporcional al valor de la función objetivo y viceversa.

También cabe destacar uno de los primeros trabajos multiobjetivo en el que se emplea una hibridación del la colonia de luciérnagas con un sistema de aceptación por umbrales [494]. Así como su extensión a problemas con restricciones continuas [309]. O la introducción del

caos en la FA a fin de aumentar su movilidad búsqueda global de optimización global robusta [186].

2.6.13 Genetic Programming (GP)

La programación genética o *Genetic Programming* fue introducida por John Koza en 1992 [286]. La programación genética usa una estrategia de búsqueda similar a los algoritmos genéticos., aunque con una filosofía completamente diferente. La programación genética se puede definir como un método automático que sea capaz de crear un programa computacional que literalmente *haga lo que tenga que hacer*.

La representación dentro la programación genética es diferente a otros métodos evolutivos. Los miembros de una población en este caso son programas o fragmentos de código los cuales vienen representados en forma de árbol. En esta representación existen dos elementos diferentes; Por un lado los terminales u hojas del árbol dónde se representan las variables y constantes, y por otro lado los nodos internos donde se representas las operaciones aritméticas o funciones.

Un esquema básico de la programación genética en pseudocódigo podría ser el siguiente:

- 1: GenerarPoblacionInicial (Aleatoria)
- 2: **Repetir**
- 3: **Ejecutar** cada programa de la poblacion
- 4: **Calcular** funcion *fitness*
- 5: **Seleccionar** uno o varios programas de la población
- 6: **Crear** nuevos programas de poblacion
- 7: **hasta** alcanzar criterio de parada

2.6.14 Guided Local Search (GLS)

La búsqueda local guiada o *Guided Local Search* fue planteada por Voudouris y Tsang en 1999 [277, 519] aunque sus bases teóricas provienen de un trabajo previo de Voudouris en 1997 [518]. Es una estrategia de búsqueda local iterativa basada en el uso de la memoria. Guía la exploración del espacio de búsqueda con información de la estructura del problema y del propio proceso de búsqueda. Consiste básicamente en que al final de cada iteración, la función objetivo es modificada penalizando ciertos elementos que aparecen en el último óptimo local.

Cada vez que se encuentra un óptimo local, GLS intenta penalizar las características menos favorables. De esta manera las soluciones con otras características se muestran más atractivas y se puede escapar del óptimo local. Las penalizaciones a los elementos se

introducen o intensifican en base a la información sobre el problema y también a lo largo de la búsqueda local. La información relacionada con el problema es el *coste* de los elementos. El *coste* de los elementos puede ser constante o variable. La información sobre el proceso de búsqueda se relaciona con las soluciones visitadas por búsqueda local y en particular con el mínimo local. Un ejemplo de pseudocódigo general del algoritmo podría ser el siguiente.

- 1: **Seleccionar** características
- 2: **Seleccionar** una solución aleatoria s
- 3: **Inicializar** Penalizaciones $P = 0$
- 4: **Repetir**
- 5: *Inicializar* Búsqueda Local en s
- 6: *Calcular* coste de cada característica de s^*
- 7: *Aplicar* penalizaciones a s^*
- 8: *Hasta* alcanzar criterio de parada

2.6.15 Gravitational Search Algorithm (GSA)

Los algoritmos de búsqueda gravitacional o *Gravitational Search Algorithm* fueron introducidos por Rashedi et al en 2009 [411]. Se basa en la teoría de la física newtoniana y sus agentes buscadores son la colección de masas. En el GSA, existe un sistema aislado de masas. Usando la fuerza gravitatoria, cada masa en el sistema puede ver la situación de las otras masas; por lo tanto, la fuerza gravitatoria es una manera de transferir información entre diferentes masas.

En GSA, los agentes se consideran como objetos y su valoración se mide por sus masas. Todos estos objetos se atraen entre sí por una fuerza gravitatoria, y esta fuerza causa un movimiento de todos los objetos globalmente hacia los objetos con masas más pesadas correspondiendo estas últimas con las buenas soluciones del problema [411]. La posición del agente corresponde a una solución del problema, y su masa se determina utilizando una función de aptitud. En un lapso de tiempo, las masas se sienten atraídas por la masa más pesada lo que presentaría idealmente una solución óptima en el espacio de búsqueda. El GSA podría ser considerado como un sistema aislado de masas ya que se trataría de un pequeño mundo artificial de masas que obedecen las leyes de Newton de gravitación y movimiento.

Una buena revisión sobre la evolución y estado del arte de este algoritmo se puede ver en [430], así como en [365] se presenta un algoritmo multiobjetivo basado en GSA, denominado NSGSA Non-dominated Sorting pareto Gravitational Search Algorithm.

2.6.16 Heuristic Concentration (HC)

La optimización por concentración heurística o *Heuristic Concentration* fue presentada por Rosing, Reville y Schilling en 1999 [427]. Esta metaheurística tiene como objetivo combinar la información proporcionada por soluciones de calidad para realizar búsquedas locales.

Procedimiento que consta de dos fases: en la primera se generan múltiples soluciones según diferentes criterios; en la segunda, con los elementos de las mejores soluciones, se construye el denominado Conjunto de Concentración y se resuelve el problema original, pero restringiendo la selección de elementos a los del Conjunto de Concentración. En [47] se puede ver un caso de aplicación, en el problema de rutas de vehículos con ventanas de tiempo y con carga/descarga simultánea o sencillamente VRPTW mixto.

2.6.17 Imperialist Competitive Algorithm (ICA)

El Algoritmo Competitivo Imperialista o *Imperialist Competitive Algorithm* fue planteado por Esmail Atashpaz Gargari y Caro Lucas en 2007 [29]. Utiliza la evolución socio-política de los humanos como una fuente de inspiración para el desarrollo de una estrategia de optimización de gran alcance. Este algoritmo considera el imperialismo como un nivel de evolución social-humana, compuesto por modelos matemáticos y por los complicados procesos históricos y políticos, como herramienta para la optimización.

Este algoritmo comienza con algunos países iniciales, de los cuales los mejores son seleccionados para ser los estados imperialistas. Los demás países que conforman la población inicial pasan a ser colonias de los imperialistas. Las cuales se dividen entre los imperialistas en base a su poder. Después de la creación de los imperios iniciales, las colonias empiezan a avanzar hacia su estado imperialista correspondiente. Este movimiento es una metáfora de la política de asimilación que fue usada por algunos estados imperialistas.

La potencia total de un imperio depende de la poder tanto del país imperialista como de las colonias que posee. La evolución de la competencia imperialista, implica que todos los imperios tratan de tomar posesión de las colonias de los otros imperios. Si una colonia posee una mejor función objetivo que su imperialista correspondiente, esta colonia asumirá el rol de imperialista y el antes imperialista pasará a considerarse colonia. Un ejemplo de pseudocódigo general del algoritmo podría ser el siguiente.

- 1: **Seleccionar** algunos puntos al azar sobre la función
- 2: **Inicializar** los imperios
- 3: **Desplazar** las colonias hacia su imperialista hegemónico correspondiente (asimilación) - repetir bucle
- 4: **Si** hay una colonia de un imperio que tiene un menor costo que el de los imperialistas
- 5: las posiciones se intercambian entre esa colonia y ese imperialista
- 6: **Calcular** el coste total de todos los imperios
- 7: **Seleccionar** la colonia de menor coste del imperio más débil
- 8: **Agregar** esta al imperio con mayores posibilidades de tomar posesión de ella
- 9: **Eliminar** los imperios de poder
- 10: **Si** solo hay un imperio detener

2.6.18 Iterated Local Search (ILS)

La búsqueda local iterativa o *Iterated Local Search* fue planteada por Stutzle en 1999 [486]. Consiste en generar una solución inicial a partir de perturbar el óptimo local encontrado en la última iteración de una búsqueda local para usarlo como solución inicial de la siguiente iteración.

La clave de este metaheurístico reside en el mecanismo de perturbación [491]. Por un lado si es muy débil el algoritmo no será capaz de escapar del mínimo local encontrado. Por otro lado si es muy fuerte se comportara de manera similar a una búsqueda local multistart con soluciones iniciales aleatorias. Se tiene también un criterio de aceptación que es el que marca cuando un nuevo optimo encontrado reemplaza al anterior. La combinación de la perturbación del óptimo y el criterio de aceptación dan a este método las herramientas necesarias para controlar entre diversificación e intensificación. Se puede encontrar una gran revisión de ILS junto a sus variantes en [307].

- 1: **Seleccionar** una solución aleatoria s
- 2: **Aplicar** búsqueda local a s para obtener s^*
- 3: **Repetir**
- 4: **Perturbar** s^* para obtener p
- 5: **Aplicar** búsqueda local a p para obtener p^*
- 6: Si se satisface el criterio de aceptación
- 7: $s^* \leftarrow p^*$

2.6.19 Multistart Search (MS)

Los métodos multiarranque o *Multistart Search* fueron presentados en la literatura por Boender y Rinnooy [45] y Los y Lardinois [305]. Plantean una solución al principal inconveniente de las búsquedas locales, que en general, suministran soluciones localmente óptimas pero que pueden estar muy lejos de las soluciones óptimas globales. Una alternativa para solucionar este inconveniente consiste en aplicar búsquedas locales desde varias soluciones de partida. La repetición de los procesos generar solución inicial y búsqueda local aplicada a esa solución es el primer Método Multiarranque descrito en la literatura

El esquema general de un método multiarranque podemos decir que consta de dos fases en cada paso: en la primera fase consiste en la generación de soluciones iniciales, la cual puede realizarse por métodos simples como generación aleatoria o se pueden emplear sofisticados métodos de construcción para obtener soluciones iniciales de calidad. La segunda fase consiste en aplicar algoritmos de búsqueda local que a partir de la solución inicial conduzcan al óptimo local más cercano.

En cuanto a la condición de parada se han propuesto desde criterios simples, como el de parar después de un número de iteraciones hasta elaborados procedimientos metaheurísticos que realizan una búsqueda inteligente del espacio de soluciones y tratan de alcanzar la solución óptima del problema. Los métodos multiarranque han sido utilizados para resolver dos tipos de problemas de optimización: problemas combinatorios y problemas no lineales. En el caso de los problemas combinatorios se pueden encontrar procedimientos heurísticos o aproximados que encuentran buenas soluciones con tiempos de computación relativamente pequeños. En los problemas no lineales se ha desarrollado sobre todo la teoría sobre las condiciones de convergencia del método al óptimo global del problema.

Martí hace una revisión de los métodos multiarranque y propone una clasificación basada en el uso o no de memoria y en el grado de reconstrucción de la solución inicial [401]. Schoen hace una revisión de estos métodos [317]. Martí and Moreno enumeran algunas alternativas propuestas para los elementos que definen un método multiarranque [448].

2.6.20 Noise Method (NM)

La búsqueda por ruido o *Nosing Method* fue planteada por Charon y Hudry en 1993 [71] y está basado en el concepto de perturbación de datos *ruido*, que modifica los valores de la solución. El procedimiento es una búsqueda local monótona y consiste en partir de una solución inicial, definir una vecindad y generar nuevas soluciones mediante la introducción de algún tipo de perturbación de datos (ruido). De las soluciones generadas, elegir la mejor

como solución actual y repetir el ciclo. A medida que aumenta el número de iteraciones se disminuye la perturbación hasta que desaparece.

2.6.21 Path Relinking (PR)

El reencadenamiento de trayectorias o *Path Relinking* fue introducido por Fred Glover en 1989 [206] y ampliado por el mismo autor en 1994 [208]. Su aplicación como un método de intensificación de la Búsqueda Tabú, ha producido que tradicionalmente sea considerado estrategia dentro de la búsqueda tabú, aunque hoy en día es considerada como otro tipo de metaheurística con su propia identidad.

El Path Relinking se basa en explorar trayectorias que conectan soluciones de calidad para generar nuevas soluciones, empezando desde una de estas soluciones llamada solución inicial, y generando una trayectoria en el espacio de entornos que conduce hacia otras soluciones, llamadas soluciones guía. Esto se logra seleccionando movimientos que introducen atributos contenidos en las soluciones guía.

El enfoque puede verse como un ejemplo extremo de una estrategia que busca incorporar atributos de soluciones de muy alta calidad, favoreciendo movimientos que supongan la incorporación de estos atributos. El enfoque del reencadenamiento de trayectorias subordina todas las demás consideraciones a la meta de elegir movimientos que introduzcan los atributos de las soluciones guía, con el fin de crear una buena composición de atributos en la solución actual. En cada paso se elige el mejor movimiento, mediante los criterios usuales de elección, pero restringiendo la elección a aquellos movimientos que supongan la incorporación de tales atributos.

Se trata de reducir la distancia entre los atributos de la solución inicial y de la solución guía. Los papeles de la solución inicial y de la solución guía son intercambiables; cada solución también puede ser inducida a moverse simultáneamente hacia la otra como una forma de generar combinaciones. Debido a que sus papeles pueden ser intercambiados, las soluciones iniciales y guía reciben el nombre común de soluciones referenciales.

Path Relinking se puede interpretar como un método evolutivo por cuanto las soluciones son generadas por combinación de otras soluciones previas, si bien, difiere de éste en que prescinde del carácter aleatorio ya que utiliza reglas sistemáticas y deterministas para combinar soluciones [235].

La integración de la búsqueda proporciona una integración muy útil de las estrategias de intensificación y diversificación. Que se benefician también cuando la búsqueda aporta información no solo de las soluciones visitadas, sino también acerca de las soluciones adicionales evaluadas durante el examen de los movimientos no adoptados; se conoce como soluciones evaluadas pero no visitadas.

Path Relinking puede ser mejorado mediante el uso de una estrategia denominada tunneling, que permite el uso de estructuras de vecindarios diferentes a las de la fase de búsqueda estándar. En particular, puede ser atractivo permitir de forma periódica, movimientos para Path Relinking que normalmente se excluirían por crear infactibilidad. Existe la seguridad de no perderse en regiones infactibles, ya que hemos de alcanzar la solución guía, por lo que en algún momento se recuperará la factibilidad. Esta estrategia nos permite visitar soluciones que de otro modo podrían no ser visitadas.

2.6.22 Reactive Search (RS)

La búsqueda reactiva o *Reactive Search* fue planteada por Roberto Battiti en 1996 [34] es una técnica metaheurística que propone usar, dentro de la Búsqueda Tabú, la información a largo plazo obtenida en el recorrido. Esta información se almacena y según sea el tipo de información almacenada, se activa un proceso reactivo para alejarse de la zona de estancamiento. Es decir, su objetivo es la integración de procedimientos de auto ajuste de parámetros en algoritmos que se basan en búsqueda por entornos.

2.6.23 Shuffled Frog Leaping Algorithm (SFLA)

El algoritmo de salto de rana aleatorio o *Shuffled Frog Leaping Algorithm* es una técnica de optimización propuesta por Muzaffar Eusuff y Kevin Lansey en el 2003 [158], consiste en imitar mediante modelos el comportamiento de los grupos de ranas, en particular la forma en que estos anfibios buscan su alimento (insectos). El algoritmo SFLA tiene reglas de saltos hacia lo que será primero una búsqueda local para cada rana individual, y reglas de combinación de los diferentes grupos de ranas (hojas) para una búsqueda global [368]; cada salto de rana produce un cambio de posición dentro del espacio de soluciones y tiene el propósito de acercarse a la mejor posible. El proceso del algoritmo se podría guiar como sigue:

- Se proporcionan la información inicial, como la cantidad de saltos por rana s , el número de ranas por hoja m , el número de variables del problema NV , el espacio de búsqueda permitido EP , la cantidad de hojas kch y para criterio de finalización el número de iteraciones $Itera$.
- Se inician las iteraciones, se genera una población aleatoria de saltos de rana y se evalúan en la función costo para determinar su aptitud *fitness* y con ello ordenarlos en forma descendente.

- Se hace una distribución de saltos de rana *particin* entre las hojas, de tal forma que el primer salto de rana se asigna al primer hoja, el segundo salto al segundo hoja y así sucesivamente.
- Se identifica al mejor y al peor salto de rana, mejor valor de aptitud y peor valor de aptitud de cada hoja así como al salto de rana con la mejor aptitud global.
- Se actualizan los peores saltos de ranas empleando a los mejores saltos de cada hoja
- Se realiza una combinación de hojas, reasignación de saltos en las hojas
- Se revisa el criterio de finalización, si se cumple se presentan los resultados y termina el programa; si no se cumple, se regresa al paso 2.

2.6.24 Variable Neighborhood Search (VNS)

La búsqueda por entornos variables o *Variable Neighborhood Search* fue planteada por Nenad Mladenovic en 1995 [333]. Y ampliada por Nenad Mladenovic y Pierre Hansen en 1997 [334]. Es una metaheurística cuya idea básica es el cambio sistemático de entorno dentro de una búsqueda local. Se basa en el hecho sencillo de cambiar la estructura del entorno cuando el algoritmo se detiene en un óptimo local; existen gran cantidad de extensiones, aunque todas ellas persiguen el principio de mantener su simplicidad.

Mientras que las metaheurísticas basadas en búsqueda local aplican distintas formas de continuar la búsqueda una vez que se ha encontrado un óptimo local, la búsqueda por entornos variables está basada en cambiar la estructura de los entornos haciendo uso de tres simples principios:

- Un mínimo local con una estructura de entornos, no lo es necesariamente con otra.
- Un mínimo global es un mínimo local en todas las estructuras de entornos.
- En muchos problemas los mínimos locales con la misma o distinta estructura de entornos están relativamente cerca.

Los dos primeros principios utilizan en la búsqueda local las estructuras de entornos para resolver problemas de optimización, mientras que el tercer principio propone que los óptimos locales contienen información que nos permita dirigir la búsqueda hacia un óptimo global.

Una forma habitual de realizar movimientos en el espacio de soluciones consiste en cambiar algunos de estos elementos. De esta forma se obtienen los entornos más utilizados en la búsqueda de entornos variables, que consisten en cambiar como mucho k elementos

de la solución. Este tipo de entornos son los más habituales en las aplicaciones de VNS a problemas logísticos. En los problemas de rutas de vehículos se utilizan también otros movimientos.

Algunos movimientos que se utilizan en la búsqueda por entornos variables son:

- VNS Básica o *Basic Variable Neighbourhood Search BVNS*: consiste en alternar búsquedas locales con movimientos aleatorios sobre estructuras de entornos que varían de forma sistemática.
- VNS General o *General Variable Neighborhood Search GVNS*: utiliza dos estructuras de entornos diferentes. Esta estrategia surge al sustituir la búsqueda local de la VNS básica por una VND. Con esta estrategia se han obtenido exitosas aplicaciones.
- VNS Reducida o *Reduced Variable Neighborhood Search RVNS*: consiste en cambiar a la siguiente estructura de entornos si al seleccionar al azar soluciones del entorno actual de la solución actual no se obtiene una mejora, sino se vuelve a la primera estructura.
- VNS Descendente o *Variable Neighborhood Descent VND*: consiste en realizar un cambio de estructuras de entornos en una búsqueda local descendente cada vez que se obtiene un mínimo local. La búsqueda local descendente está basada en encontrar de forma iterativa una mejor solución a partir de la actual realizando algún movimiento.
- VNS Anidada o *Nested Variable Neighborhood Search NVNS*: consiste en cambiar un elemento de la solución por otro elemento posible. Éste es el caso más sencillo de una VNS general.
- VNS con Descomposición o *Variable Neighborhood Decomposition Search VNDS*: consiste en insertar un método de aproximación sucesiva en el esquema básico. Dada una solución s todos excepto k atributos (variables) se fijan en la fase de búsqueda local. Con los atributos fijos también queda definido el entorno $N_k(s)$. Cuando se obtiene al azar la solución de *shacking*, se fijan los atributos comunes entre la solución actual y la proporcionada por *shaking* y optimizan los elementos no comunes.
- VNS Sesgada o *Skewed Variable Neighborhood Search SVNS*: Busca alejarse de una buena solución encontrada para explorar espacios alejados de la solución actual. Se evalúa la opción de moverse en el espacio de búsqueda en el caso de encontrar algún óptimo local lejano al actual incluso si este es peor.

- VNS Paralela o *Parallel Variable Neighborhood Search PVNS*: Proponen diferentes maneras de paralelizar VNS que para el problema de la p -mediana. Los autores proponen tres formas diferentes de paralelización [197]. Paralelizar la búsqueda local. Aumentar el número de soluciones obtenidas del entorno actual y realizar búsquedas locales en paralelo desde cada una de ellas. Y la misma variante anterior pero actualizando la información sobre la mejor solución encontrada.

El VNS básico obtiene una solución vecina de la solución actual, ejecuta una Búsqueda Local desde ella hasta alcanzar un óptimo local, y se mueve a él si ha habido una mejora modificando la estructura de entorno. En caso contrario, el entorno es cambiado sistemáticamente. En un esquema básico primero habría que definir un número k_{max} de estructuras de entorno, es decir $N_k, k = 1, 2, \dots, k_{max}$. Una forma sencilla de obtener un conjunto de estructuras de entorno es considerar un tipo elemental de movimiento y definir el entorno $N_k(s)$ como el conjunto de soluciones obtenidas al aplicar k movimientos elementales a s (sin que ninguno de ellos pueda invertir a otro), o k cambios simultáneamente. El pseudocódigo de un esquema básico podría ser el siguiente:

```

1: Seleccionar solución inicial  $s_0 \in S$ 
2:  $NIter = 0$ 
3: repetir
4:    $NIter = NIter + 1$  y  $k = 0$ 
5:   repetir
6:      $k = k + 1$ 
7:      $s = s_0$ 
8:     Ejecutar shaking  $k, s$ 
9:     Aplicar búsqueda local  $s$ 
10:    Determinar  $f(s)$ 
11:    hasta ( $f(s) < f(s_0)$ ) o  $k = k_{max}$ 
12:    si  $f(s) < f(s_0)$  (*)
13:       $s_0 = s, f(s_0) = f(s), BestIter = NIter$ 
14: hasta criterio de parada

```

2.7 Metaheurísticas explícitamente Multiobjetivo.

2.7.1 Non-dominated Sorting Pareto Genetic Algorithm (NSGA)

El algoritmo genético elitista no dominado o *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* fue introducido por Srinivas y Deb en 1994 [482]. Se basa en la clasificación de los puntos en

función de su “no dominación” en niveles antes de seleccionar los individuos. La clasificación consiste en agrupar a todos los individuos no dominados en un frente, con un valor de fitness (o adaptabilidad) igual para todos los individuos. A todos los puntos no dominados de la población, se les asigna un mismo valor de ajuste que es proporcional al tamaño de la población. Entonces el grupo de individuos clasificados es ignorado, y se repite el proceso hasta tener todos los puntos clasificados. Este hecho, provoca que aquellos puntos con mejor clasificación, tienen más probabilidad de reproducción y la existencia de puntos con la misma clasificación garantiza la diversidad del conjunto de puntos eficientes. El pseudocódigo de este algoritmo se puede ver de forma genérica a continuación:

- 1: **Generar** población inicial
- 2: **Repetir**
- 3: **Evaluar** individuos
- 4: **Identificar** individuos no dominados
- 5: **Asociar** individuos al frente actual
- 6: **Calcular** función *fitness*
- 7: **Reproducir** individuos de acuerdo a su aptitud
- 8: **Cruzar** individuos
- 9: **Mutar** individuos
- 10: **Integrar** la nueva generación
- 11: **hasta** alcanzar criterio de parada

2.7.2 Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II)

Posteriormente ampliaron NSGA para abordar tres críticas al enfoque: la complejidad de tiempo, la falta de elitismo, y la necesidad de un parámetro compartido para la función fitness. Fue propuesto por Deb, Agrawal, Pratap y Meyarivan en el año 2000 [111]. Está basado en la ordenación de cada individuo mediante el concepto de no-dominancia. Además, esta propuesta introduce un algoritmo rápido de ordenación. Se evalúa una distancia de crowding o distancia múltiple, considerando el tamaño del mayor paralelogramo que circunda cada individuo. Este parámetro mantiene la diversidad en la población, evitando el uso del factor de compartición de aptitud.

Inspirado en la noción de un procedimiento de clasificación no dominado los autores proponen una técnica en la que la jerarquía de un cierto individuo está dada por el número de individuos que lo dominan en la población actual. NSGA II se basa en el uso de varias capas de clasificación de los individuos. Antes de efectuar la selección, la población es jerarquizada en base a la no dominación. Todos los individuos no dominados se clasifican en una misma categoría, con un valor arbitrario de aptitud, el cual es proporcional al tamaño de la población,

a fin de proporcionar un potencial reproductivo equitativo para estos individuos. Para mantener la diversidad de la población se efectúa un reparto de aptitud entre estos individuos clasificados usando los valores arbitrarios de aptitud definidos previamente. Posteriormente este grupo de individuos clasificados se ignora, considerándose otra capa de individuos no dominados. Este proceso se repite hasta que todos los individuos de la población estén clasificados. También incorpora el cálculo de una distancia de *crowding*, como el operador utilizado para mantener la diversidad de la población, con el fin de evitar el uso del σ_{share} en la compartición de aptitud *fitness sharing* de su antecesor. La selección es realizada mediante torneo binario, utilizando como criterio de comparación el operador $\succ_f n$. Según este criterio, el torneo lo gana el individuo con menor rango. Si el rango es el mismo, el torneo lo gana aquel individuo que tenga menor distancia *crowding*. El pseudocódigo de este algoritmo se puede ver de forma genérica a continuación:

- 1: **Generar** población inicial
- 2: **Repetir**
- 3: **Evaluar** individuos
- 4: **Iniciar** clasificación por frentes de Pareto
- 5: **Calcular** función *fitness*
- 6: **Identificar** individuos No dominados
- 7: **Clasificar** individuos No dominados
- 8: **Reproducir** individuos de acuerdo a su aptitud
- 9: **Cruzar** individuos
- 10: **Mutar** individuos
- 11: **Integrar** la nueva generación
- 12: **hasta** alcanzar criterio de parada

La parte más singular de este algoritmo es la promoción de la siguiente generación de individuos. Este procedimiento empieza con la población de padres P_t , de tamaño N . Crea una primera instancia con los descendientes Q_t , de tamaño N . Posteriormente las dos poblaciones son combinadas para formar R_t , de tamaño $2N$. Después de esto, se clasifica la población R_t en los diferentes frentes de Pareto, mediante un ordenamiento no dominado. Aunque esto requiere un mayor esfuerzo, se justifica por el hecho de permitir una verificación global de dominancia entre la población de padres y descendientes. Una vez el proceso de ordenamiento no dominado ha finalizado, la nueva población es generada a partir de las configuraciones de los frentes no dominados. Esta nueva población empieza a ser construida con el mejor frente no dominado F_1 , continúa con las soluciones del segundo frente F_2 , tercero F_3 y así sucesivamente. Como la población R_t es de tamaño $2N$, y solamente existen N configuraciones que conforman la población descendiente, no todas las configuraciones de

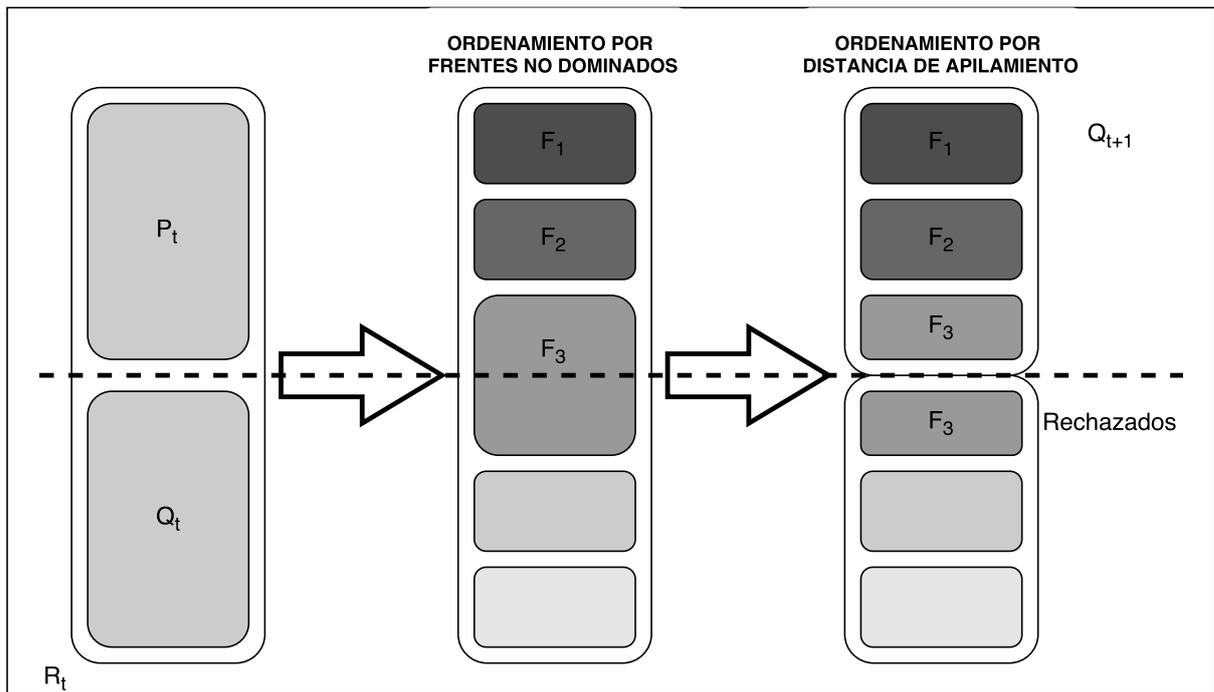


Fig. 2.8 Diagrama de selección de NSGA II

los frentes pertenecientes a la población R_t podrán ser acomodados en la nueva población. Aquellos frentes que no pueden ser acomodados desaparecen [113].

Cuando se está considerando el último frente, las soluciones que hacen parte de éste pueden exceder las restantes por acomodar en la población descendiente, dicha situación se ilustra con el F_3 en la figura 6.3. En este caso resulta útil emplear alguna estrategia que permita seleccionar las configuraciones situadas en un área poco poblada (alejada de otras soluciones) para llenar las posiciones restantes de la población descendiente a cambio de optar por escoger configuraciones de forma aleatoria.

2.7.3 Controlled NSGA II (CNSGA II)

En 2001 Deb y Goel propusieron una variación de NSGA II, llamada *Controlled Non-dominated Sorting Genetic Algorithms* [112]. Introduciendo un cambio en la selección de los individuos de cada frente. Pasando de la selección de un número N de individuos en cada generación, a que este proceso se adapte al paso de las iteraciones, de acuerdo a una función geométrica

2.7.4 Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA)

Este algoritmo introduce un nuevo enfoque a la optimización multiobjetivo, la *la fuerza/extremo de Pareto*. Fue presentado por Zitzler y Thiele en 1999 [547]. Como parte de de la tesis doctoral de Zitzler [544]. Su principal característica diferencial es la utilización de dos poblaciones, una población externa en la que se almacenan las soluciones no dominadas y que participa en la selección, de esta forma, se incorpora el concepto de elitismo. Este archivo se actualiza cada generación, y en el caso de que el tamaño del conjunto exceda el número máximo de individuos no dominados, se emplea una técnica de clustering denominada *encadenamiento promedio*, que reduce el número de soluciones manteniendo la diversidad

Por otra parte, el cálculo de selección se realiza usando un procedimiento basado en la asignación de un valor de fuerza *strength* a todos los elementos de la población externa. La aptitud de cada individuo de la población actual se calcula de acuerdo a los valores de fortaleza de los individuos del archivo externo a los cuales domina. Se introduce la formación de nichos a través del concepto de dominancia de Pareto, denominado *niching of strength*.

- 1: **Generar** población inicial
- 2: **Generar** población externa
- 3: **Evaluar** población inicial
- 4: **Calcular** *strength* población inicial
- 5: **Repetir**
- 6: **Añadir** no dominados a población externa
- 7: **Clusterizar**
- 8: **Seleccionar** padres
- 9: **Cruzar** padres
- 10: **Mutar** población n
- 11: **Seleccionar** factibles de población n
- 12: **Evaluar** población n
- 13: **Calcular** *strength* población n
- 14: **hasta** alcanzar criterio de parada

2.7.5 Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA-2)

SPEA-2 fue desarrollado por los mismos autores que el SPEA con el fin de tratar de subsanar ciertas posibles debilidades de su antecesor [545]. Se diferencia del SPEA en cinco puntos principales:

- La función objetivo de asignación *strength* se ha mejorado, teniendo en cuenta para cada individuo tanto el número de individuos que domina como el número de individuos que lo dominan.
- Una estimación de la densidad de vecinos se añade a esta función, permitiendo una orientación más exacta a lo largo de la búsqueda. Se dispone así de una función objetivo más precisa. El archivo externo adquiere tamaño fijo.
- Se sustituye la técnica de compartimiento por un operador de truncamiento que evita la posibilidad de eliminar las soluciones extremas de entre las no dominadas, preservando el rango máximo de las soluciones no-dominadas.
- El tamaño del archivo *población externa* es fijo, cuando la cantidad de individuos no dominados es menor que el tamaño del archivo, el archivo se completa con individuos dominados.
- El método de clustering, que se invoca cuando el archivo de los individuos no-dominados supera el límite, ha sido sustituido por un método alternativo de truncamiento con características similares, pero no pierde puntos fronterizos.

- 1: **Generar** población inicial
- 2: **Generar** población externa
- 3: **Evaluar** población inicial
- 4: **Calcular** *strength* población inicial
- 5: **Repetir**
- 6: **Añadir** no dominados a población externa
- 7: **Truncar** población extrema
- 8: **Si** población extrema no esta lleno
- 9: **Añadir** dominados a población externa
- 10: **Seleccionar** padres
- 11: **Cruzar** padres
- 12: **Mutar** población *n*
- 13: **Seleccionar** factibles de población *n*
- 14: **Evaluar** población *n*
- 15: **Calcular** *strength* población *n*
- 16: **hasta** alcanzar criterio de parada

2.7.6 Niche Pareto Genetic Algorithm (NPGA)

Este algoritmo fue planteado por Horn en 1994 [239]. La principal innovación de este algoritmo es la aplicación de un método de selección de torneo binario donde se mezcla el concepto de función de nivel de dominación con el de contador de nicho. Este algoritmo extiende el tradicional GA a objetivos múltiples utilizando un rango de dominancia de Pareto y una compartición de la función de evaluación con la cual se desea mantener la curva del frente de Pareto durante el proceso de optimización. Proponen para la selección de individuos un esquema de selección por torneo basado en la dominancia de Pareto. Los parámetros básicos de un GA son el tamaño de la población, la tasa de cruce y la tasa de mutación. El NPGA añade dos operadores genéticos especializados: el rango de dominancia Pareto y la continua evaluación del compartimiento. Estos operadores alteran el mecanismo tradicional de selección en una ordenación parcial de la población, manteniendo la diversidad en la población a través de las generaciones sucesivas. El torneo y la evaluación del compartimiento controlan el proceso evolutivo en el algoritmo de optimización.

Durante el Torneo de Pareto, dos soluciones i y j son escogidas aleatoriamente de la población P . Estas soluciones son comparadas con un subconjunto T de P de tamaño $t(dom) < |P|$. Pueden suceder los siguientes casos:

- Si la solución i domina al subconjunto T y la solución j es dominada por algún elemento de T , la solución i es la vencedora.
- Si la solución j domina al subconjunto T y la solución i es dominada por algún elemento de T , la solución j es la vencedora.
- Si i y j dominan al subconjunto T , se calcula un contador de nicho para escoger la solución vencedora.
- Si al menos una solución de T domina a i y j , se calcula un contador de nicho para escoger la solución vencedora.

El cálculo del nicho para i y j se realiza sobre una nueva población generada, diferente en relación al cálculo del nicho sobre una nueva población que está siendo generada Q . Los autores de este método lo denominan cálculo del compartimiento dinámica mente actualizado. Inicialmente, cuando Q está vacía, el cálculo del nicho no se puede realizar, y en el caso de empate entre dos soluciones candidatas, se escoge una de ellas aleatoriamente. Las soluciones ganadoras x_1 y x_2 generan las descendientes y_1 y y_1 , las cuales son incluidas en Q .

En las siguientes iteraciones el cálculo del nicho para escoger la solución ganadora utiliza la siguiente medida de distancia, que se calcula de acuerdo a la expresión 2.1.

$$d_{i,j} = \sqrt{\sum_{m=1}^M \left(\frac{f_m^i - f_m^j}{f_m^{\max} - f_m^{\min}} \right)^2} \quad (2.1)$$

donde

- $d_{i,j}$ es la distancia entre los elementos i y j .
- f_m^{\max} y f_m^{\min} son los valores mínimos y máximos para la función objetivo f_m .

- 1: **Generar** población inicial
- 2: **Evaluar** población inicial
- 3: **Calcular** *Nicho* población inicial
- 4: **Repetir**
- 5: **Generar** población n
- 6: **Si** población n no esta completo
- 7: **Elegir** dos individuos y conjunto
- 8: **si** Ind_1 domina a todo $x \in$ conjunto
- 9: **incluir** Ind_1 en padres
- 10: **sino y si** Ind_2 domina a todo $x \in$ conjunto
- 11: **incluir** Ind_2 en padres
- 12: **sino** incluir Ind con menor *Nicho*
- 13: **Cruzar** padres
- 14: **Mutar** poblacion $n + 1$
- 15: **Seleccionar** factibles de población $n + 1$
- 16: **Evaluar** población $n + 1$
- 17: **Calcular** *Nicho* población $n + 1$
- 18: **hasta** alcanzar criterio de parada

2.7.7 Niched Pareto Genetic Algorithm II (NPGA II)

Fue propuesto por Erickson et al en 2001 [141] como mejora de NPGA. Combina una selección por torneo con un procedimiento similar al de NSGA II de frentes de Pareto. La cardinalidad de los nichos es calculada usando individuos de la próxima generación combinados con la actual. Esto se llama *fitness sharing* completamente actualizado [278], y permite no requerir memoria externa

2.7.8 Pareto Archived Evolution Strategy (PAES)

Fue propuesto por Knowles y Corne [282]. Este algoritmo agrega una estrategia del tipo (1+1). El algoritmo comienza con la inicialización de un único cromosoma, que es la solución actual. Luego se genera una copia de esta solución y se le aplica el operador de mutación. Esta copia mutada es evaluada y pasa a ser una solución candidata.

La aceptación es simple, si una solución domina a la otra es aceptada, pero en el caso de que ninguna solución sea dominante, la solución candidata se compara con una población de referencia de soluciones no-dominadas previamente generada. En caso de empate la comparación favorece a las soluciones que están en el espacio de soluciones donde hay menos soluciones.

El archivo sirve para almacenar todas las soluciones no dominadas que a medida que se encuentran, y para ayudar en la selección exacta entre la solución actual y la candidata. Este último es lo que proporciona la presión de selección, impulsando el proceso para encontrar mejores soluciones.

- 1: **Repetir**
- 2: **inicializar** padre
- 3: **Evaluar** padre
- 4: **Agregar** al archivo
- 5: **Mutar** padre
- 6: **Generar** hijo
- 7: **Si** hijo domina al padre
- 8: **Agregar** hijo al archivo
- 9: **Reemplazar** padre por hijo
- 10: **sino y si** padre domina al hijo
- 11: **Descartar** hijo
- 12: **sino**
- 13: **Si** se puede comparar (Padre, hijo, archivo) **Agregar** al archivo
- 14: **hasta** alcanzar criterio de parada

2.7.9 Pareto Envelope-based Selection Algorithm (PESA)

Es un nuevo algoritmo multiobjetivo evolutivo introducido por Corne et al en el año 2000 [88]. Este algoritmo combina aspectos de PAES y SPEA. Se hace uso de una reducida población interna y un gran archivo externo de soluciones no dominadas. La selección y el mantenimiento de la diversidad son controlados a través de un simple esquema basado hiperrejilla. Este es el principal atractivo del PESA, la integración de la selección y el

mantenimiento de diversidad, por lo que en esencia la misma técnica se utiliza para ambas tareas.

2.7.10 MultiObjective Adaptive Memory Procedure (MOAMP)

Por último el método MOAMP presentado por Caballero, Molina y Rodríguez-Uría en 2003 [57]. Trata de adaptar una búsqueda tabú a un conjunto eficiente de puntos del problema multiobjetivo. Este método se basa en la idea que los puntos eficientes de un problema multiobjetivo se encuentran *conectados* entre sí. Es decir, si las variables del problema son continuas, y el problema cumple unas ciertas condiciones mínimas de continuidad de las funciones, dos puntos eficientes están conectados por una curva dentro del conjunto eficiente. Si por el contrario, las variables del problema son enteras, cualquier punto eficiente está *suficientemente cerca* de otro punto eficiente. En la distancia definida como *suficientemente cerca* se puede encontrar otro punto eficiente. Tal y como dicen los autores, este principio de proximalidad, de aproximación de los puntos eficientes de un problema multiobjetivo es la propiedad que se intentará rentabilizar en el método MOAMP. Por tanto, este método intenta generar mediante una búsqueda tabú un conjunto de puntos eficientes inicial y a través de ellos se intentará conseguir una buena aproximación del resto mediante un proceso de intensificación. Algunos trabajos interesantes se pueden ver en [108, 183, 196, 228]

2.8 Metaheurísticas duales Monoobjetivo y Multiobjetivo.

2.8.1 Ant Colony Optimization (ACO)

Los algoritmos de colonias de hormigas o *Ant Colony Optimization* fueron introducidos por Dorigo con diferentes colaboradores en la década de los noventa [123, 124]. Inspirados en el comportamiento social de las hormigas que viven en colonias y gracias a su interacción colaborativa son capaces de mostrar comportamientos complejos y de resolver tareas difíciles desde el punto de vista local de una sola hormiga. Estudios realizados explican cómo las hormigas son capaces de seguir la ruta más corta en su camino de ida y vuelta entre la colonia y una fuente de alimento.

Esto es posible gracias a que las hormigas al desplazarse a lo largo del camino, van dejando un rastro de una sustancia llamada feromona. Así, mientras una hormiga aislada se mueve de forma aleatoria, el resto de hormigas detectan el rastro dejado y en caso de encontrar alimento, regresarán por el mismo camino dejando su propio rastro, con lo que refuerzan el rastro de feromona haciendo más atractivo este camino. Sin embargo, la feromona también se va evaporando con el paso del tiempo provocando que el rastro de feromona sufra cierto

debilitamiento [195]. En definitiva, se puede decir que el proceso se caracteriza por una retroalimentación positiva, en la cual la probabilidad de que la hormiga escoja un camino aumenta con el número de hormigas que previamente hayan elegido el mismo camino.

- 1: **Inicializar** feromonas
- 2: **Mientras no** se alcance el criterio de parada - repetir bucle
- 3: **Generar** soluciones de feromonas
- 4: **Analizar** feromonas
- 5: **Actualizar** feromonas

Los algoritmos basados en colonias de hormigas se fundamentan en una colonia de agentes, hormigas artificiales, que trabajan cooperativamente y se comunican a través de rastros de feromona artificial. En cada iteración, cada hormiga realiza un recorrido por el grafo asociado al problema, que se traduce en una solución. Cada arco del grafo representa las opciones que puede tomar una hormiga; los cuales tienen asociados dos tipos de información, que guían la elección de la hormiga:

Información heurística: mide la preferencia heurística de trasladarse desde el nodo i al nodo j . Se denota η_{ij} . Depende del problema tratado y no se modifica a lo largo de la ejecución del algoritmo.

Información del rastro de feromona: mide la preferencia aprendida de realizar ese movimiento e imita la feromona natural que depositan las hormigas reales. Esta información se modifica a lo largo de la ejecución según las soluciones producidas por las hormigas. Mejores soluciones recibirán mayor cantidad de feromona. Esta información se denota por τ_{ij} .

Existen diversas variantes de ACO, los más conocidos son los sistemas de hormigas “Ant System” [117, 123, 124], sistemas de hormigas Max-Min “Max-Min Ant System” [485] o los sistemas de colonias de hormigas “Ant Colony System” [121, 122, 181]. Como resúmenes de ACO y sus métodos y variantes se pueden consultar los siguientes artículos [118, 119, 125].

Este método también se ha aplicado con éxito a la Programación Multiobjetivo como puede verse en las publicaciones de Gravel, Price y Gagné [218], o Guntch and Middendorf [222]. También se pueden destacar los trabajos de Mousa et al. [343] y Chica et al. [111]. Los primeros autores, cuentan con una colonia distinta para cada uno de los objetivos. Para los segundos, cada colonia tiene un distinto tipo de hormiga con una feromona diferente. Para evitar la convergencia temprana en una región del frente de Pareto, se utiliza en cada una de las iteraciones elementos de búsqueda local que mejoren las soluciones creadas. Caballero et al. consideran esta estrategia como una de las más prometedoras en el ámbito del diseño de rutas multiobjetivo [56].

2.8.2 Artificial Immune Systems (AIS)

Los algoritmos de sistemas artificiales inmunes o *Artificial Immune Systems* fueron introducidos por de Nunes de Castro and Timmis [105]. En cuanto a la Programación Multiobjetivo, los primeros intentos de resolver problemas usando un sistema inmune artificial basado en el concepto de optimalidad de Pareto se deben a Coello and Cruz Cortés [86]. Existen en la literatura numerosos resúmenes y revisiones de sistemas artificiales inmunes [101, 102].

El sistema inmune ha servido como inspiración en la ingeniería y en la ciencia para resolver problemas complejos con gran éxito, debido principalmente a que es un sistema de aprendizaje distribuido con características muy interesantes. Un sistema inmune es un conjunto de células, tejidos y órganos que trabajan de manera conjunta para defender al organismo de ataques de invasores externos, como pueden ser patógenos, virus o bacterias de los cuales previamente no se conoce su estructura. El sistema inmune posee una gran capacidad de memoria y aprendizaje ofrece una respuesta evolutiva a elementos infecciosos extraños Farmer, Packard y Perelson [161].

Una de las principales tareas del sistema inmunológico es mantener el organismo sano. Los microorganismos denominados patógenos son perjudiciales para el organismo y pueden dañarlo. Los antígenos son moléculas que se encuentran en la superficie de los patógenos y pueden ser reconocidas por el sistema inmune y además tienen la capacidad de iniciar una respuesta inmune para eliminarlos.

Esta respuesta del sistema inmune presenta interesantes características desde el punto de vista del procesamiento de la información. Por este motivo, se ha utilizado como inspiración para crear soluciones alternativas a problemas complejos de la ciencia y la ingeniería, a estos procedimientos se les llama Sistema Inmune Artificial.

A partir de este paradigma se han elaborado diferentes algoritmos. Los más importantes son algoritmos basados en selección negativa [178], algoritmos basados en selección clónica [102], redes artificiales inmunes [245], algoritmos inspirados en la teoría de peligro [15] y algoritmos de células dendríticas [219].

En el enfoque multiobjetivo, Gao and Wang [194] presentan un trabajo en el que se puede observar que se limitan a considerar el concepto de no dominancia al seleccionar las mejores soluciones las cuales se van conservando. También tienen en cuenta la afinidad entre soluciones, la idea es eliminar de un conjunto de soluciones de calidad aquellas que siendo similares a otra cuenten con un desempeño menor, evitando que las características negativas de ésta sean clonadas y por tanto se mantengan en la población.

2.8.3 Differential Evolution (DE)

La evolución diferencial o *Differential Evolution* fue introducida por Storn y Price en 1997 [484] ha sido aplicada a problemas de optimización con dominios continuos, siendo una de las estrategias más seguras y confiables en diversas tareas de optimización.

De la misma forma que en otros algoritmos evolutivos, la población inicial se inicializa de manera aleatoria y en cada variable de decisión se representa el cromosoma como un número real. Durante el proceso evolutivo se aplican operadores de cruce y mutación. Después se evalúa el *fitness* de las soluciones resultantes y cada individuo nuevo compite con los de la población actual para ver quien pasa a la siguiente generación. Para el proceso de selección se eligen tres padres, uno de los cuales es el principal. A partir de ellos se genera un hijo que se crea sumando al padre principal la diferencia de los otros dos padres.

En problemas multiobjetivo, comúnmente se considera un enfoque que utiliza un conjunto de referencia externo basado en la no dominancia de soluciones, a partir de este conjunto se seleccionan las soluciones padre. También se puede destacar PDE [104], que maneja una única población; en la reproducción toma únicamente soluciones no dominadas y se usa una métrica de distancia para favorecer la diversidad. PDEA [105] que combina la DE con distintos elementos de la NSGA-II; VEDE [106], inspirado en VEGA que maneja múltiples poblaciones manejadas en paralelo y DEMORS [107] donde se combina la evolución diferencial con Rough Sets, herramienta de la Inteligencia Artificial. Das and Suganthan (2011) presentan en su quinta sección, un análisis de este método de optimización para funciones multiobjetivo, donde consideran distintos enfoques y aplicaciones a casos reales.

2.8.4 Genetic Algorithms (GA)

Los algoritmos genéticos o *Genetic Algorithms* fueron planteados por John Henry Holland en 1975 [236]. Está basado en los procesos biológicos de evolución genética; es un algoritmo poblacional pionero en la implementación de métodos que explotan la idea de combinación de soluciones. Tiene un componente de búsqueda aleatoria.

Estas características están brevemente detalladas por Davis [103] como sigue:

- La evolución es un proceso que opera en los cromosomas antes que en los seres vivos que codifican.
- Los procesos de selección natural provocan que aquellos cromosomas que codifican estructuras exitosas se reproduzcan con mayor probabilidad que aquellas que no lo son.

- Las mutaciones pueden causar que los cromosomas de hijos biológicos sean diferentes de sus padres biológicos y procesos de recombinación pueden crear cromosomas bastante diferentes en los hijos por la combinación de material de los cromosomas de los padres.
- La evolución biológica no tiene memoria.

La premisa que guía los GA es que problemas complejos pueden resolverse simulando la evolución en un algoritmo programado por ordenador. La concepción de John Holland es que esto ocurre mediante algoritmos que manipulan *strings binarios* llamados *cromosomas*. Como en la evolución biológica, la evolución simulada tiene el objetivo de encontrar buenos cromosomas mediante una manipulación ciega de sus contenidos. El término ciego se refiere al hecho de que el proceso no tiene información sobre el problema que intenta resolver.

Los primeros diseños de Holland fueron simples, pero probaron ser efectivos para solucionar problemas considerados difíciles en aquel tiempo. Representan en forma binaria las soluciones individuales; problema sencillo e independiente de los operadores de cruzamiento y de las reglas de selección proporcionales. Los miembros de la población son cadenas o cromosomas, que como originalmente se concibieron, son representaciones binarias de vectores de solución. Los GAs seleccionan subconjuntos (normalmente pares) de soluciones de la población, llamados padres, para combinarlos y producir nuevas soluciones llamadas hijos (offspring) que posean características de ambos. En los algoritmos originales de Holland, uno de ellos era elegido de acuerdo a su fitness, mientras que el otro padre era elegido aleatoriamente. La operación de sobrecruzamiento daba dos configuraciones binarias, los hijos, a los que se calculaba su fitness. Dichas soluciones reemplazaban dos soluciones de la población elegidas al azar.

Las reglas de combinación para producir hijos se basan en la noción genética de sobrecruzamiento (crossover), que consiste en un intercambio de valores de determinadas variables; ocasionalmente se realizan otras operaciones de reproducción como son cambios de valores aleatorios llamados mutación o inversión de partes del cromosoma. La mutación, como ya se ha comentado, es importante como responsable del mantenimiento de la diversidad en la población, y, aunque secundaria en relación con el operador de cruce, ocasionalmente introduce alteraciones beneficiosas [30]. La inversión es un mecanismo que altera la ubicación de los genes en los cromosomas, permitiendo que algunos genes que se han coadaptado exitosamente se ubiquen más cerca en el cromosoma, lo que a su vez permite que se aumente la probabilidad de moverse en conjunto durante el sobrecruzamiento.

Los hijos producidos por la unión de los padres y que superan un test de supervivencia están entonces disponibles para ser elegidos padres de las siguientes generaciones. La

elección de padres debe de ser pareja en cada generación y se basa en un plan tendente a pruebas aleatorias que en algunos casos (no estándares) se realiza de forma paralela sobre subpoblaciones separadas cuyos mejores miembros se intercambian o comparten periódicamente.

Las componentes que han de considerarse a la hora de implementar un AG son las siguientes:

- Una representación, en términos de “cromosomas”, de las configuraciones o soluciones de cada problema: método de codificación del espacio de soluciones en cromosomas.
- Una manera de crear las configuraciones de la población inicial.
- Una función de evaluación que permita ordenar los cromosomas de acuerdo con la función objetivo u otra medida de la bondad o función fitness.
- Operadores genéticos que permitan alterar la composición de los nuevos cromosomas generados por los padres durante la reproducción.
- Valores de los parámetros que el algoritmo genético usa (tamaño de la población, probabilidades asociadas con la aplicación de los operadores genéticos).

Un esquema básico de los GAs en pseudocódigo podría ser el siguiente:

<ol style="list-style-type: none">1: GenerarPoblacionInicial2: Repetir3: Evaluar la bondad de cada cromosoma4: Seleccionar cromosomas5: Reproducir cromosomas para generar la siguiente población6: Sustituir cromosomas de la población por hijos7: hasta alcanzar criterio de parada
--

A diferencia de otros métodos, en cada iteración del algoritmo no se tiene una solución, sino un conjunto de soluciones. El algoritmo se sustenta en el ciclo generar, seleccionar, combinar y reemplazar un conjunto de soluciones; suelen presentar mayores tiempos de computación ya que trabajan constantemente con un conjunto de soluciones. Aún así, y como se indica en Caballero et al. [56], son menos sensibles a características geométricas de la frontera de Pareto como la concavidad, convexidad, continuidad. En resumen tomando las palabras de Goldberg [211] podemos definir los GA como:

Algoritmos de búsqueda basados en los mecanismos de selección natural y genética natural. Combinan la supervivencia de los más compatibles entre las estructuras de cadenas, con una estructura de información ya aleatorizada, intercambiada para construir un algoritmo de búsqueda con algunas de las capacidades de innovación de la búsqueda humana.

Como indican algunos autores [56], el enfoque evolutivo para problemas multiobjetivo se adapta de manera natural, ya que el conjunto de soluciones evolucionadas tiende a ser parecido al conjunto de soluciones del conjunto de Pareto. Y dentro de este campo, la mayoría de las aplicaciones se encuadran dentro de los algoritmos genéticos. El primero de ellos presentado por Schaffer en 1985 [447]. El método VEGA *Vector Evaluated Genetic Algorithms* se basa en rankings y la única diferencia con un algoritmo genético usual, es la forma en la que se realiza la selección para la reproducción. En cada iteración, la población se agrupa en sub-poblaciones, tantas como criterios, atendiendo la selección de cada una de ellas al valor de una de las funciones objetivo. A continuación, las poblaciones se mezclan de nuevo para aplicar operadores de cruce y mutación que dan lugar a la siguiente generación. Su principal carencia es la incapacidad para retener soluciones eficientes, es decir aquellas que sin ser las mejores en ninguno de los criterios, representan una buena solución compromiso entre ellos [56]. Más ade

Más adelante, aparecen algoritmos basados en el orden de Pareto, el primero de ellos el MOGA *Multi Objective Genetic Algorithm* de Fonseca y Fleming [174, 175]. Es un algoritmo genético multiobjetivo basado en una modificación al algoritmo genético simple en la etapa de selección. El algoritmo se basa en un método de clasificación de los individuos de la población de acuerdo al número de elementos que lo dominan. Es decir, si un individuo x_n en la iteración $NIter_n$ es dominado por p individuos de la generación actual, el ranking de x_n viene dado por $rank(x_n, NIter_n) = 1 + p$. De esta forma los individuos no dominados tienen un ranking de 1, mientras que los dominados son penalizados según el número de individuos en sus correspondientes regiones. A partir de la información del procedimiento de clasificación, a cada individuo se le asigna un valor de adaptación. Luego, se utiliza un mecanismo de formación de nichos para evitar la convergencia prematura y mantener la diversidad.

2.8.5 Greddy Randomized Adaptative Search Procedure (GRASP)

El acrónimo GRASP corresponde a *Greddy randomized adaptative search procedure* lo que se puede entender por procedimiento de búsqueda voraz o ávido, aleatorio y adaptativo. El cual se dio a conocer en el trabajo de Feo y Resende [164] y posteriormente los mismos autores publicaron una amplia descripción del método en Feo y Resende [165].

GRASP es una técnica simple aleatoria e iterativa, en la que cada iteración provee una solución al problema que se esté tratando. La mejor solución de todas las iteraciones GRASP se guarda como resultado final. Hay dos fases en cada iteración GRASP: la primera construye secuencial e inteligentemente una solución inicial por medio de una función ávida aleatoria y adaptativa. La segunda fase aplica un procedimiento de búsqueda local a la solución construida, con la esperanza de encontrar una mejora, a fin de encontrar una mejora; es considerado como un metaheurístico constructivo.

Durante la fase de construcción, en cada paso se va añadiendo un elemento hasta obtener una solución completa. La elección del próximo elemento, en cada iteración, se realiza mediante una función ávida, que mide el beneficio de un elemento, según la función objetivo; y añade la mejor opción, teniendo en cuenta lo que sucede en esa iteración.

Los GRASP son un método multiarranque, adaptativo y aleatorizado. Son adaptativos, porque en cada iteración de la fase de construcción, se actualizan los beneficios asociados a cada elemento; y son aleatorizados, porque con los mejores elementos a añadir, se construye una lista y se elige de forma aleatoria uno de los candidatos de esa lista.

De esta forma, la solución que se generan con la fase de construcción no tiene por qué ser un óptimo local, por lo que se aplica un procedimiento de búsqueda local, para mejorar la solución. La búsqueda local finaliza cuando no se encuentra una solución que mejore a la actual en el vecindario. Un ejemplo de pseudocódigo general del algoritmo podría ser el siguiente.

- 1: **Repetir**
- 2: **Construir** una solución avida aleatorizada (Fase de construcción)
- 3: **Aplicar** búsqueda local a la solución obtenida (Fase de mejora)
- 4: **Actualizar** mejor solución
- 5: Hasta alcanzar criterio de parada

Una buena bibliografía actualizada a 2014 se puede encontrar en [415]. Un resumen completo del método GRASP y sus algoritmos en [166] así como sus aplicaciones en problemas de optimización combinatoria se puede encontrar en [167]. Otra buena bibliografía se puede encontrar en [415]. Además GRASP puede combinarse con otras estrategias substituyendo la Búsqueda Local por otros métodos como TS, SA, VNS, ILS, o añadiendo “path relinking” entre otros [168, 512].

En lo referente a problemas multiobjetivo, encontramos los trabajos de Higgins et al. [230], Martí et al. [318] y Gandibleux et al. [185]. En estos dos últimos trabajos mencionados existe un enfoque similar en el sentido de que utilizan Path Relinking como un método de mejora posterior a una primera etapa completamente aleatoria. Este método resulta sencillo de aplicar y algunos autores consideran interesante la diversidad de soluciones que puede aportar. A pesar de esto, no es una de las metaheurísticas más aplicadas en programación multiobjetivo, debido a la poca influencia que se tiene sobre las soluciones desarrolladas.

2.8.6 Memetic Algorithms (MA)

Los algoritmos meméticos o *Memetic Algorithms* fueron planteados por Pablo Moscato en 1989 [342]. Se puede considerar como una familia de hibridaciones entre Algoritmos Genéticos y heurísticos basados en Búsqueda Local; las combinaciones de GAs con heurísticos constructivos o métodos exactos pertenecen también a los MA. Así como los algoritmos evolutivos tradicionales se basan en los procesos de “evolución biológica”, los algoritmos meméticos para resolver problemas de optimización combinatoria se basan en procesos de “evolución cultural”.

Una característica esencial de los algoritmos meméticos es explotar todo el conocimiento disponible relativo al problema en estudio. En los procesos de “evolución cultural” la información que se transmite entre los individuos no lo hace de forma inalterada, sino que es procesada y realizada por las partes en comunicación. Para ello utilizan todo el conocimiento que poseen sobre la información que se transmite. El término memético es acuñado por Dawkins [104], y en él “meme” tiene un significado en la “evolución cultural” paralelo al que “gen” tiene en evolución biológica. En la figura 2.9 se muestran diferencias entre la transmisión de rasgos culturales y genéticos y como los “memes” que se transmiten entre los individuos no lo hacen de forma inalterada sino que son también asimilados y posteriormente mejorados.

La asimilación y mejora emplea todo el conocimiento disponible, se efectúa incorporando heurísticas, algoritmos de aproximación, técnicas de búsqueda local, operadores de recombinación especializados, métodos exactos truncados, etc... La competición y cooperación entre las diferentes aproximaciones de búsqueda, va a ser la razón de la eficacia de esta herramienta. También se les denomina *Algoritmos Evolucionarios Híbridos* debido a que el término hibridación se usa comúnmente para denotar el proceso de incorporar conocimiento al problema [103]. A continuación se puede ver el pseudocódigo resumido de un algoritmo memético

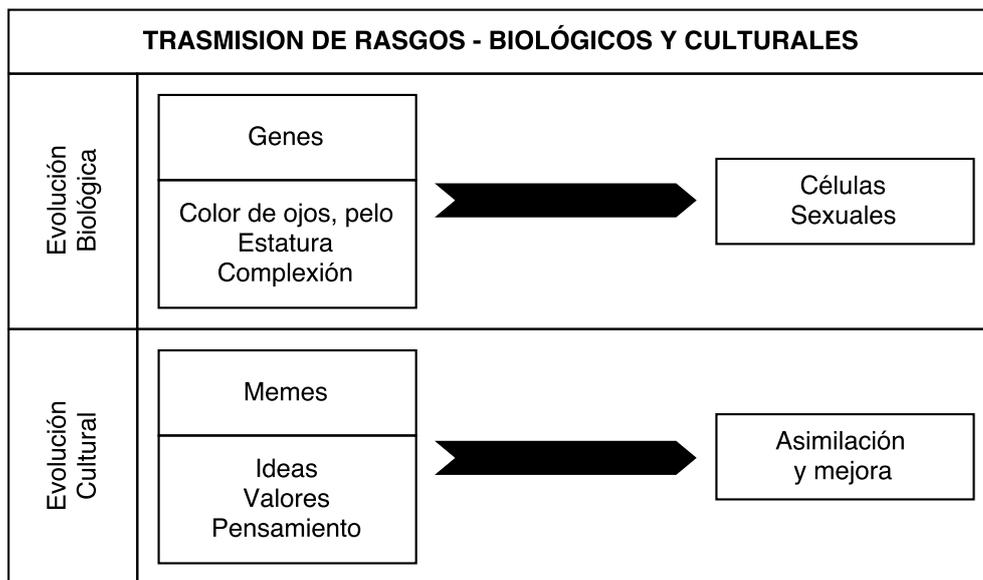


Fig. 2.9 Herencia en MA

- 1: GenerarPoblacionInicial P_0
- 2: **Repetir**
- 3: GenerarNuevaPoblacion P a partir de P_0
- 4: Selección
- 5: Recombinación
- 6: Búsqueda Local
- 7: Mutación
- 8: Búsqueda Local
- 9: ActualizarNuevaPoblacion P_0 con P
- 10: Si P_0 converge ReinicializarPoblacion P_0
- 11: **Hasta** criterio de parada

Tradicionalmente en los algoritmos genéticos la mutación se aplica después de la recombinación. Sin embargo si se utiliza un operador de recombinación heurístico puede ser más conveniente aplicar la mutación antes de la recombinación. Ya que el propósito de la mutación es simplemente introducir nuevas características usarlo previamente es también posible. Además la “inteligente” combinación de características realizada por el operador heurístico no se desordenaría de esta forma. Una mutación tras una recombinación podría “estropear” lo bueno de la configuración.

El procedimiento *ActualizarPoblacion* se usa para reconstruir la población actual usando la antigua población P_0 , y la población recién generada P . Existen dos estrategias para dirigir

esta reconstrucción: tomar las mejores configuraciones de $P_0 \cup P$ estrategia plus [450], o tomarlas de P estrategia coma. En el segundo caso debe cumplirse que $\chi(P) > \chi(P_0)$ para que haya algún tipo de selección y no se convierta en un deambular en manos del azar por el espacio de búsqueda. Una alternativa común es una estrategia plus con un valor bajo de $\chi(P)$ análoga a la llamada estrategia de reemplazo sensato

Cuando se considera que la población está en estado degenerado, el procedimiento de reinicio es llamado. Esto también puede implementarse de varias maneras. Una forma típica es mantener una fracción, *PoblacionMantenida*, de la *PoblacionActual*, que puede ser tan pequeña como se quiera, incluso reducirla a una sola solución, la actual o la mejor y sustituir el resto de configuraciones con las nuevas generadas.

Su uso en el área de los problemas multiobjetivo es relativamente común y se ha ido extendiendo debido a que permiten cierto grado de conciliación entre los algoritmos evolutivos y la búsqueda local. Algunos trabajos que pueden verse son los de Cotta [94], Ammaruekarat and Meesad [25], Pilat and Neruda (2011). En definitiva la diferencia de los MA con otros métodos de optimización, es que los algoritmos meméticos fueron concebidos explícitamente como un paradigma ecléctico y pragmático, abierto a la integración de otras técnicas, metaheurísticas o no [94]. Debemos entender los algoritmos meméticos como algoritmos integradores, ya que reúnen en un solo procedimiento de búsqueda diferentes heurísticas. Su uso en el área de los problemas multiobjetivo es relativamente común y se ha ido extendiendo debido a que permiten cierto grado de conciliación entre los algoritmos evolutivos y la búsqueda local.

2.8.7 Particle Swarm Optimization (PSO)

La optimización por nube de partículas o *Particle Swarm Optimization* fue introducida por Eberhart y Kennedy en 1995 [131]. Están basados en el comportamiento de vuelo de las bandadas de pájaros y de bancos de peces.

Se basaron en un enfoque de metáfora social en la que los individuos (partículas) que conviven en una sociedad tienen una *opinión* que es parte del espacio de búsqueda, compartido por todos los individuos. Cada individuo puede modificar su opinión según tres factores:

- El conocimiento del entorno o *Adaptación*.
- Experiencias anteriores del individuo o *Memoria del individuo*.
- Experiencias anteriores de los individuos del vecindario o *Memoria del vecindario*.

El funcionamiento básico del PSO simula el comportamiento del vuelo de las bandadas de aves en busca de comida. Cuya estrategia es seguir al ave que está más cerca de la comida.

Cada ave se modela como una partícula con una solución en el espacio de búsqueda que está siempre en continuo movimiento y nunca se elimina o muere. Esto hace que sea un sistema multiagente. Las partículas son agentes simples que se mueven por el espacio de búsqueda, guardan y comunican la mejor solución que han encontrado. El movimiento de las partículas está condicionado por su propia experiencia, es decir las posiciones anteriores por las que ha pasado; por las partículas más cercanas, así como por las que tienen la mejor solución en ese momento. Es decir cada movimiento de una partícula es la composición de una velocidad, que inicialmente es aleatoria, y dos valores ponderados aleatoriamente: Individual (la tendencia de las partículas de preservar su mejor estado anterior) y social (la tendencia a moverse hacia vecinos con mejor posición). Los individuos adaptan o modifican sus opiniones a las de los individuos con más éxito de su entorno. Con el tiempo, los individuos de un entorno tienen un conjunto de opiniones bastante relacionado.

El cúmulo de partículas es un sistema multiagente, es decir, las partículas son agentes simples que se mueven por el espacio de búsqueda y que guardan (y posiblemente comunican) la mejor solución que han encontrado. Cada partícula tiene un “fitness”, una posición y un vector velocidad que dirige su movimiento. El movimiento de las partículas por el espacio está guiado por las partículas óptimas en el momento actual. Las principales características del algoritmo PSO son las siguientes:

- Los agentes de búsqueda *partículas* intercambian información.
- Las partículas modifican su dirección en función de las direcciones de las partículas de su vecindario.
- PSO almacena la experiencia propia o historia de cada agente.
- Suele tener una convergencia rápida a buenas soluciones.
- La población del algoritmo se inicia de forma aleatoria y evoluciona iteración tras iteración.
- La búsqueda se basa exclusivamente en los valores de la función objetivo.
- Es una técnica estocástica referida en fases (inicialización y transformación).
- PSO tiene operadores de movimiento pero no de evolución como la mutación o el cruzamiento.
- PSO no crea nuevas partículas durante su ejecución, sino que siempre son las mismas partículas iniciales modificadas a lo largo del proceso.

La mayor peculiaridad del PSO es la anatomía de las partículas. Cada una está compuesta de tres vectores y dos valores de aptitud con respecto al problema considerado. De forma general, se pueden considerar los vectores x , y y z ; las aptitudes $Aptitud_x$ y $Aptitud_y$. Y cuyo proceso algorítmico básico sería el siguiente [464].

- Vector x : Almacena la posición actual e la partícula
- Vector y : Almacena la mejor posición encontrada por la partícula
- Vector z : Almacena la dirección del movimiento que seguirá la partícula
- $Aptitud_x$: Almacena el valor de adaptación de acuerdo al vector x
- $Aptitud_y$: Almacena el valor de adaptación de acuerdo al vector y

- 1: **Inicializar** la nube, generando las partículas
- 2: **Inicializar** las velocidades aleatoriamente en un intervalo establecido
- 3: **Repetir**
- 4: **Calcular** la aptitud de cada partícula s
- 5: **Si** $Aptitud_x$ es mejor que $Aptitud_y$ **entonces**
- 6: $y \leftarrow x$; $Aptitud_y \leftarrow Aptitud_x$
- 7: **Calcular** z de x en base a x , y y z
- 8: **Actualizar** posición de la partícula
- 9: **Hasta** criterio de parada

Existen variantes de este esquema básico, que se pueden clasificar según el vecindario utilizado es decir, de acuerdo a la cantidad y posición de las partículas que intervienen en el cálculo de la distancia en la componente social. O de acuerdo a la importancia del peso cognitivo y social. En el primer caso tendríamos estas dos alternativas:

- PSO Local, se calcula la distancia entre la posición actual de la partícula y la posición de la mejor partícula perteneciente al entorno local de aquella. El entorno local consiste en las partículas inmediatamente cercanas.
- PSO Global, la distancia se obtiene entre la posición actual de la partícula y la posición de la mejor partícula considerando la nube completa.

Y en el segundo de acuerdo a los pesos cognitivo y social:

- Completo: $\varphi_1, \varphi_2 > 0$. Tanto el componente cognitivo como el social intervienen en el movimiento. En este caso el equilibrio entre los dos valores es importante, se recomiendan valores de $\varphi_1 = 2$ y $\varphi_2 = 2$, con ellos se obtiene una mayor eficacia y eficiencia del algoritmo en base a las experiencias y ensayos realizados [272].

- Cognitivo: $\varphi_1 > 0$ y $\varphi_2 = 0$. Sólo interviene el componente cognitivo en el movimiento.
- Social: $\varphi_1 = 0$ y $\varphi_2 > 0$. Sólo interviene el componente social en el movimiento.
- Social exclusivo: $\varphi_1 = 0$, $\varphi_2 > 0$ y *mejorpos* o $\text{Vector } y \neq \text{Vector } x$. La posición de la partícula en sí no puede ser la mejor de su entorno.

Otras variantes proponen limitar la velocidad de las partículas [130]. En [463, 465] se propone un peso inerte inicial para balancear la búsqueda local y global evitando así una posible convergencia prematura del algoritmo. Para evitar esto mismo en [72] se propone un factor constructivo a la hora de calcular la velocidad. Así mismo se han presentado versiones del PSO con variantes basadas en diversidad, mutación, inicialización efectiva o usando diferentes distribuciones como se puede ver en [377, 498].

En problemas multiobjetivo, presentan un enfoque dinámico y múltiples poblaciones de partículas [300]. Este enfoque está basado en utilizar pequeñas poblaciones y una etapa de reagrupación periódica. Cada población contiene un elemento del conjunto de Pareto que es llevado de forma externa mediante evaluaciones de dominancia. Los valores del conjunto se utilizan como mejor solución global y la mejor solución local se actualiza considerando distintos conceptos de “no-dominancia”. En [81] se encuentra un repaso a las aplicaciones prácticas de PSO, así como a la evolución de este algoritmo para problemas multiobjetivo MOPSO.

2.8.8 Scatter Search (SS)

La búsqueda dispersa o *Scatter Search* fue introducida por Fred Glover en 1997 [204] para Programación Entera. Un procedimiento de Búsqueda Dispersa fundamentalmente se basa en combinar soluciones de un conjunto de referencia para construir a partir de ellas nuevas soluciones que mejoren los elementos del conjunto. Desde este punto de vista, podríamos pensar que se trata de un algoritmo evolutivo, aunque, se diferencia de éste en que la combinación de soluciones se hace de forma sistemática, sin componentes aleatorios y sobre un conjunto pequeño de soluciones de referencia, mientras que en el algoritmo evolutivo se combinan un gran número de soluciones.

Se debe destacar que los elementos que forman parte del conjunto inicial deben ser puntos dispersos de alta calidad, de este conjunto inicial se forman subconjuntos que se combinan entre sí para dar lugar a nuevas soluciones. Sus características principales son las siguientes [208] y al final, se suele realizar un método de mejora local, bien por búsqueda local o por búsqueda tabú.

- Usa un conjunto de referencia.
- Combina dos o más soluciones del conjunto de referencia; si son más de dos soluciones busca el objetivo de generar centroides.
- La versión reducida genera soluciones a partir de dos dadas.
- Al realizar la combinación, selecciona pesos apropiados y no al azar.
- Realiza combinaciones *convexas* y *no convexas* de las soluciones.
- Se da importancia a la distribución de los puntos, los cuales deben tomarse dispersos.

Este procedimiento se ha aplicado con éxito a problemas complejos de Programación Matemática como se puede ver en Martí and Laguna [445]. Así como a casos reales[390], un buen resumen de estas aplicaciones practicas se puede encontrar en [210]. El modo de actuación de los elementos descritos anteriormente dentro del esquema básico del algoritmo se muestra a continuación.

- 1: **Generar** Conjunto de soluciones diversificadas
- 2: **Mejorar** Conjunto de soluciones diversificadas
- 3: **Construir** Conjunto de referencia
- 4: **repetir** hasta que el conjunto de referencia se estabilice
- 5: **Seleccionar** subconjuntos con las soluciones del conjunto de referencia
- 6: **Generar** nuevas soluciones mediante combinación
- 7: **Mejorar** conjunto de nuevas soluciones
- 8: **Actualizar** conjunto de referencia

El conjunto de referencia se crear con las mejores soluciones bien sea siguiendo el criterio de calidad y de diversidad. Y de la misma formas las soluciones que sean buenas por calidad o por diversidad se incorporan al conjunto de referencia. Las nuevas soluciones se crean a través de combinaciones lineales de los elementos del subconjunto en el espacio Euclídeo. Las combinaciones lineales se escogen para generar puntos tanto dentro y fuera de las regiones convexas abarcado por las soluciones de referencia.

SS desde el punto de vista de la clasificación de los metaheurísticos puede ser visto como un algoritmo evolutivo (o basado en población) que construye soluciones mediante la combinación de otras. De hecho se basa en el principio de que la información sobre la calidad o el atractivo de un conjunto de soluciones puede ser utilizado mediante la combinación de éstas. En concreto, dadas dos soluciones, se puede obtener una nueva mediante su combinación de modo mejore a las que la originaron.

Por otro lado dado que este método se basa en realizar combinaciones y aplicar métodos de Búsqueda Local, se puede considerar incluido también en los llamados Algoritmos Meméticos, ya que estos son algoritmos evolutivos donde la búsqueda local y los métodos de combinación de soluciones se aplican de forma selectiva.

En problemas multiobjetivo se pueden citar los trabajos de Molina et al. [338] que lo aplican a la resolución de problemas de optimización multiobjetivo no lineales. el trabajo de Beausoleil [37] y el de Rahimi-Vehad et al. [402]. Es interesante observar que estos trabajos en una primera etapa mediante búsqueda tabú generan los conjuntos de referencia iniciales, a partir de ellos, mediante búsqueda dispersa se obtienen gran cantidad de soluciones que tienen que ser evaluadas en última instancia por el criterio de dominancia. Molina introduce el uso de un segundo conjunto de referencia y la principal aportación de Rahimi-Vehad es el concepto de Punto Ideal Dinámico, que es una estrategia que permite que las soluciones converjan hacia una solución compromiso. En cuanto a los procedimientos de mejora, Pérez et al. [386], reemplazan la búsqueda local aplicada en la mejora de las soluciones, por un mecanismo de mejora guiado por direcciones proporcionadas por los vectores gradiente de las funciones objetivo.

2.8.9 Simulated Annealing (SA)

El recocido simulado o “simulated annealing”, fue propuesto por Scott Kirkpatrick, Daniel Gelatt y Mario Vecchi en 1983 [280], e independientemente por Vladimír Černý en 1985 [69]. Está inspirado en la técnica de recocido que se utiliza en metalurgia consistente en llevar a un material a una temperatura muy elevada para poco a poco bajar su temperatura hasta obtener un estado sólido del material “bien ordenado” con mínima energía.

Para ello, establecieron una transposición entre los elementos del proceso de enfriamiento físico, y los elementos de los problemas de optimización combinatoria, que puede observarse en la 2.2.

Simulación Termodinámica	Optimización Combinatoria
Estados del material	Soluciones factibles S
Energía	Función f
Estados surgidos por perturbación	Soluciones vecinas
Estados metaestables	Mínimo local
Estado de congelación	Solución final

Tabla 2.2 Correspondencia entre las fases del SA

Es una de las técnicas más antiguas entre las metaheurísticas y posiblemente es el primer algoritmo con una estrategia explícita para escapar de los mínimos locales. Los orígenes del algoritmo se encuentran en un mecanismo estadístico, denominado metrópolis [326]. Para evitar quedar atrapado en un mínimo local, el algoritmo permite elegir con cierta probabilidad una solución cuyo valor de *fitness* sea peor que el de la solución actual. En cada iteración se elige, a partir de la solución actual s , una solución s_0 del vecindario $N_{(s)}$. Si s_0 es mejor que s (es decir, tiene un mejor valor en la función de *fitness*), se sustituye s por s_0 como solución actual. Si la solución s_0 es peor, entonces es aceptada con una determinada probabilidad que depende de la temperatura actual T y de la diferencia de *fitness* entre ambas soluciones, $f_{(s_0)}$ y $f_{(s)}$ (caso de minimización). Un ejemplo de pseudocódigo general del algoritmo podría ser el siguiente, donde s es una solución dada, $f_{(s)}$ el coste o valor de dicha función y $N_{(s)}$ su vecindario.

- 1: **Inicializar** s_0 ,
- 2: $t_0 > 0$,
- 3: función reducción de temperatura α ,
- 4: número de repeticiones N_{rep} ;
- 5: **Mientras no** se alcance el criterio de parada - repetir hasta $i = N_{rep}$; $t = \alpha(t)$;
- 6: **Seleccionar** aleatoriamente una solución s de $N_{(s)}$;
- 7: $ft = f_{(s)} - f_{(s_0)}$
- 8: **Si** $ft < 0$ **entonces**
- 9: $s_0 = s$
- 10: **Sino** generar aleatoriamente u de $U(0, 1)$
- 11: **si** $u < e^{-\frac{ft}{t}}$ **entonces**
- 12: $s_0 = s$

t es un parámetro, usualmente llamado temperatura que controla la probabilidad de que se produzca un movimiento de escape. En las primeras iteraciones con un valor de t alto se pueden producir movimientos de escape con mayor facilidad. Cuando t desciende de valor se reducen las posibilidades de movimientos de escape, hasta acabar en un óptimo local. Esto provoca que en los casos en los que se reduce la *temperatura* lentamente se alcance la convergencia al óptimo. El problema es que los tiempos de computo para un enfriamiento muy lento no son siempre asumibles. También es habitual decir que el sistema ha helado o que se ha llegado a un estado de congelación cuando se alcanza el criterio de parada.

Una característica llamativa del recocido simulado es que además de aceptar mejoras en el valor de función objetivo también permite cambios que empeoran dicho valor. Inicialmente, para valores grandes de t , serán aceptados grandes aumentos, a medida que t decrece sólo se irán aceptando aumentos menores, y finalmente, cuando t este próximo a cero, no se aceptará

ningún aumento. Esta característica permite que, a diferencia de los algoritmos de búsqueda local, puedan salir de mínimos locales y sigan siendo sencillos y de general aplicación.

Se suele decir que aunque es muy fácil hacer que temple simulado funcione, es difícil conseguir que funcione bien. Dowsland y Adenso[126] indican que esto es debido a que no es propiamente un algoritmo, sino un método heurístico que necesita de varias decisiones, para que quede totalmente diseñado. Estas decisiones se pueden clasificar en genéricas o específicas.

Las decisiones genéricas tienen que ver, básicamente, con los parámetros relacionados con el enfriamiento: valores máximos y mínimos de la temperatura, la velocidad de reducción y las condiciones de parada. Las decisiones específicas tienen que ver con el espacio de soluciones, la solución inicial, la estructura del entorno y la función objetivo. La interacción de estas variables influye de modo considerable en la solución inicial [227]. Podemos encontrar una información más detallada en [1, 2].

Las decisiones específicas tienen que ver con el espacio de soluciones, la solución inicial, la estructura del entorno y la función objetivo. La interacción de estas variables influye de modo considerable en la solución inicial, tal como lo indica Hajek [250](1988).

En el campo de la programación multiobjetivo, recocido simulado se empleó por primera vez en el trabajo de Serafíni [459], donde la idea principal para la aplicación de esta metaheurística a la programación multiobjetivo, es la utilización de un criterio de aceptación de soluciones de peor calidad basado en la relación de dominancia entre dos soluciones dadas. Otro planteamiento consiste en utilizar funciones agregativas basadas en pesos e ir variando de forma adecuada dichos pesos; en Teghem y Ulungu [495, 501] se pueden encontrar ejemplos. Ponce y Matos [297] lo utilizan en la resolución de programación multiobjetivo aplicada a distribución y planificación de redes. Otros trabajos se pueden encontrar en Erhgott y Gandibleux [133] y en Jones [247].

2.8.10 Tabu Search (TS)

La Búsqueda Tabú o *Tabu Search* (TS), fue introducida conceptualmente por Glover en 1986 [205], posteriormente la amplió y la dio a conocer en [206, 207]. Es un procedimiento metaheurístico utilizado con el fin de guiar un algoritmo heurístico de búsqueda local para explorar el espacio de soluciones más allá de la simple optimalidad local y obtener soluciones cercanas al óptimo.

La filosofía de la búsqueda tabú es explotar una colección de principios de solución inteligente de los problemas. Dispone de una memoria flexible que se encarga de crear y explotar estructuras para aprovechar la historia de la exploración realizada hasta el momento. Al igual que la búsqueda local, la búsqueda tabú en su diseño básico, constituye una forma

agresiva de búsqueda del mejor de los movimientos posibles a cada paso. Sin embargo también permite movimientos hacia soluciones del entorno aunque no sean tan buenas como la actual, de forma que se pueda escapar de óptimos locales y continuar la búsqueda de soluciones aún mejores.

Para evitar ciclos, los últimos movimientos realizados son declarados tabú durante un determinado número de iteraciones, utilizando las denominadas restricciones tabú. Dicha condición tabú puede ser ignorada bajo determinadas circunstancias dando lugar a los llamados criterios de aspiración. De esta forma se introduce cierta flexibilidad en la búsqueda. Mejorando los resultados de la búsqueda local al emplear una estrategia de modificación del entorno $N_{(s)}$ a medida que la búsqueda progresa, reemplazándolo por otro entorno $N_{(s)}^* \subset N_{(s)}$.

- 1: **Generar** s_0
- 2: **Inicializar** $s^* = s_0$
- 3: **Inicializar** $T = s_0$
- 4: **repetir** se alcance el criterio de parada
- 5: **Generar** vecindario
- 6: $N_{(s)}^* \subset N_{(s)}$
- 7: **Seleccionar** s' verificando
- 8: $s' = \min f(s) / s \in N^*(s_0)$
- 9: **Si** $f(s) < f(s^*)$ **entonces** $s^* = s'$
- 10: $s_0 = s'$
- 11: **Actualizar** T

T es el conjunto de soluciones tabú es decir las últimas soluciones visitadas y según el tipo de implementación, también soluciones que tienen determinados atributos de esas últimas soluciones visitadas.

$N_{(s)}^*$ es el conjunto de soluciones vecinas que no son tabú o que satisfacen el criterio de aspiración. Habitualmente, una solución cumple el criterio de aspiración si es mejor que la mejor solución encontrada hasta ese momento (s^*). Las soluciones que son admitidas en $N_{(s)}^*$ se determinan de varias formas; una de ellas, que da nombre a la búsqueda tabú, identifica soluciones visitadas en un pasado cercano (e implícitamente algunas soluciones identificadas con ellas) y les prohíbe pertenecer a $N_{(s)}^*$ clasificándolas como tabú.

La Búsqueda Tabú toma de la Inteligencia Artificial el concepto de memoria y lo implementa mediante estructuras simples. El objetivo es dirigir la búsqueda teniendo en cuenta la historia de ésta. Es decir, el procedimiento trata de extraer información de lo sucedido y actuar en consecuencia. Las estructuras de memoria diseñadas, permiten utilizar criterios

de evaluación e información de la búsqueda. Estos determinan cuáles son las soluciones tabú y cuáles de ellas las que satisfacen el criterio de aspiración, y en consecuencia $N_{(s)}^*$. TS incorpora estructuras de memoria con diferente plazo de tiempo, desde corto a largo plazo, para reforzar la búsqueda en entornos de buenas soluciones “intensificación” o explorar espacios de soluciones no visitados anteriormente “diversificación”. Sintetizando se puede decir que la búsqueda tabú descansa en dos tipos básicos de estrategias que se alternan secuencialmente: La intensificación y la diversificación, cuya alternancia se guía basándose en la información histórica que se almacena en la memoria. La intensificación consiste en examinar a fondo los entornos de las buenas soluciones. La diversificación, en forzar la búsqueda hacia regiones no visitadas o que a priori, son poco esperanzadoras.

Existen estrategias complementarias como son: la intensificación, que concentra la búsqueda dentro de una zona determinada, la diversificación que explora otras zonas no exploradas anteriormente, reencadenamiento de trayectorias que permite combinar soluciones, etc.

Otra estrategia también empleada es la oscilación estratégica. La base de esta estrategia consiste en no detener la búsqueda en un punto donde, según las reglas habituales, se debería hacer como, por ejemplo, en la frontera del conjunto de soluciones factibles. Se modifican las normas para avanzar a partir de ese punto hasta una profundidad determinada y se vuelve a retroceder en sentido contrario hasta alcanzar un nuevo punto de oscilación, desde donde volver a rebotar en sentido contrario, creando un movimiento oscilatorio que da nombre al método. Combina elementos de intensificación, al lado factible de la frontera, con elementos de diversificación, ya que de otra manera, el acceso a las nuevas regiones nos hubiera resultado imposible en un proceso corto de movimientos.

La amplia gama de éxitos en aplicaciones prácticas de optimización ha provocado un crecimiento acelerado de la búsqueda tabú. Se establecieron nuevos records usando TS o híbridos de TS con otras heurísticas o procedimientos algorítmicos, encontrando mejores soluciones a problemas en programación, secuenciación, asignación de recursos, planificación de inversiones, telecomunicaciones y en otras muchas áreas.

TS es flexible y motiva a crear nuevos tipos de movimientos y criterios de evaluación según los diferentes problemas. En problemas de tamaño reducido consigue soluciones óptimas o dentro de una banda aceptable utilizando un tiempo de computación pequeño. Para problemas de mayor tamaño o más difíciles las soluciones compiten, y a veces superan a las mejores soluciones previamente encontradas. En otros casos TS ha demostrado ventajas facilitando la implementación o la capacidad de manejar consideraciones adicionales.

La aplicación en problemas multiobjetivo ha sido principalmente desarrollado en técnicas en las que previamente se había aplicado un proceso de agregación de los diferentes criterios

que forman parte del problema, a fin de convertirlos en un problema mono-objetivo. En el trabajo presentado por Pilegaard [228], se establece un procedimiento estándar para una búsqueda tabú, el cuál basa su evaluación en un conjunto independiente formado por las soluciones no dominadas generadas durante el proceso de búsqueda. Este trabajo deja abierta la que probablemente es la cuestión más importante: ¿Cómo determinar qué elementos serán considerados tabú? Esta pregunta resulta especialmente complicada al considerar situaciones con más de un objetivo.

Otras forma de afrontar es problema es generar una familia de vectores de pesos, y para cada uno de ellos resolver una la función monoobjetivo resultante de incluir de forma ponderada cada uno de los criterios [97]. Hertz, Jaumard et al. [229] resuelven un conjunto de problemas mono-objetivo considerando cada vez una de las funciones objetivo junto a una función de penalización, como una restricción. En Gandibleux, Mezdaoui et al. [184] usan una función escalarizada de logro basada en las funciones objetivo del problema como guía para la búsqueda tabú. Otros autores que han trabajado sobre enfoques de búsqueda tabú para problemas multiobjetivo son: Hansen [228], Ben Abdelaziz, S.Krichen et al. [4], Gandibleux y Freville [183], Alves y Climaco [24] y en Ehrgott, Klamroth et al. [134].

Capítulo 3

El sector eléctrico, redes de distribución y evolución legislativa.

Pronto usted será capaz de cobrar impuestos de la energía eléctrica.

Michael Faraday, físico y químico británico.

En respuesta al primer ministro británico W. Gladstone tras preguntarle sobre el futuro uso de la electricidad.

Contenidos

3.1	El sector eléctrico.	91
3.1.1	Introducción.	91
3.1.2	Estructura del sector eléctrico.	92
3.1.3	Estimación de demanda.	95
3.2	El sistema de distribución de energía eléctrica.	97
3.2.1	Antecedentes.	98
3.2.2	Elementos básicos de la red de distribución.	99
3.2.3	Tipologías de la red de distribución.	101
3.2.4	Topologías de la red de distribución.	102
3.3	Glosario de electricidad.	106
3.3.1	Magnitudes eléctricas.	106
3.3.2	Ley de Ohm.	108
3.3.3	Leyes de Kichhoff.	109
3.4	Evolución legislativa.	111
3.4.1	Introducción.	111

3.4.2	Evolución legislativa de la actividad de distribución eléctrica. . .	113
3.4.3	Marco jurídico de la actividad de distribución.	119
3.4.4	Retribución de la actividad de distribución eléctrica.	120
3.4.5	Reflexiones sobre la regulación del Sector Eléctrico.	123

3.1 El sector eléctrico.

3.1.1 Introducción.

El sector eléctrico es el conjunto de empresas y organismo que operando de forma coordinada nos permite disponer de electricidad en todo momento y se caracteriza por varios aspectos fundamentales.

En primer lugar, la compleja estructura de producción de energía eléctrica debida a la gran cantidad de tecnologías de producción con diferentes características técnicas, costes de inversión y de operación y mantenimiento, impactos ambientales y restricciones geográficas [107].

En segundo lugar la tendencia a la creación de monopolios naturales y/o geográficos en las actividades de transporte y distribución, tal como ocurre en los sectores de las telecomunicaciones, transporte ferroviario o gasísta, el desarrollo de su actividad en torno a una red facilita las posiciones ventajosas y la aparición de monopolios y oligopolios, ya que no resulta rentable instalar más de un red al carecer de justificación el disponer de dos redes superpuestas [115, 499].

La tercera es la dicotomía existente entre perdidas y seguridad de uso. Para reducir las perdidas la mejor alternativa es aumentar la tensión de transporte de energía eléctrica, ya que las perdidas de energía por transporte, *efecto Joule*; varían en función inversa al cuadrado de la tensión y la sección de los conductores es proporcional a la intensidad que debe transportar, por tanto para una misma potencia a transportar la intensidad sera menor cuanto más elevada sea la tensión. Pero a mayor tensión en la linea mayor potencia de cortocircuito es decir mayor posibilidad de daño en el caso de cortocircuito. Esto nos presenta una situación en la que hay que aproximar las subestaciones con el mayor nivel de tensión posible al punto de consumo, para reducir las perdidas; pero a su vez suministrarle la energía con la mínima tensión que requiera el consumidor para ofrecerle la mayor seguridad posible [106].

Y por ultimo, la característica más destacable del sector eléctrico, la necesidad de mantener en equilibrio (con pequeños márgenes) la oferta y la demanda en todo momento. Provocada por la imposibilidad de almacenar energía eléctrica en grandes cantidades de forma eficiente y por el hecho de que una vez vertida la energía en la red esta se desplaza de acuerdo a leyes físicas, limitando la capacidad de operación en la red [154].

Por ello los gestores y operadores de red deben de garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda permanentemente. Si se produce un desequilibrio entre oferta y demanda, se pueden provocar dos fenómenos negativos:

En el caso en que el consumo supera la producción, se corre el riesgo de apagón por la rápida pérdida de sincronismo de los alternadores, mientras que en el caso de que la

producción sea superior al consumo, también puede provocarse un apagón por la aceleración de los generadores que producen la electricidad.

3.1.2 Estructura del sector eléctrico.

La estructura del sector eléctrico español se compone de similares elementos a la de otros países; las diferentes como veremos más adelante son producidas por las denominaciones o agentes definidos en la legislación de cada país y por las diferentes relaciones horizontales y verticales entre las entidades [424].

En la tabla 3.1 se pueden ver las características generales de las diferentes partes de la red eléctrica, prestando especial atención a las tensiones e intensidades más usuales para cada agente, así como las distancias típicas de los diferentes tipos de redes.

	GENERACIÓN	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN		
			Reparto	Distribución	Consumo
Tensión	10, 30 kV	730, 380, 220 kV	132, 66, 45 kV	30, 20, 11 kV	380, 220 V
Intensidad	100 - 1000 MVA	100 - 1000 MVA	30 - 100 MVA	3 - 15 MVA	2000 - 400 KVA
Distancia	-----	100 - 500 km	20 - 100 km	5 - 15 km	100 - 500 m

Tabla 3.1 Generalidades del Sector Eléctrico

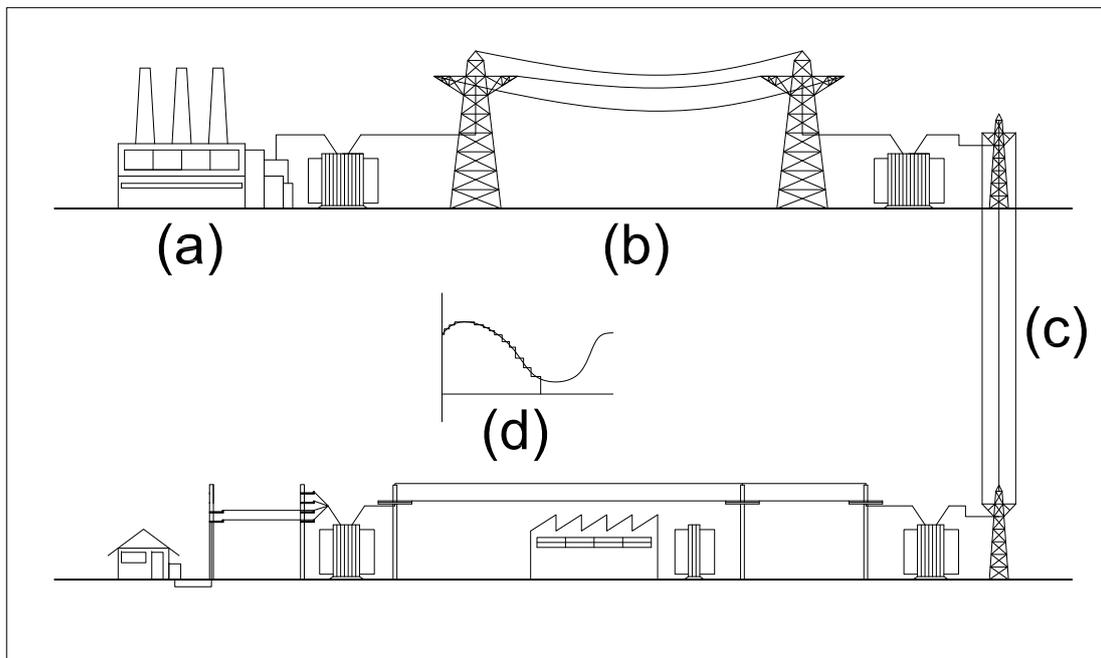


Fig. 3.1 Elementos básicos del Sector Eléctrico

Productores o generadores de electricidad. Figura 3.1.a

Son los encargados de explotar las plantas de generación para la producción de energía eléctrica, independientemente del tipo de tecnología y materias primas empleadas. Estas plantas deben de estar equipadas con equipos de transformación, para suministrar la energía a la red de transporte, generalmente aunque en el caso de pequeños productores se puede conectar a la distribución; en alto voltaje, con una frecuencia de 50 Hz y en las condiciones técnicas adecuadas.

Esta actividad por lo general requiere de altos costes de inversión, que además tienen plazos de retorno largo, que se suman a un considerable periodo desde la aprobación y el inicio de la inversión hasta su inicio de actividad, sin existir contratiempos en la fase de construcción y de conexión a la red. También hay que destacar el exceso de capacidad necesario, para poder realizar las paradas técnicas y de seguridad necesarias, así como para poder dar respuesta a los picos de consumo y asegurar un suministro permanente.

Transportista. Figura 3.1.b

Es el encargado de transportar la energía eléctrica en alto y muy alto voltaje desde las plantas de generación hasta los centros de consumo, así como interconectar la red española con la de los países vecinos. La coordinación entre los generadores y el transportista es básica para asegurar el suministro de electricidad a los consumidores en las condiciones técnicas adecuadas.

Esto se debe a que una vez aportada la energía a la red esta se distribuye de acuerdo a leyes físicas, imposibilitando tanto dirigirla como conocer el origen de la electricidad obtenida del sistema. Y a que el equilibrio en la red no es únicamente el sumatorio de energía inyectada en la red con el de la consumida, sino que es necesario que estos sumatorios estén equilibrados con pequeñas variaciones en cada subestación y centro de transformación.

El nivel de coordinación necesario, así como la ineficacia económica del desarrollo de dos redes de transporte de energía eléctrica en alta y muy alta tensión, provocan que hablemos de que esta actividad es un monopolio natural a nivel nacional.

Distribuidores. Figura 3.1.c

Son los encargados de llevar la energía eléctrica recibida del transportista o de pequeños productores hasta los consumidores finales. Esta actividad es similar al transporte en las necesidades de coordinación necesarias a excepción de los niveles de tensión, que en este caso son baja y media tensión, y excepcionalmente líneas de alta tensión.

Estas similitudes permiten considerar la actividad de distribución un monopolio natural, pero las dimensiones de esta red y el volumen de información necesario para su operación, han provocado que se realice en áreas territoriales más pequeñas, permitiendo la coexistencia a nivel nacional de redes de distribución de diferentes empresas y entes públicos, que actúan como monopolistas en su área geográfica asignada y que pueden actuar como competidores a nivel nacional.

Gestor de red. Figura 3.1.d

Es el encargado de gestionar operativamente la red, igualando la capacidad de oferta con las previsiones de demanda. Esta actividad difiere mucho de unos países a otros, de acuerdo a la legislación existente. Teniendo todos en común la gestión operativa. En algunos países entre sus atribuciones se encuentra la asignación de cuotas de mercado a los productores, lo que les permite gestionar la producción o la priorización de clientes frente a picos de consumo, lo que les permite gestionar en cierta medida la demanda. En definitiva actuando como un gestor global del sector eléctrico.

3.1.3 Estimación de demanda.

La estimación de la demanda de energía eléctrica es una de las tareas con complejas y a la vez con mayor incertidumbre del sector eléctrico. Se plantea bajo dos enfoques diferentes, el operativo y el estratégico. En el primero de ellos se trabaja en la estimación de la demanda para las próximas 24 horas, y donde caben destacar como los principales factores que influyen, factores climáticos, día laboral o festivo ya que modifica el nivel de actividad económica incluso los precios de otras materias primas sustitutivas de la energía eléctrica, como pueden ser el gas o el petróleo.

El estratégico engloba la planificación de los sistemas de distribución de energía eléctrica, ya que es necesario conocer y/o prever el crecimiento futuro de las cargas conectadas a la red, siendo necesario determinar correctamente la tendencia de la demanda de energía eléctrica. La previsión de localización geográfica de la demanda, el temporalidad adecuada y la cantidad demandada de energía, con la suficiente precisión para la diferenciación entre los distintos posibles proyectos de expansión de la red de distribución eléctrica [522].

Bajo esta premisa suele tratarse la evolución por sectores, residencial, comercial, industrial y otros. En este último tiene cabida desde el alumbrado público o de las infraestructuras a instalaciones especiales como centros hospitalarios o militares. También hay que destacar la posible influencia de medidas políticas tanto del sector como ajenas a él, que pueden modificar su evolución, como por ejemplo la asistencia social que ofrece descuentos significativos a determinados usuarios, aumentando la demanda. Además, es preciso que se defina una estrategia de expansión e inversiones que mejore la eficiencia energética, que tenga en cuenta la protección del medio ambiente y que permita llevar a cabo un desarrollo sostenible. Por otro lado, a partir de la estimación de la demanda es posible determinar las necesidades de energía primaria, incluyendo la energía utilizada en la generación de electricidad, los consumos propios de los sectores energéticos, así como las pérdidas derivadas de la transformación, distribución y transporte de la energía eléctrica [508].

La estimación de demanda permite analizar las principales características del consumo y predecir el consumo del sistema en el futuro, con el fin de desarrollar las acciones necesarias para asegurar el suministro en todo momento. Una previsión adecuada de la demanda de energía eléctrica es imprescindible para lograr los objetivos de calidad y confiabilidad del servicio, ya que la dependencia de la energía eléctrica aumenta los inconvenientes causados por las deficiencias en el suministro de eléctrico.

Los problemas que pueden generarse por una mala estimación de la demanda son principalmente dos. En caso de una estimación inferior a la demanda, se originan carencias de energía o cuellos de botella en la red que no permiten suministrar a todos los consumidores, ocasionando pérdidas significativamente mayores que el coste de la energía no suministrada.

Mientras que en el caso de que la predicción de consumo sea demasiado alta, se verán comprometidos recursos e inversiones innecesarias por largos periodos de tiempo.

Para estimar la demanda existen diversos métodos que se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- **Métodos analíticos** son utilizados para predecir el comportamiento de la demanda tomando en cuenta variables relacionadas con esta como, la movilidad de la población, la zonificación del empleo, índices económicos, etc... Esos métodos estudian la relación entre estas variables y como describen el comportamiento de la demanda. Siendo métodos complicados de aplicar que se utilizan usualmente para estudios a largo plazo.
- **Métodos no analíticos** se basan en la experiencia del planificador, su conocimiento de la red y de la zona de estudio. Estos métodos suelen emplear tasas interanuales de crecimiento o demanda, o incrementos anuales constantes. Lo que hace que estos métodos que sean muy fácilmente aplicables, aunque no aporten resultados de alta calidad.
- **Métodos tendenciales** son aquellos que extrapolan los patrones de la demanda del pasado a la estimación futura. Se basan en series históricas de demanda. Las series de históricas de demanda son un registro organizado a intervalos de tiempo fijos de las características de una variable, sirven para describir y analizar fenómenos a través del tiempo. Para emplear estos métodos es necesario disponer de datos históricos de demanda mínimos de los años de los que se quiere hacer la estimación. Un listado no exhaustivo de los métodos más empleados puede asemejarse al que sigue [524]:
 - Ajuste de curvas
 - Descomposición de la curva de la demanda
 - Medias móviles
 - Suavización exponencial simple
 - Suavización exponencial de Holt
 - Suavización exponencial de Winters
 - Modelo univariante de Box - Jenkins
 - Proceso autoregresivo
 - Proceso de media móvil
 - Proceso autoregresivo y media móvil
 - Proceso autoregresivo y de media móvil integrado

– Redes neuronales

Se puede concluir, que la estimación de la demanda eléctrica es un problema en si mismo. Por ello el desarrollo de métodos matemáticos avanzados que mejoren la precisión y calidad de las previsiones ha avanzado en paralelo a la planificación energética. Aunque tanto la planificación como la previsión de demanda siempre se enfrentan, y enfrentaran a un cierto nivel de incertidumbre.

3.2 El sistema de distribución de energía eléctrica.

El diseño y planificación del sistema de distribución eléctrica busca, a partir de los datos estimados de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, la capacidad de la red actual, y las posibles posiciones de elementos y líneas futuras; como determinar donde, en qué número y con qué capacidad deben situarse nuevas líneas y equipos, de modo que el coste de la expansión del sistema sea el menor posible. Manteniendo unos indicadores de calidad de servicio satisfactorios en términos de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

De los cuatro elementos básicos del sector eléctrico, el sistema de distribución eléctrica es el mas critico, en términos de costes [467], confiabilidad [53], pérdidas [265] y calidad de la energía suministrada [18]. Especialmente en los sistemas que integran generación distribuida donde la ubicación, tamaño y potencia de los elementos de generación tiene que estar coordinados con la red de distribución directamente [48, 241]. La importancia del sistema de distribución de energía eléctrica se puede observar desde el punto de vista técnico, social y económico.

- Desde el punto de vista técnico, las principales características de esta red son su gran extensión y su larga vida útil Lo que provoca que sea la parte del sector eléctrico en las que más equipos y más diversos convivan y funcionen coordinadamente. Además es la parte donde mayores pérdidas de energía se producen, la que tiene mayor efecto sobre la caída de tensión y la que requiere un mayor número de medios, tanto humanos como materiales; para su desarrollo, operación y mantenimiento.
- Desde el punto de vista social, su impacto es producido por el hecho de llegar a casi todas las viviendas, centros de trabajo , etc... La dependencia existente en la sociedad actual de la energía eléctrica, hace que se la pueda considerar un bien básico. Esta exigencia de una mayor calidad y preocupación por el medio ambiente, se ha trasladado a la legislación aumentando sus exigencias.

- Desde el punto de vista económico, se puede ver en la tabla 3.2 la previsión de costes asociada a las diferentes actividades reguladas del sector eléctrico. Esta tabla esta resumida del *Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2016-2021*. IPN/DE/018/15 de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, CNMC.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Retribución transporte	1.763	1.740	1.782	1.822	1.863	1.904
Retribución distribución	5.082	5.144	5.152	5.230	5.291	5.351
Retribución RECORE	6.726	6.776	6.926	7.076	7.246	7.296
Déficit act. reguladas	2.872	2.852	2.802	2.792	2.792	2.792
Otros conceptos	29	29	29	29	29	29

Tabla 3.2 Previsión costes sistema eléctrico 2016-2021. Millones de €.

3.2.1 Antecedentes.

El nacimiento de la redes eléctrica se produjo entre 1860 y 1890, época en la cual se consiguió conjuntar los diferentes equipos ya existentes e inventar los necesarios para el desarrollo de una red que pudiera alimentar la carga comprendida por el alumbrado, la calefacción y los equipos industriales; lo que trajo consigo el nacimiento del sector eléctrico. Así durante los últimos 20 años del siglo XIX se cimento el sector eléctrico, como un producto comercial. Basándose en diferentes tipos de generadores de corriente continua, lo cual limitaba la distancia a la que poder transmitir la energía eléctrica y hacia necesaria la ubicación de centros de generación próximos a los puntos de consumo.

La solución ha este problema llego con la aplicación del transformador de corriente, que permitía trabajar con corriente alterna. Patentada por John Gibbs y Lucien Gaulard, y explotada comercialmente por George Westinghouse, frente al modelo de Edison de distribución en corriente continua. En apenas diez años la corriente alterna se había impuesto como medio para generar, transmitir y distribuir energía eléctrica.

La implantación social se inicio con el alumbrado publico, donde la lampara de arco sustituyo a las antiguas lamparas de petroleo y gas para el alumbrado publico o de grandes superficies; mientras que la lampara incandescente de Edison se impuso en el ámbito domestico. En el ámbito del transporte los trenes y tranvías fueron de las primeras aplicaciones; y en la

industria el desarrollo de Nikola Tesla del motor de corriente alterna, ofreció una solución, mas eficiente, barata y confiable que sus predecesores motores de corriente continua.

Esta revolución técnica propicio la creación de una nueva industria; la encarga de producir los equipos electrónicos necesarios. Desde los equipos de producción industriales a los aparatos domésticos; así como los equipos, maquinas y elementos necesarios para realizar las actividades de generación, transformación y distribución.

En resumen se podría decir, que aunque Francia e Inglaterra fueron los países donde se inicialmente abordaron el desarrollo científico y tecnológico de la electricidad. Estados Unidos y Alemania fueron los pioneros en el desarrollo comercial e implantación de las primeras redes eléctricas

3.2.2 Elementos básicos de la red de distribución.

Una descripción de los elementos básicos del sistema de distribución eléctrica desde la red de transporte al consumidor final, podría considerar los siguientes escalones. Tal como se ve en la figura 3.2; el inicio de la red de distribución comienza en las **subestaciones de transformación (ST)** Su función es reducir la tensión del transporte a tensiones de reparto, establecidas por la compañía distribuidora y de acuerdo a la previsión de consumo del centro de consumo al que suministren, como es lógico suelen estar emplazadas lo más próximamente posible a este. La **red de reparto** es el conjunto de líneas aéreas o subterráneas que partiendo de las subestaciones de transformación suministran la energía a las subestaciones de transformación y reparto, normalmente forman anillos que rodean los centros de consumo y generalmente tiene una topología mallada para asegurar el suministro en caso de fallo en una de las líneas.

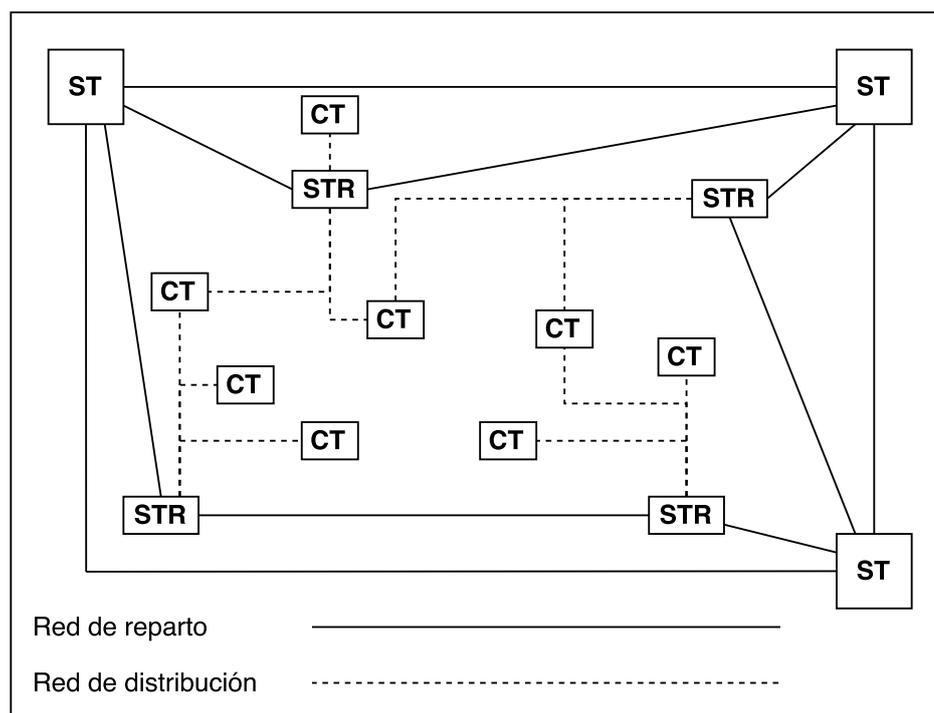


Fig. 3.2 Elementos básicos de la red de distribución

Las **Subestaciones de Transformación y Reparto (STR)** son elementos cuya misión es transformar la tensión de la red de reparto en tensión admisible por la red de distribución. Estas subestaciones se encuentran generalmente en los anillos y/o nodos de la red de reparto, ya que además de su cometido en el cambio de tensión, también desarrollan otras funciones importantes en la gestión operativa de la red. La **red de distribución (RD)** es el conjunto de líneas aéreas o subterráneas que distribuyen la energía eléctrica a los centros de transformación. Son redes malladas pero de uso operativo radial, cubren la gran superficie de los centros de consumo uniendo subestaciones de transformación y reparto con los centros de transformación, ya sean estos de la propia compañía o de particulares. Por último los **centros de transformación (CT)** cuya misión es reducir la tensión de la red de distribución a baja tensión, el nivel empleado por la mayoría de los consumidores. Se busca aproximar su emplazamiento al centro de gravedad del consumo en cada área. Desde los centros de transformación parte la red de baja tensión que es la encargada de aportar la energía demandada a los pequeños y medianos consumidores.

3.2.3 Tipologías de la red de distribución.

El sistema de distribución de energía eléctrica esta compuesto por el conjunto de equipos que permiten suministrar de forma segura y fiable un determinado número de puntos de suministro, con diferentes cargas y distintos niveles de tensión.

La distribución de energía eléctrica debe llevarse a cabo con redes bien diseñadas que soporten el crecimiento propio de la carga, y que además sus componentes sean de la mejor calidad posible para que resistan el efecto del campo eléctrico y los efectos de la intemperie a que se verán sometidos durante su vida útil Las redes de distribución eléctrica deben ser planificadas, proyectadas y construidas de manera que tengan la flexibilidad suficiente para ampliarse progresivamente con cambios mínimos en las construcciones existentes, y así asegurar un servicio adecuado y continuo para la demanda presente y futura al mínimo coste.

Dependiendo de las potencias demandas, los volúmenes de consumo, las condiciones de fiabilidad y seguridad con las que deben operar, podemos diferenciar varios tipos sistemas de distribución. Siempre entendiendo las limitaciones de estos tipos en la practica, al encontrarse estas zonas combinadas y constantemente en evolución.

Sistemas de distribución industrial dan servicio a grandes consumidores, generalmente en rangos de tensión elevados. También es frecuente que los clientes con muy elevados consumos generen parte de su demanda a través de gas o diésel, consumiendo directamente esta energía sin verterla en la red.

Sistemas de distribución comerciales dan servicio a grandes complejos comerciales y/o municipales, sus principales características diferenciales son como consecuencia de las exigencias de seguridad a las personas y de los bienes, requiriendo equipos auxiliares de respaldo para casos de emergencia, ya sean conexiones de reserva a otras subestaciones o disponiendo de Sistemas de Alimentación Ininterrumpida, SAI.

Sistemas de distribución urbanos dan servicio a las poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con densidades de carga pequeña y la mayoría de consumidores en baja tensión. Debido a su gran número y a la volatilidad de sus cargas, es muy importante la adecuada selección de los equipos, y el dimensionamiento de las líneas.

Sistemas de distribución rural dan servicio a zonas de baja densidad de carga con clientes puntuales en media tensión. Debido a las largas distancias y pequeñas cargas, el coste de inversión es muy elevada frente al kWh consumido, por lo que requieren soluciones especiales en cuantos al diseño de la red. Justificando en muchos casos la generación local sin conexión a la red.

3.2.4 Topologías de la red de distribución.

La estructura de la red de distribución eléctrica se define de acuerdo a las condiciones y necesidades marcadas por los tipos de carga, la fiabilidad de servicio requerida por los usuarios, la orografía de la región y las previsiones de demandas futuras [159].

Red radial Esta formada por cables troncales y cables ramales en los que la energía sigue un sólo camino de la fuente a la carga. Puede tener ligas de amarre con otras redes cercanas, o puede no tenerlas. Este tipo de estructura es el más comúnmente utilizado en líneas de construcción aérea, y en redes subterráneas también se utiliza frecuentemente. El cable puede ser exclusivo para cada carga o bien puede pasar por varias cargas sucesivamente.

En las redes radiales con ligas de amarre, en operación normal, cada alimentador suministra una cierta carga enmarcada por la zona de influencia del alimentador. En este arreglo los elementos de seccionamiento, que unen a dos alimentadores diferentes, están abiertos. En caso de emergencia, los elementos de seccionamiento se cierran y abren de forma estratégica para hacer movimientos de carga, y aislar el tramo donde se localizada la falla.

En la figura 3.3.a se pueden ver como cada carga esta alimentada desde el centro de transformación a través de un cable exclusivo, esta topología es típica de instalaciones industriales con alto nivel de cargas. En la figura 3.3.b se puede ver como un solo cable va pasando sucesivamente por las diferentes cargas que es necesario alimentar. Es característico de la distribución domiciliaria, de los circuitos de iluminación en las calles. Este sistema necesita de dispositivos de control que desconecten y conecten cada derivación de cargas; o que solamente se conecte y desconecte toda la carga de la rama junta.

Ambos sistemas son de diseño intuitivo, y se pueden mezclar como se ve en la figura 3.3.c el cable troncal parte de la subestación y se subdivide en ramas hasta llegar a las cargas. El calculo de este tipo de redes es sencillo, el flujo de energía se puede desarrollar bajo el supuesto de perdidas nulas, la carga en una rama troncal son la suma de cargas comprendidas por todos los centros de transformación conectados a ella. Bajo esta premisa es fácil determinar la corriente en la rama, verificar que la capacidad térmica y dinámica del cable. Y verificar la caída de tensión de la linea.

Para obtener la caída de tensión en cada alimentador basta con sumar las caídas de tensión de las ramas que lo alimentan, y de un modo similar determinar las perdidas de la red, para posteriormente poder perfeccionar el flujo y reducir las perdidas. Tal como indican Burns y Weyman-Jones es el sistema de distribución mas sencillo, y que presenta buenos resultados en funciones de costes [55].

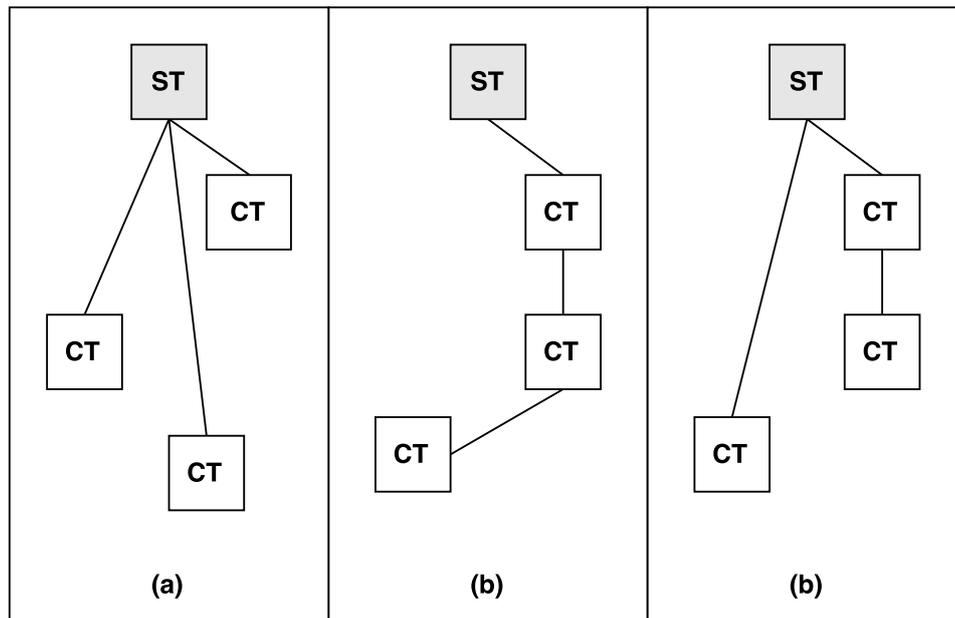


Fig. 3.3 Topologías radiales de la red

El sistema radial tiene la particularidad de que cuando se produce un fallo en un elemento, subestación o línea; todas las cargas que se encuentran *aguas abajo* pierden la alimentación hasta la vuelta al servicio del elemento. Para solucionar este problema y mejorar la confiabilidad de la red de distribución se plantean redes de mayor complejidad, duplicando el sistema radial de manera que se puedan seleccionar las líneas por las que se alimenta cada carga.

Red en anillo Esta red se caracteriza por estar formada por una sola línea troncal y no tener ramales; en la línea troncal se conectan las subestaciones de transformación y reparto, siendo esta línea troncal en forma de anillo de ahí su nombre. Normalmente se alimenta de dos puntos diferentes, y en operación es radial, con un punto normalmente abierto. De manera que cuando ocurre una falla en alguna parte dentro del anillo, se aísla ese tramo fallado para poder repararlo y se cierra el punto que estaba abierto para energizar el resto de la red y evitar dejar a un cierto número de usuarios sin servicio.

Las redes en anillo suelen crearse al incorporar nuevas subestaciones en los extremos finales de líneas con varias cargas, figura 3.4.a permitiendo alimentar desde las dos subestaciones en caso de fallo o parada o con la construcción de nuevas líneas que unan centros de transformación de forma que existan para cada centro dos líneas que le puedan alimentar, aunque no simultáneamente figura 3.4.b.

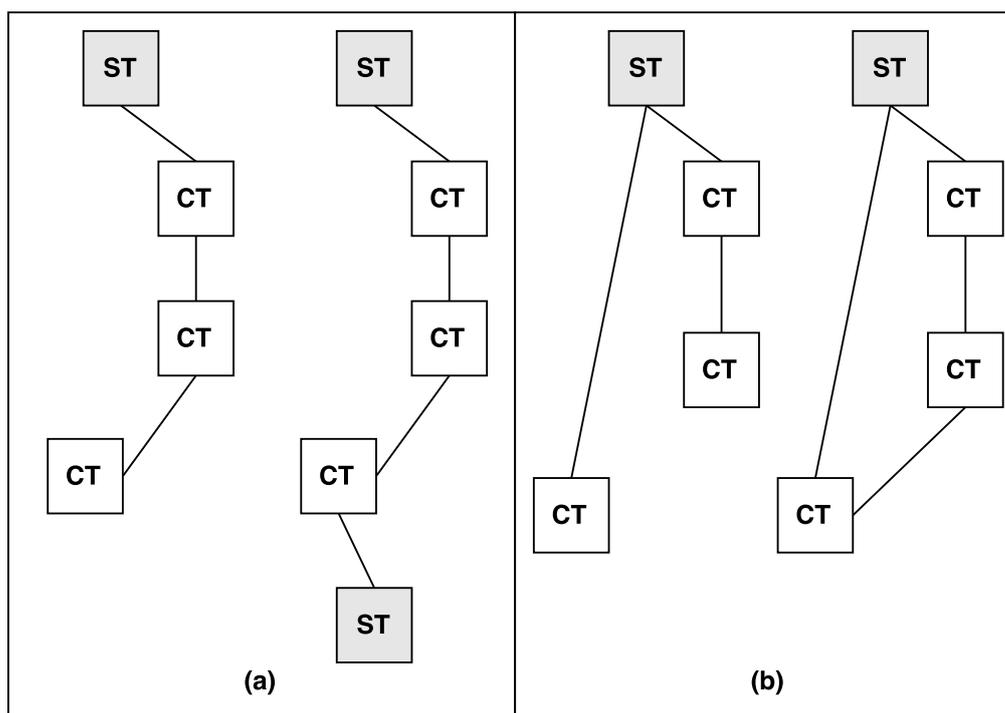


Fig. 3.4 Topologías de anillo de la red

Generalmente las redes en anillo son diseñadas para trabajar de forma radial con un punto de corte intermedio y una línea fuera de operación. Que en caso de fallo o parada seccione en los extremos del elemento que no se encuentra operativo e incorpora la línea que esta fuera de operación al servicio. La mayor desventaja de este modelo es la necesidad de distribuir equipos de operación en casi todos los nodos del sistema, encareciendo sus costes y aumentando la dificultad de operación y protección, aunque facilitando el mantenimiento. Tal como indican Burns y Weyman-Jones, este sistema interconectado minimiza el riesgo de interrupción de suministro, al permitir la reconfiguración de la red e incorporar líneas de reserva de acuerdo a las necesidades [55].

Red mallada La red mallada tiene la característica principal de que los alimentadores secundarios forman parte de una sólida malla en la que el flujo de energía no es radial, es decir, el sentido de la energía cambia en función de la tensión y la magnitud de carga. En una red mallada los alimentadores primarios pueden ser radiales o en anillo. A cada uno de estos alimentadores están conectadas una serie de subestaciones de distribución, que no se encuentran eléctricamente adyacentes; esto es con el objeto de que al existir una falla en uno de esos alimentadores, no queden fuera de servicio todos los transformadores de una misma zona. Todos los alimentadores primarios deben conducir un cierto porcentaje de su capacidad nominal, de tal manera que cuando uno de ellos quede fuera de servicio, los demás conduzcan la carga del alimentador dañado.

En una red mallada todos los cables son alimentados por varias subestaciones de transformación y reparto, que a su vez so alimentadas por diferentes subestaciones de transformación. Esta forma de construcción permite lograr un mayor nivel de confiabilidad que el proporcionado por redes radiales; sin embargo están limitadas por las altas tensiones de cortocircuito y los elevados costos de inversión. Razón por la cual las compañías distribuidoras únicamente implantan estas redes en zonas donde se requiere una alta continuidad de suministro.

Un sistema mallado como el de la figura requiere de una documentación mucho más compleja y su diseño deja de ser intuitivo con el fin de poder calcular su funcionamiento en unas condiciones cualesquiera. Es frecuente en la red de distribución que aun teniendo zonas ampliamente malladas su operación sea radial [420]. Es decir a través de los elementos de operación se abren determinadas ramas con el fin de satisfacer las cargas demandadas, dejando otras en reserva. De tal manera que en caso de fallo o parada, se reconfigura la red conectando otras líneas a fin de mantener las cargas cubiertas. Se puede considerar que una red mallada funciona como una red radial dinámica [89]. Esto implica que los cálculos de la red deben repetirse para las diferentes configuraciones posibles, de manera que cada elemento pueda soportar las cargas en cada cambio de operación [10].

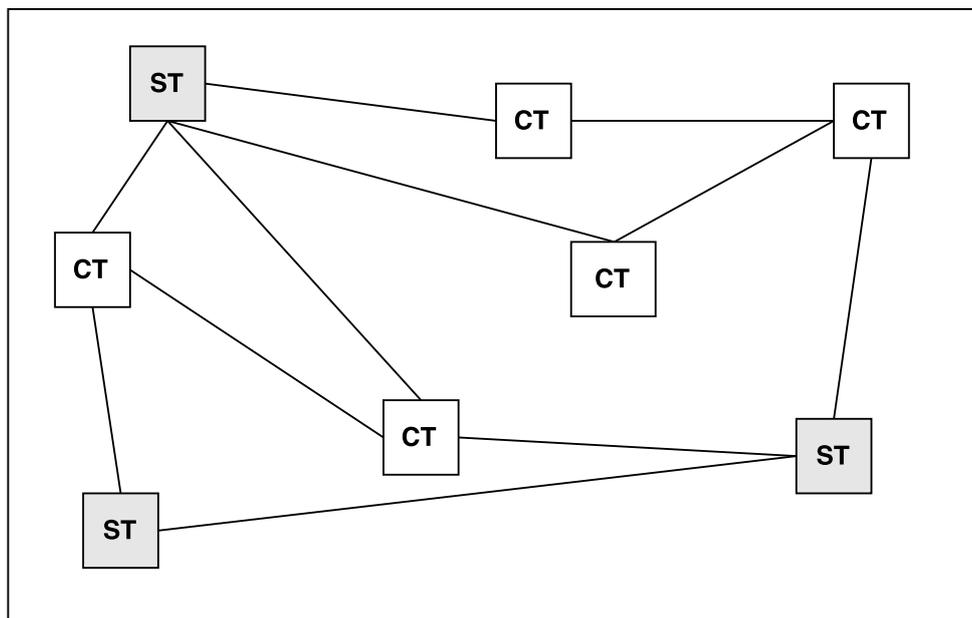


Fig. 3.5 Topología mallada

Red en derivación doble Las redes en derivación doble se caracterizan por tener dos troncales que recorren en forma paralela la zona por electrificar; en cada punto de carga se instala una doble acometida para transferir carga de un alimentador a otro, en caso de que

falle el que trabaja normalmente como preferente, la existencia de cables ramales puede ser casi nula en comparación con los cables troncales. De lo anterior se desprende que cada cable troncal suministra aproximadamente el 50 % de las cargas, de manera que cuando uno falla el otro alimentador suministre la totalidad de la carga. Este tipo de red se utiliza para electrificar zonas con cargas de alto interés y fuerte magnitudes como pueden ser hospitales o zonas de alta densidad de ocupación como zonas hoteleras o comerciales. Además esta topología se adapta perfectamente a cargas longitudinales como sucede en zonas costeras o zonas comerciales de grandes avenidas.

Este sistema obliga a casi duplicar los elementos de una red radial simple, y aumenta significativamente los de una red mallada o de anillo. Y aunque se podría plantear el empleo de aparatos más económicos, estos deben de tener una confiabilidad elevada, ya que en caso contrario la gran ventaja competitiva de este modelo decaería. En este diseño es interesante en el caso de que las cargas finales de la línea, sean iguales o menores que las iniciales de manera que se puede reducir las secciones de los conductores según van decreciendo las cargas, en caso de que las cargas finales sean elevadas este esquema perdería fuerza.

3.3 Glosario de electricidad.

3.3.1 Magnitudes eléctricas.

A continuación vamos a definir brevemente las principales magnitudes empleadas en la electricidad, las cuales usaremos asiduamente en los siguientes capítulos y pueden ver resumidas en la 3.3.

Energía Eléctrica La energía eléctrica es la cantidad de trabajo necesaria para mover una carga eléctrica de un culombio a través de una diferencia de potencial de un voltio. Se representa con la letra E y su unidad es el julio (J) en honor al físico James Prescott Joule.

Potencia La potencia eléctrica es la cantidad de trabajo desarrollada por un receptor eléctrico en un tiempo de un segundo. Se representa por la letra P y su unidad es el vatio (W) en honor al matemático e ingeniero James Watt.

Intensidad La intensidad de corriente eléctrica es el número de electrones que atraviesa un conductor eléctrico en un segundo. Se representa por la letra I y su unidad es el amperio (A) en honor de André-Marie Ampère. En adelante utilizaremos asiduamente los términos Intensidad Nominal, para la que están diseñados los equipos sin que existan fallos; e Intensidad Máxima, la máxima soportable para la cual los límites térmicos y dinámicos son admisibles.

Tensión eléctrica También denominada diferencia de potencial o voltaje, es la diferencia de nivel eléctrico entre dos puntos cualesquiera de un circuito. Se representa por la letra V y

Magnitud	Símbolo	Unidad fundamental	Unidad aplicada
Energía	E	Julio (J)	Kilovatio hora (kWh)
Potencia	P	Vatio (W)	Kilovatio (kW)
Intensidad	I	Amperio (A)	Amperio (A)
Tensión	V	Voltio (V)	KiloVoltio (kV)
Resistencia	R	Ohmio (Ω)	Ohmio (Ω)

Tabla 3.3 Magnitudes eléctricas

su unidad es el voltio (V) en honor a Alessandro Volta. En adelante utilizaremos asiduamente los términos tensión nominal, tensión teórica de operación de la red; y tensión máxima, la máxima soportable para la cual los límites térmicos y dinámicos son admisibles.

Resistencia La resistencia eléctrica es la dificultad ofrecida por un conductor eléctrico al paso de la corriente eléctrica. Se representa por la letra R y su unidad es el ohmio (Ω) en honor a su descubridor Georg Simon Ohm.

Potencia eléctrica es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en una unidad de tiempo. Su unidad es el *vatio* W. Como se detalla a continuación, un circuito complejo de corriente alterna tiene tres potencias de acuerdo a sus características potencia reactiva Q , potencia activa P y potencia aparente S . Que se recogen en la figura (3.6).

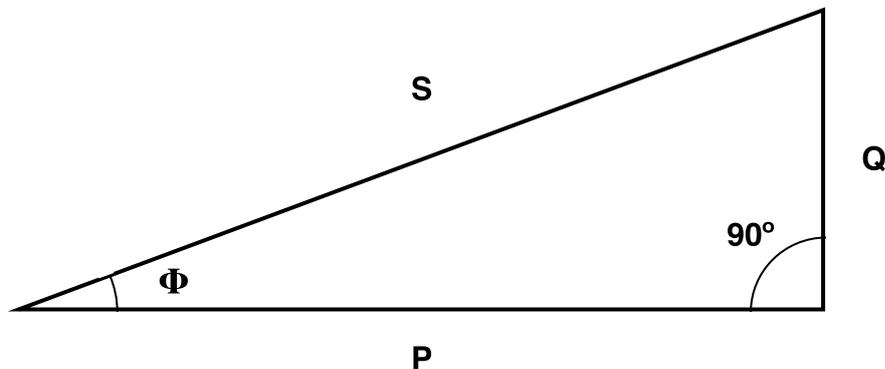


Fig. 3.6 Triángulo de Potencias

Potencia Reactiva la potencia reactiva Q es la potencia que necesitan las bobinas y los condensadores para generar campos magnéticos o eléctricos, pero que no se transforma en trabajo efectivo, sino que fluctúa por la red entre el generador y los receptores. Su unidad de medida es el *voltamperio reactivo* VAR.

Potencia Activa la potencia activa P es la que se aprovecha como potencia útil. También se llama potencia media, real o verdadera y es debida a los dispositivos resistivos. Su unidad de medida en el *vatio* W.

Potencia Aparente la potencia aparente S es la potencia total consumida por la carga y es el producto de los valores eficaces de tensión e intensidad. Como se puede apreciar en la figura (3.6) se obtiene de la suma vectorial de las potencias activa y reactiva y representa la ocupación total de las instalaciones debida a la conexión del receptor. Su unidad de medida es el *voltamperio* VA.

Factor de Potencia El factor de potencia Φ , en un circuito de corriente alterna es la relación entre la potencia activa P , y la potencia aparente S . Da una medida de la capacidad de una carga de absorber potencia activa, es decir de la capacidad de aprovechamiento útil de la energía. En cargas puramente resistivas el factor de potencia es uno; mientras que en elementos ideales sin resistencia este sería cero.

En este punto es importante destacar que existen dos enfoques posibles para mejorar el factor de potencia de una red. Corregir el factor de potencia de todas las cargas del circuito, hasta alcanzar un valor cercano a la unidad o buscar las soluciones que mayores ahorros produzcan. El primer planteamiento, técnicamente perfecto; se aleja en exceso de la aplicabilidad al no involucrar los costes de los elementos necesarios, ni el beneficio futuro que aportan a la red. Mientras que el segundo contabiliza el efecto económico que va a tener sobre la red cada nuevo capacitador, asignando un valor a la potencia perdida en kW, y a la energía recuperada en kWh [534].

Como consecuencia de ello, en la literatura especializada los métodos presentados no buscan el factor de potencia óptimo, sino evalúan los niveles de pérdidas, ya sea en función de los costes o bajo un coste de elementos nuevos prefijado.

3.3.2 Ley de Ohm.

La ley de Ohm es una de las leyes fundamentales de la electrodinámica, el postulado general sería el siguiente;

El flujo de corriente en ampere que circula por un circuito eléctrico cerrado, es directamente proporcional a la tensión o voltaje aplicado, e inversamente proporcional a la resistencia en ohm de la carga que tiene conectada.

Esta ley vincula las unidades básicas de cualquier circuito eléctrico, tensión, intensidad y resistencia. Esta ley permite obtener la relación existente entre la diferencia de potencial entre los bornes de una resistencia y la corriente que circula por ella, expresión (3.1). También

extrapolarla a cualquier elemento al que asociemos una cierta impedancia que nos indique el grado de oposición al paso de corriente, expresión (3.2).

$$V = I * R \quad (3.1)$$

$$V = I * Z \quad (3.2)$$

Debido a la existencia de materiales que dificultan más que otros el paso de la corriente eléctrica a través de los mismos, cuando el valor de su resistencia varía, el valor de la intensidad de corriente en ampere también varía de forma inversamente proporcional. Es decir, a medida que la resistencia aumenta la corriente disminuye y, viceversa, cuando la resistencia al paso de la corriente disminuye la corriente aumenta, siempre que para ambos casos el valor de la tensión o voltaje se mantenga constante.

Por otro lado y de acuerdo con la propia Ley, el valor de la tensión o voltaje es directamente proporcional a la intensidad de la corriente; por tanto, si el voltaje aumenta o disminuye, el amperaje de la corriente que circula por el circuito aumentará o disminuirá en la misma proporción, siempre y cuando el valor de la resistencia conectada al circuito se mantenga constante.

3.3.3 Leyes de Kirchhoff.

Las leyes de Kirchhoff fueron formuladas en 1845 cuando Gustav Robert Kirchhoff era estudiante de física y surgen de la aplicación de la ley de conservación de la energía a un circuito eléctrico.

Primera ley de Kirchhoff.

También llamada ley de corrientes de Kirchhoff nos dice que en cualquier nodo de una red o circuito eléctrico en cualquier instante de tiempo, la suma de las corrientes que entran en ese nodo es igual a la suma de las corrientes que salen. De forma equivalente, la suma de todas las corrientes que pasan por el nodo es igual a cero, expresión (3.3).

$$\Sigma i(t) = 0 \quad (3.3)$$

Considerando un nodo cualesquiera como el de la figura 3.7 en el que las líneas 3 y 4 vierten energía y las 1, 2 y 5 la consumen; y aplicando el criterio de signos usual,

lineas entrantes positivo y lineas salientes negativo. En este nodo la suma algebraica de las corrientes se expresa (3.4).

$$\Sigma i(t) = 0 = I_3 + I_4 - I_1 - I_2 - I_5 \quad (3.4)$$

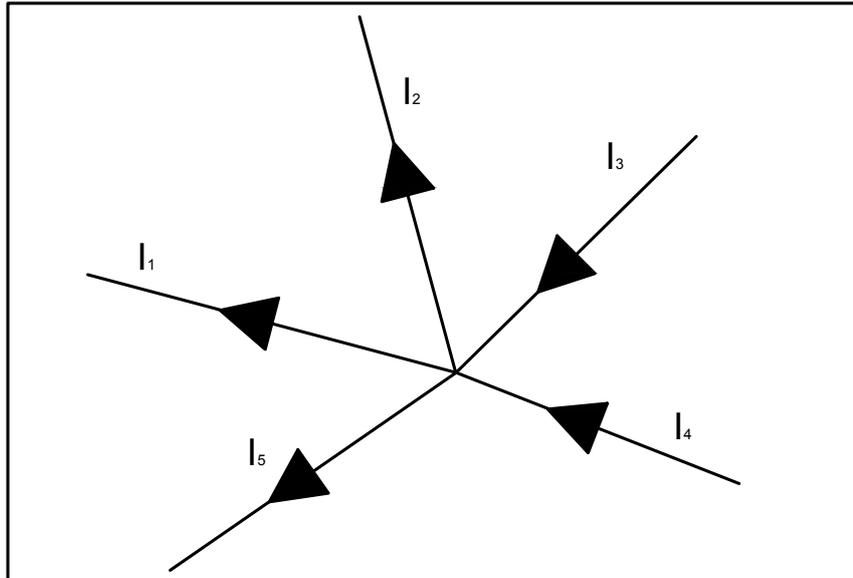


Fig. 3.7 Primera Ley de Kirchhoff

Segunda ley de Kirchhoff.

Es el resultado directo del principio de conservación de la energía, en un circuito cerrado en cualquier instante del tiempo la suma de las tensiones de batería que se encuentran al recorrerlo siempre serán iguales a la suma de las caídas de tensión existente sobre los resistores, expresión (3.5).

$$\Sigma v(t) = 0 \quad (3.5)$$

Esta ley puede explicarse al considerar que una carga no regresa a su punto de partida, debido a la disipación de energía. Una carga simplemente terminará en el terminal negativo, en vez de el positivo. Esto significa que toda la energía dada por la diferencia de potencial ha sido completamente consumida por la resistencia. En el ejemplo de aplicación de la figura

3.8 se cumplirá que la suma algebraica de todas las tensiones en el camino cerrado es igual a cero y se expresaría de la siguiente forma (3.6).

$$\Sigma v(t) = 0 = v_4 - v_1 - v_2 - v_3 \quad (3.6)$$

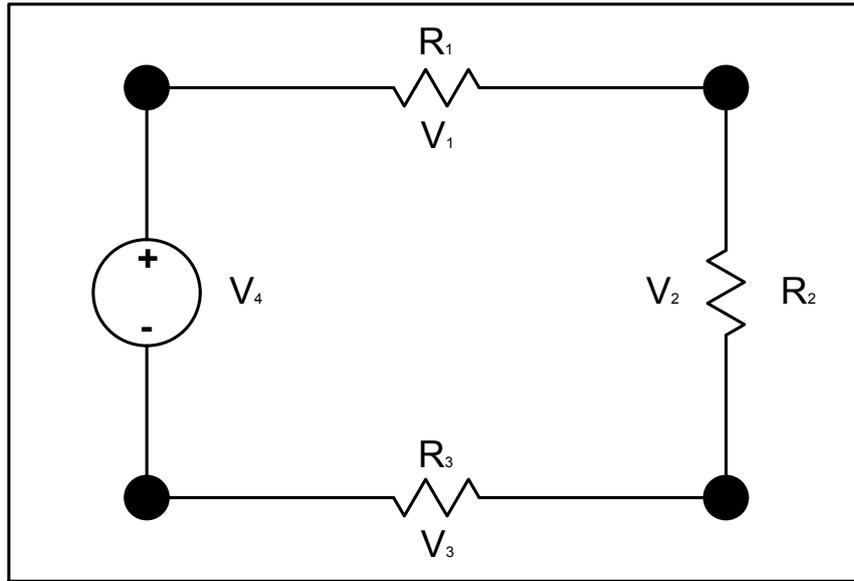


Fig. 3.8 Segunda Ley de Kirchhoff

3.4 Evolución legislativa.

3.4.1 Introducción.

El sector eléctrico español inició el proceso de liberalización con la Ley 54/1997 [147], que estableció los pasos a seguir para la progresiva regularización de las actividades del sector susceptibles de generar competencia; así como el establecimiento de un mercado organizado de compra-venta de energía, el inicio del proceso de apertura de las redes de distribución a terceros y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

Para ello, se separaron los vínculos verticales entre las diferentes actividades, adquiriendo personalidades jurídicas independientes y definiendo las actividades reguladas en régimen de monopolio natural, transporte y distribución y las de régimen de libre competencia, generación y comercialización. Esta última de nueva creación.

Costes Energía	Peajes de acceso	
Coste de energía en el pool	Transporte	Deficits acumulados
	Distribución	Primas Regimen Especial
Margen de comercialización	Gestión comercial	CNE - CNMC
	Operador del sistema	Otros costes

Tabla 3.4 Coste Electricidad para el consumidor

La gestión económica del sistema se transfirió a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S.A. y la gestión técnica a Red Eléctrica de España S.A., ambas sociedades mercantiles privadas [387].

Se modificaron las bases de retribución de la actividad de generación, que dejó de ser retribuida en base al reconocimiento de costes, para pasar a establecerse en el mercado mayorista o pool. Mientras que la actividad de distribución mantuvo un régimen retributivo fijado administrativamente, pero estableció un principio de acceso a terceros. Es decir permitir a una comercializadora sin vinculación previa con la empresa distribuidora operar en la red de esta, bajo unas condiciones previamente establecidas.

De esta manera el precio final para el consumidor quedaba definido como aparece en la tabla 3.4, un coste de energía que engloba el margen de beneficio de las comercializadoras, y unos peajes de acceso que teóricamente deben asegurar un principio de suficiencia de ingresos para dar cobertura a los costes regulados del Sistema.

Estas medidas tuvieron diferentes resultados de cara a los objetivos establecidos establecidos, en lo referente al cumplimiento de la Directiva 96/92/CE [155], los avances realizados en la liberalización del sector superaron ampliamente los requerimientos establecidos, pero pese al elevado crecimiento de los peajes de acceso, estos no cubrían los costes del sistema, llevado el problema más allá de un desequilibrio financiero a un déficit estructural que hizo necesario la aprobación y modificación de la legislación.

Como la mayoría de los procesos de liberalización de sectores estratégicos supeditados a una red, gasístico, telecomunicaciones, agua, en el sector eléctrico la regulación esta en constante desarrollo, evolución e implantación para corregir sus defectos y actualizarse a las nuevas necesidades. En el sector eléctrico en los años 2012 y 2013 se implantaron diversos reales decretos para corregir el déficit tarifario que empezaba a ser un mal endémico del

sistema. Llegando al punto de que el 26 de diciembre del 2013 se aprobó la Ley 24/2013 [146] del sector eléctrico con el objetivo de corregir las deficiencias y carencias de su predecesora.

La ley trajo consigo la orden de desarrollar nuevas regulaciones para las diferentes actividades, en el caso concreto de la actividad de distribución es el Real Decreto 1048/2013 [148] el que establece un nuevo régimen retributivo. Este nuevo régimen implica grandes cambios en la forma de calcular la retribución a percibir lo que conlleva cambios en las políticas de las empresas distribuidoras para desarrollar la red.

La ley 54/1997 permitía a las empresas desarrollar la red basándose en criterios técnicos y de eficiencia, ya que cualquier inversión así como cualquier coste declarado era retribuido. En la nueva ley, las nuevas inversiones y la operación y mantenimiento pasan a ser retribuidas en función de los valores unitarios de referencia para cada tipo de instalación, que pueden verse en el *Anexo D* a los que se añaden incentivos a la disminución de pérdidas, a la mejora de la calidad y a la detección del fraude. Además se establece un principio de sistema estadístico de competencia entre las empresas para potenciar su mayor eficiencia, ampliamente discutible como se muestra en los trabajos [425, 515].

3.4.2 Evolución legislativa de la actividad de distribución eléctrica.

El cambio legislativo, tanto del sector eléctrico como de la propia actividad de distribución eléctrica se podría decir que tuvo su origen en la Directiva Europea 1996/92/CE [155]. Esta directiva sienta las bases de un proyecto a largo plazo que es el mercado único eléctrico para toda Europa, el cual se considera un paso importante hacia la consecución de un mercado interior de energía. Para ello trata de reducir las diferencias estructurales en los estados miembros que aplican distintos sistemas de regulación del sector eléctrico. Se trata de una directiva que permite la coexistencia de distintas formas de organización del sistema eléctrico, en las que introduce aquellas exigencias que son indispensables para garantizar la convergencia paulatina hacia un mercado europeo de electricidad. Bajo la premisa de que el mercado interior de electricidad debe realizarse progresivamente para que la industria eléctrica pueda ajustarse flexible y racionalmente a la nueva situación, y para tener en cuenta la diversidad actual de la organización de las redes eléctricas.

En España, la transposición de esta directiva se llevo a cabo con la Ley 54/1997 [147], que tenía como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico.

Esta Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone. No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, tradicional en nuestro ordenamiento pese a su progresiva pérdida de trascendencia en la práctica, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional.

La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el Estado mediante una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por dos sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema. La gestión económica del sistema, por su parte, abandona las posibilidades de una optimización teórica para basarse en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica.

La retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad del suministro y la reducción de las pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.

Ley 54/1997 Art. 16

No obstante, las particularidades del régimen jurídico aplicable a la distribución que se realiza de acuerdo con la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, hace necesario establecer también una serie de previsiones sobre cómo se ha de fijar durante el período transitorio su retribución.

En aplicación de esta Ley el Real Decreto 2819/1998 [152], desarrolla la regulación las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Concretamente en el Capítulo III, donde desarrolla la definición de la actividad de distribución, y la propia red de distribución en los Artículos 11 y 12 respectivamente. Para posteriormente en detallar los criterios de retribución de dicha actividad en los capítulos 13 a 20. Posteriormente entro en vigor el Real Decreto 1955/2000 [150] que completa el desarrollo de la Ley 54/1997 en lo referente a distribución, y modifica el Real Decreto 2819/1998 para mejorar la transparencia de las condiciones de acceso a la red para los nuevos generadores que se instalen en el nuevo sistema liberalizado, defendiendo los intereses de los consumidores a través de un desarrollo y uso adecuado de las redes de distribución. Así como facilitar el acceso al sector de nuevas

inversiones, introduciendo una mayor competencia como factor de moderación de precios en el sector de la energía eléctrica, evitando en lo posible incertidumbres en la normativa que supusieran barreras de entrada en el sector.

En la reunión del Consejo europeo celebrada en Lisboa el 23 y 24 de marzo del 2000, se solicitaron medidas urgentes para la plena realización de los mercados interiores de la electricidad y la aceleración de la liberalización en este sector para crear un mercado interior plenamente operativo. Considerando que la Directiva 96/92/CE ha supuesto contribuciones significativas para la creación de un mercado interior de la electricidad y la experiencia adquirida con su aplicación se desarrolló la Directiva 2003/54/CE [156], que se transpuso a España a través de la Ley 17/2007 [145].

Esta nueva Ley, sin derogar la Ley 54/1997, si que modifica sustancialmente su contenido. Especialmente con el objetivo de producir una separación efectiva de cuentas entre actividades de generación, transporte, distribución y suministro con el objetivo de evitar subvenciones cruzadas. Como ocurría con la anterior legislación que únicamente exigía diferentes personalidades fiscales para cada actividad. También pretender reducir el riesgo de que aparezcan posiciones dominantes y comportamiento abusivo, garantizando así tarifas de transporte y distribución no discriminatorias mediante un acceso a la red basado en tarifas publicadas antes de su entrada en vigor.

Así mismo esta Ley modifica los derechos de acometida que a partir de este momento pasan a considerarse retribución de la actividad de distribución, aunque siendo establecido por las Comunidades Autónomas dentro de un margen del $\pm 5\%$ de los establecidos por el Gobierno, de acuerdo a la potencia solicitada y a la ubicación del punto de suministro.

El Real Decreto 222/2008 [151] vino posteriormente a subsanar deficiencias que produjo la entrada en vigor de la Ley 17/2007 sobre el anterior Real Decreto de regulación de las actividades de transporte y distribución. Corrigiendo principalmente los siguientes puntos:

- El hecho de que los incrementos anuales de la retribución de la actividad de distribución eléctrica se establecen a nivel global para todo el conjunto de empresas, sin considerar las especificidades propias de cada zona geográfica (en especial, las variaciones zonales de la demanda), lo que no retribuye adecuadamente la inversión en aquellas zonas en las que la demanda crece por encima de la media.
- El hecho de que el régimen retributivo no tiene en cuenta incentivos orientados a la mejora de la calidad, ni a la reducción de pérdidas, necesarios para inducir a las empresas a invertir para la consecución de estos objetivos en beneficio de los consumidores.
- La separación jurídica efectiva de la actividad de distribución.

- Poner fin a la actividad de comercialización a tarifa, al ser una actividad regulada y no sometida a riesgos empresariales. Dejando de formar parte de la actividad de distribución y desapareciendo la retribución correspondiente.

En consecuencia, se propone una revisión del régimen económico de la actividad de distribución de energía eléctrica, de forma que se superen las mencionadas deficiencias y el modelo pueda ser aplicable también a los distribuidores acogidos hasta ahora a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.

La última Directiva europea sobre el mercado interior de la electricidad y que deroga la Directiva 2003/54/CE, es la Directiva 2009/72/CE [157] continua destacando la existencia de obstáculos para la venta de electricidad en condiciones de igualdad, sin discriminación ni desventaja de ningún tipo en la Comunidad. Además de no existir todavía un acceso a la red no discriminatorio ni tampoco un nivel igualmente efectivo de supervisor reguladora en cada Estado miembro.

El retraso de la transposición de esta y otras Directivas europeas, trajo consigo la utilización de la fórmula de Real Decreto Ley, concretamente el Real Decreto Ley 13/2012 [153]. Como dice en su preámbulo

Ante la gravedad de las consecuencias de seguir acumulando retraso en la incorporación al ordenamiento jurídico español de tales directivas, resulta necesario acudir a la aprobación de un real decreto-ley para proceder a su transposición, lo que permitirá cerrar los procedimientos de infracción abiertos y con ello evitar la imposición de sanciones económicas a España.

En dicho documento también se recogen modificaciones sobre el marco retributivo vigente hasta el momento. Corrigiendo el nivel retributivo que se tomó al inicio del periodo regulatorio, ya que no respondía a la aplicación de la formulación recogida en el mismo. Además a lo largo del periodo regulatorio 2009-2012 no se ha tenido en cuenta que los activos contenidos en esa valoración se han ido amortizando, por lo que el sistema estaba retribuyendo, en concepto de retribución por amortización, algunos activos ya amortizados y, en concepto de retribución financiera, por la totalidad del activo bruto y no por el activo neto cuyo coste es el que se encuentra pendiente de recuperación.

Por otra parte y con el fin de disponer de la información auditada en el momento de realizar la evaluación de la retribución correspondiente a nuevos activos puestos en servicio se establece que, con efectos en la retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2012, el devengo de la retribución generado por instalaciones de distribución puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año $n+2$.

Como consecuencia de todo lo anterior se procede a revisar la retribución de la actividad de distribución, impulsando a la par, la reforma del procedimiento por el que se determina la retribución de la actividad de distribución con el fin de vincular la retribución a los activos en servicio no amortizados, eliminando bolsas de retribución no justificadas y ligando el incremento de retribución de la actividad en el año n a los activos puesto en servicio el año $n-2$. Por último este Real Decreto Ley minorará la retribución percibida por las empresas distribuidoras en concepto de gestión comercial.

Transcurridos dieciséis años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997; queda derogada por la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico [146]; salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera. Esta nueva ley redefine los agentes del Sector Eléctrico, quedando los que se definen a continuación, un esquema gráfico se puede ver en la figura 3.9.

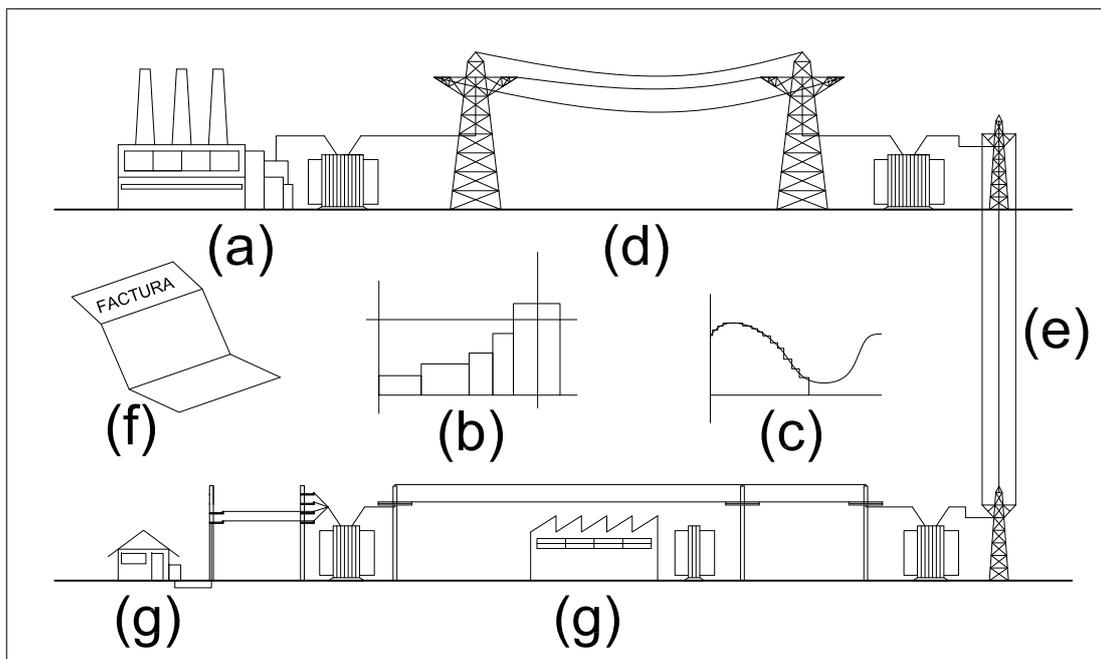


Fig. 3.9 Agentes del Sector Eléctrico. Ley 24/2013, del Sector Eléctrico

- Los productores de energía eléctrica 3.9.a, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

- El operador del mercado 3.9.b, que es aquella sociedad mercantil que asumirá la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.
- El operador del sistema 3.9.c, que es aquella sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.
- El transportista 3.9.d, que es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte y todas aquellas funciones que garanticen el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes.
- Los distribuidores 3.9.e, que son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.
- Los comercializadores 3.9.f, que son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la presente ley. Reglamentariamente se establecerá el procedimiento y requisitos para ser comercializador de referencia.
- Los consumidores 3.9.g, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.
- Los gestores de cargas del sistema, que son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética. Los gestores de carga del sistema son los únicos sujetos con carácter de cliente mayorista en los términos previstos en la normativa comunitaria de aplicación.

Esta Ley también redefine las características de la actividad de distribución de energía eléctrica, en los artículos 38 a 42. Mientras que en el artículo 14 establece que las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones

de acuerdo al principio de realización de la actividad al mínimo coste para el sistema eléctrico. Dicha reglamentación llegó con el Real Decreto 1048/2013 [148]. Del que posteriormente se modificaron distintas disposiciones con la entrada en vigor del Real Decreto 1073/2015 [149]. Un resumen gráfico de la evolución de la legislación referente a la retribución de la actividad de distribución eléctrica se puede ver en la figura ??.

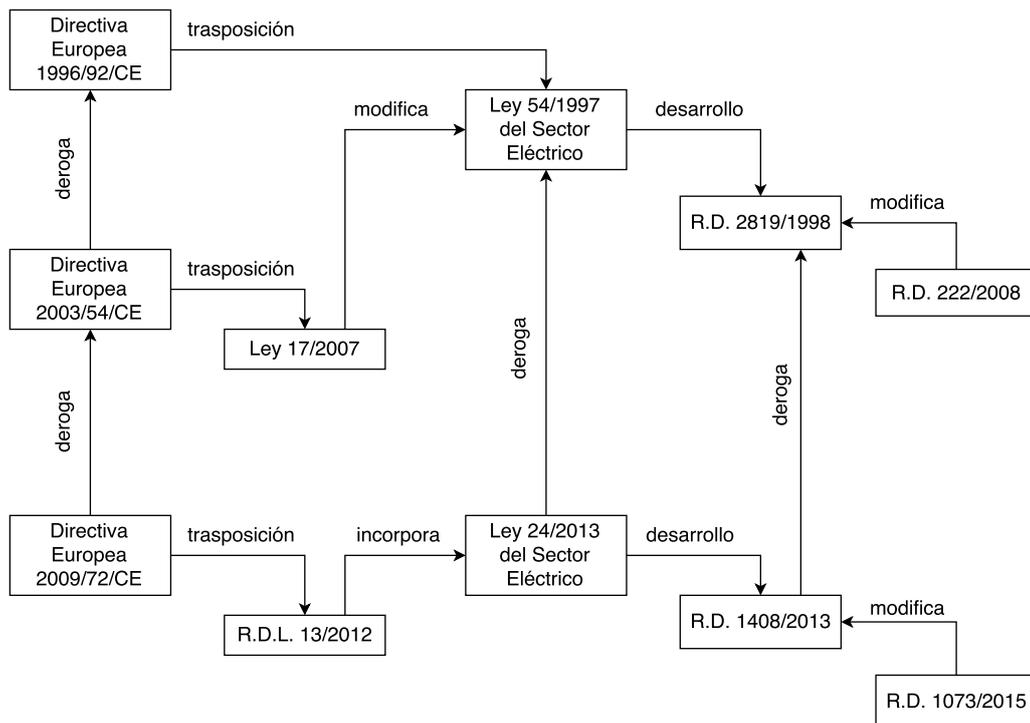


Fig. 3.10 Evolución Legislativa de la Actividad de Distribución Eléctrica

3.4.3 Marco jurídico de la actividad de distribución.

La ley 24/2013 define la actividad a desarrollar por las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Así como determina dos grupos de empresas distribuidoras, las que cuentan con más de 100.000 puntos de suministros, y las que no. En la figura 3.11 se pueden ver las zonas de implantación de cada una de las cinco grandes empresas distribuidoras que desarrollan su actividad en España. Estas empresas son Endesa Distribución S.L.U., Iberdrola Distribución S.L.U., Gas Natural - Fenosa Distribución S.L.U., EDP - HC Energía Distribución S.L.U. y EON España Distribución S.L.U. Además existen más de 300 pequeñas distribuidoras entre empresas y cooperativas que desarrollan esta actividad en zonas concretas y con menos de 100.000 puntos de suministro. Y por último establece las funciones para todas las empresas distribuidoras, que se detallan de forma resumida a continuación:

- Construir, mantener y operar las redes eléctricas que unen el transporte con los centros de consumo.
- Ampliar las instalaciones para atender a nuevas demandas de suministro eléctrico.
- Presentar anualmente sus planes de inversión.
- Medir el consumo de cada cliente y transferir esta información al comercializador.
- Calcular los peajes o tarifas de acceso y transferir esta información al comercializador.
- Asegurar un nivel adecuado de calidad de servicio.
- Responder a todas las solicitudes de acceso y conexión.
- Mantener actualizada la base de datos de puntos de suministro.

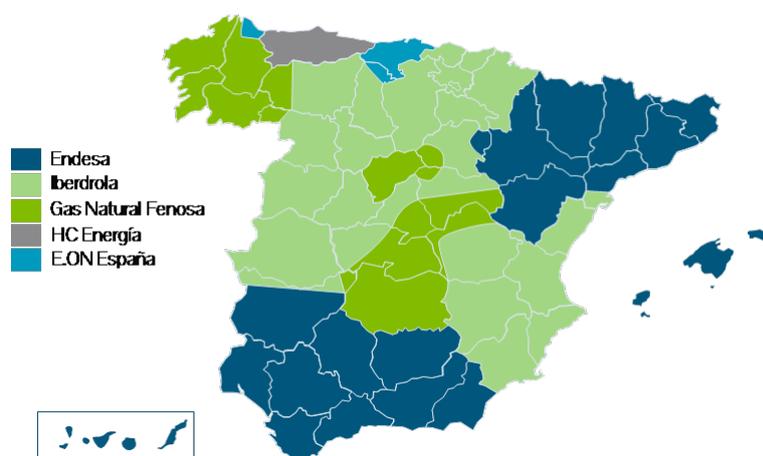


Fig. 3.11 Mapa de las zonas de implantación de las grandes distribuidoras. REE.

3.4.4 Retribución de la actividad de distribución eléctrica.

El Real Decreto 1048/2013 desarrolla la metodología para calcular la retribución de la actividad de distribución eléctrica para empresas con más de 100.000 puntos de clientes conectados a sus redes. Esta metodología aplica tres cambios fundamentales, definidos previamente en la Ley 24/2013. En primer lugar fija un modelo retributivo por periodos regulatorios de seis años de vigencia. En segundo el cobro de la retribución por nuevas instalaciones de distribución puestas en servicio en el año n se iniciara en el año $n+2$. Y por ultimo, la actividad de distribución pasa a ser considerada de bajo riesgo financiero, por lo

que la tasa de retribución financiera del activo con derecho a retribución esta reverenciada a las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario.

La retribución anual de la actividad de distribución esta recogida en el Capitulo III, Articulo 10.2 del citado Real Decreto. Que la define como la retribución reconocida al distribuidor i en el año n por el desempeño de su actividad el año $n-2$ se determinara mediante la siguiente expresión 3.7.

$$R_n^i = R_{Base}^i + R_{NI}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i \quad (3.7)$$

donde:

R_n^i	Retribución reconocida al distribuidor i en año n por su actividad desempeñada el año $n-2$.
R_{Base}^i	Retribución Base, retribución por inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive, y que contienen en servicio el año $n-2$.
R_{NI}^i	Retribución Nuevas Instalaciones, retribución por inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base, y que continúen en servicio el año $n-2$.
$ROTD_n^i$	Retribución por Otras Tareas reguladas Desarrolladas por la empresa el año $n-2$.
Q_n^i	Incentivo o Penalización de Calidad, asociado a los indicadores de calidad de los años $n-4$ a $n-2$.
P_n^i	Incentivo o Penalización de Perdidas, asociado al nivel de perdidas de su red entre los años $n-4$ a $n-2$.
F_n^i	Incentivo a la reducción del fraude, asociado a la reducción del fraude lograda el año $n-2$.

De estos seis términos, hay dos que no estan directamente vinculados con la planificación de la red de distribución. $ROTD_n^i$ que recoge la retribución por actividades como, lectura de contadores, facturación y acceso a peajes, atención telefónica a clientes, tasas de ocupación de vía pública y costes de la estructura de la empresa. Y F_n^i que se basa en la retribución del 20% del fraude detectado y declarado por la empresa distribuidora. Quedándonos la expresión de la siguiente forma.

$$R_n^i = R_{Base}^i + R_{NI}^i + Q_n^i + P_n^i$$

En esta expresión se puede considerar que los dos primeros términos establecen la base retributiva de las instalaciones, tanto previas como posteriores al año base; mientras que los dos segundos términos son incentivos y/o penalizaciones sobre esta base. A continuación se va a detallar el método de cálculo de estos incentivos, para posteriormente detallar la metodología de cálculo de la retribución base. Un desarrollo más profundo de la legislación que rige la retribución de la actividad de distribución se puede encontrar en el **Anexo B**. El incentivo o penalización de calidad Q_n^i , puede oscilar entre el +2% y el -3% de la retribución sin incentivos y se determina de acuerdo a la expresión 3.8

$$Q_n^i = \beta^i * \mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} * K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4} * PENS^{n-2 \rightarrow n-4} * PInst_i^{n-2 \rightarrow n-4} * (\overline{TIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5} - \overline{TIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4}) \quad (3.8)$$

donde:

β^i	Coficiente que pondera la situación de la empresa i respecto a la media nacional en el periodo regulatorio.
$K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Coficiente que valora la distribución zonal de la calidad.
$PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$	Precio de la energía no suministrada por motivos de calidad de suministro.
$PInst_i^{n-2 \rightarrow n-4}$	Potencia promedio instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-2$ a $n-4$.
$TIEPI_i^{n-i \rightarrow n-j}$	Promedio del $TIEPI$ entre los años $n-i$ y $n-j$.

El incentivo o penalización de pérdidas P_n^i , puede oscilar entre el +1% y el -2% de la retribución sin incentivos y se determina de acuerdo a la expresión 3.9

$$P_n^i = \alpha^i * PE_{n-2 \rightarrow n-4} * (P_{n-3 \rightarrow n-5}^i - P_{n-2 \rightarrow n-4}^i) * \frac{1}{3} * \sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4} \quad (3.9)$$

donde:

α^i	Coeficiente que pondera la situación de la empresa i respecto a la media nacional en el periodo regulatorio.
$PE_{n-2 \rightarrow n-4}$	Precio de la energía pérdida.
$P_{n-i \rightarrow n-j}^i$	Promedio de las pérdidas relativas de la empresa entre los años $n-i$ y $n-j$.
$\sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Energía medida en los puntos frontera en el periodo de $n-2$ a $n-4$.

La retribución base de la actividad de distribución eléctrica esta compuesta de dos términos, R_{Base}^i y R_{NI}^i , que conceptualmente tienen el mismo significado, retribución por inversión y operación y mantenimiento; con la diferencia de que el segundo es aplicado a instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base, expresión B.21 y el primero para instalaciones puestas en servicio el año base o con anterioridad, expresión 3.11.

$$R_{NI}^i = \sum_{\forall \text{ instalación } j} R_n^j + ROMNLAE_{NI}^i * \alpha_{NI}^{iO\&M} \quad (3.10)$$

$$R_{Base}^i = RI_{Base}^i + ROM_{Base}^i \quad (3.11)$$

donde:

R_n^j	Retribución a percibir por el elemento de inmovilizado j .
$ROMNLAE_{NI}^i$	Retribución por operación y mantenimiento.
$\alpha_{NI}^{iO\&M}$	Factor de eficiencia de la O&M.
RI_{Base}^i	Retribución base por inversión.
ROM_{Base}^i	Retribución base por O&M.

En el **Anexo B** se detalla con mayor profundidad la metodología de calculo, incluyendo la formula del calculo del año base, así como un listado de los conceptos retributivos establecidos administrativamente, los propios de la empresa distribuidora y los referentes al mercado o competencia.

3.4.5 Reflexiones sobre la regulación del Sector Eléctrico.

Transcurridos dieciséis años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, puede decirse que, esencialmente, gran parte de sus objetivos se han cumplido. El nivel de seguridad y calidad del suministro es elevado, dado el nivel de inversiones en redes acometidas en los últimos años y la existencia de una mezcla de fuentes de energía diversificada, máxime si se tiene en cuenta la situación de aislamiento del sistema que presenta por la propia

configuración física del territorio. Por su parte, el proceso de liberalización se ha desarrollado incluso más rápido que lo exigido por las Directivas europeas, permitiendo a los consumidores la capacidad de elección de suministrador. Finalmente, todo este proceso se ha enmarcado dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna [304].

No obstante, durante este tiempo se han producido cambios fundamentales en el sector eléctrico que han provocado la continua actuación del legislador y motivan la necesidad de dotar al sistema eléctrico de un nuevo marco normativo. Entre ellos conviene destacar el alto nivel de inversión en redes de transporte y distribución, la elevada penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables, la evolución del mercado mayorista de electricidad con la aparición de nuevos agentes y el aumento de la complejidad de las ofertas, y la aparición de un exceso de capacidad de centrales térmicas de ciclo combinado de gas, necesarias por otra parte para asegurar el respaldo del sistema. Asimismo, un elemento determinante para acometer esta reforma ha sido la acumulación, durante la última década, de desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico y que ha provocado la aparición de un déficit estructural.

Las causas de este desequilibrio se encuentran en el crecimiento excesivo de determinadas partidas de costes por decisiones de política energética, sin que se garantizara su correlativo ingreso por parte del sistema. Todo ello agravado por la ausencia de crecimiento de la demanda eléctrica, fundamentalmente consecuencia de la crisis económica [304].

Pese a que los peajes crecieron un ciento veintidós por ciento entre 2004 y 2012, situando el precio de la electricidad en nuestro país muy por encima de la media de la Unión Europea, eran insuficientes para cubrir los costes del sistema. Esta situación de desequilibrio ha llegado al punto de que la deuda acumulada del sistema eléctrico supere en el momento actual los veintiséis mil millones de euros, el déficit estructural del sistema alcanzase los diez mil millones anuales y la no corrección del desequilibrio introdujera un riesgo de quiebra del sistema eléctrico.

Las diferentes leyes se ha revelado insuficiente para garantizar el equilibrio financiero del sistema, entre otras causas porque el sistema de retribución de las actividades reguladas carecía de la flexibilidad necesaria para su adaptación a cambios relevantes en el sistema eléctrico o en la evolución de la economía, de manera similar a lo que ha ocurrido en otros países tras el proceso de liberalización o privatización del sector eléctrico [98, 115].

Además la sobrecapacidad de instalaciones de producción de energía eléctrica es un problema endémico del sector, que en lugar de ser tratado como tal, se continua ignorando. De esta manera los costes derivados de esta sobrecapacidad limitan las inversiones y maniobrabilidad en otros aspectos del sector [396, 397].

Capítulo 4

Modelos de diseño de redes de distribución eléctrica.

La historia de la electricidad es un campo lleno de agradables objetos, de acuerdo con todos los principios genuinos y universales del del gusto deducidos a partir de un conocimiento de la naturaleza humana.

Joseph Priestley. Clerigo, teologo y científico británico
History and Present State of Electricity, 1767.

Contenidos

4.1	Introducción.	127
4.2	Objetivo del estudio.	128
4.3	Nivel de distribución al que es aplicado.	131
4.4	Temporalidad de planificación.	134
4.5	Tipo de planificación.	135
4.6	Funciones objetivo y planteamiento del objetivo.	137
4.6.1	Modelos monoobjetivo.	138
4.6.2	Modelos multiobjetivo.	140
4.7	Restricciones.	143
4.8	Métodos de solución empleados.	145
4.8.1	Métodos exactos y/o programados.	145
4.8.2	Métodos heurísticos y metaheurísticos.	145
4.9	Variables de decisión.	147
4.10	Resumen de la evolución.	152

4.1 Introducción.

La modelización del problema es la parte más bella pero a la par la más compleja; por ello en este capítulo vamos a ver los diferentes planteamientos y características de los problemas de optimización del sistema de distribución de energía eléctrica (DSO), por sus siglas en inglés *Distribution System Optimization* que se puede definir como la mejor actuación para lograr una red que satisfaga la demanda del sistema de la forma más económica, fiable y medioambientalmente menos agresiva, respetando las limitaciones operativas y geográficas.

La planificación de la expansión de los sistemas de distribución es una tarea compleja, ya que es preciso garantizar que el sistema posea una capacidad adecuada, tanto en las subestaciones como en las líneas, para atender las necesidades de energía de los consumidores a lo largo del tiempo. [510]

En la literatura pueden encontrarse algunos autores que emplean métodos exactos, basándose generalmente en programación binaria y un conjunto de restricciones, siendo ambos elementos lineales. De manera que se reduce el elevado esfuerzo de cálculo necesario, pero este procedimiento únicamente permite llevar a cabo una aproximación a la realidad. Son mayoritariamente empleados los métodos heurísticos y metaheurísticos ya que permiten plantear un modelo matemático más fiel a la realidad, permitiendo incorporar funciones y restricciones no lineales, redes de mayor tamaño y manteniendo tiempos de computación aceptables.

La clasificación de los diferentes modelos aplicados a este problema, es muy diferente en función de quien la realice y con que objetivo. Es especialmente singular las diferentes taxonomías empleadas en la literatura, que dependen fundamentalmente de las características que se seleccionen para dicho propósito

La estructuración tabular es la taxonomía más utilizada probablemente por su sencillez para mostrar las diferencias y semejanzas entre los diferentes modelos, esta tabla contiene una columna para cada una de las características del modelo analizadas, y una fila por cada modelo. Algunos ejemplos de estas taxonomías se pueden ver en las revisiones de Jordehi [260], y Georgilakis y Hatziargyriou [199].

La clasificación jerárquica es bastante más compleja que la tabular, debido fundamentalmente a que el primer criterio de selección debe describir de forma explícita la estructura que relaciona a todas las aplicaciones, mientras que en la segunda clasificación esta estructura es implícita. Además la estructura jerárquica supone que no existe solapamiento entre las aplicaciones; hipótesis que por lo general no es cierta y provoca la duplicidad de estructuras secundarias, como ocurre en [193].

También se pueden encontrar revisiones y clasificaciones más antiguas, como [497] de 1993, que recoge los modelos de sistemas de distribución empleados hasta la fecha, pero no las diferentes técnicas de optimización empleadas para la resolución del problema o [214] primera revisión que recoge los inicios de los métodos matemáticos aplicados al problema de distribución eléctrica, incluyendo las diferentes formas de modelizar el problema que surgieron en la primera etapa; muchas de ellas obsoletas actualmente. Posteriormente en 1997 [274] una nueva revisión es publicada, estableciendo las bases para todo el desarrollo posterior, especialmente definiendo las restricciones básicas que debe de cumplir la red eléctrica así como las variables de decisión más comunes. Este nueva diferenciación en las variables de decisión a emplear, trajo consigo la diferenciación en dos problemas de optimización, con ligeros pero definidos matices diferentes, estableciendo diferentes tipos de problemas de optimización en función de la red tratada, distribución o reparto. Por último cabe destacar [221], por la claridad y concisión con la que recopila la modelización del problema en entornos urbanos y su aportación en la unificación y simplificación de la amplia nomenclatura empleada en este tipo de problemas.

A continuación, se van a detallar los diferentes criterios empleados para la clasificación. Tal como se muestra en la figura 4.1 se pueden ver los diferentes criterios que se van a definir posteriormente así como las alternativas existentes bajo cada uno de estos criterios. En los siguientes apartados, titulados como cada criterio; se detalla la definición del criterio de clasificación, las alternativas existentes para cada uno de ellos de forma independiente al resto de criterios, así como una tabla cronológica resumen de las publicaciones clasificadas bajo el criterio correspondiente. En este punto cabe destacar que no todas las publicaciones es posible clasificarlas bajo todos los criterios. Esto se debe a varias razones, existiendo criterios que los propios autores no definen explícitamente en sus publicaciones como pueden ser la temporalidad de la planificación, el nivel de red empleado o el tipo de red analizada. La inclusión de determinadas variables de decisión, dependientes del tipo de problema a analizar. Incluso la propia evolución de los métodos, ya que hasta la última década el horizonte de planificación no se definía, considerando que el desarrollo óptimo se llevaría a cabo de acuerdo a la planificación temporal de la inversión por parte del gestor de la red de distribución.

4.2 Objetivo del estudio.

Tipo de estudio se refiere al objetivo global de aplicación que tiene el problema. Ya que podemos encontrar cinco problemas diferentes, que como veremos más adelante tienen múltiples semejanzas en el modelado y resolución del problema.

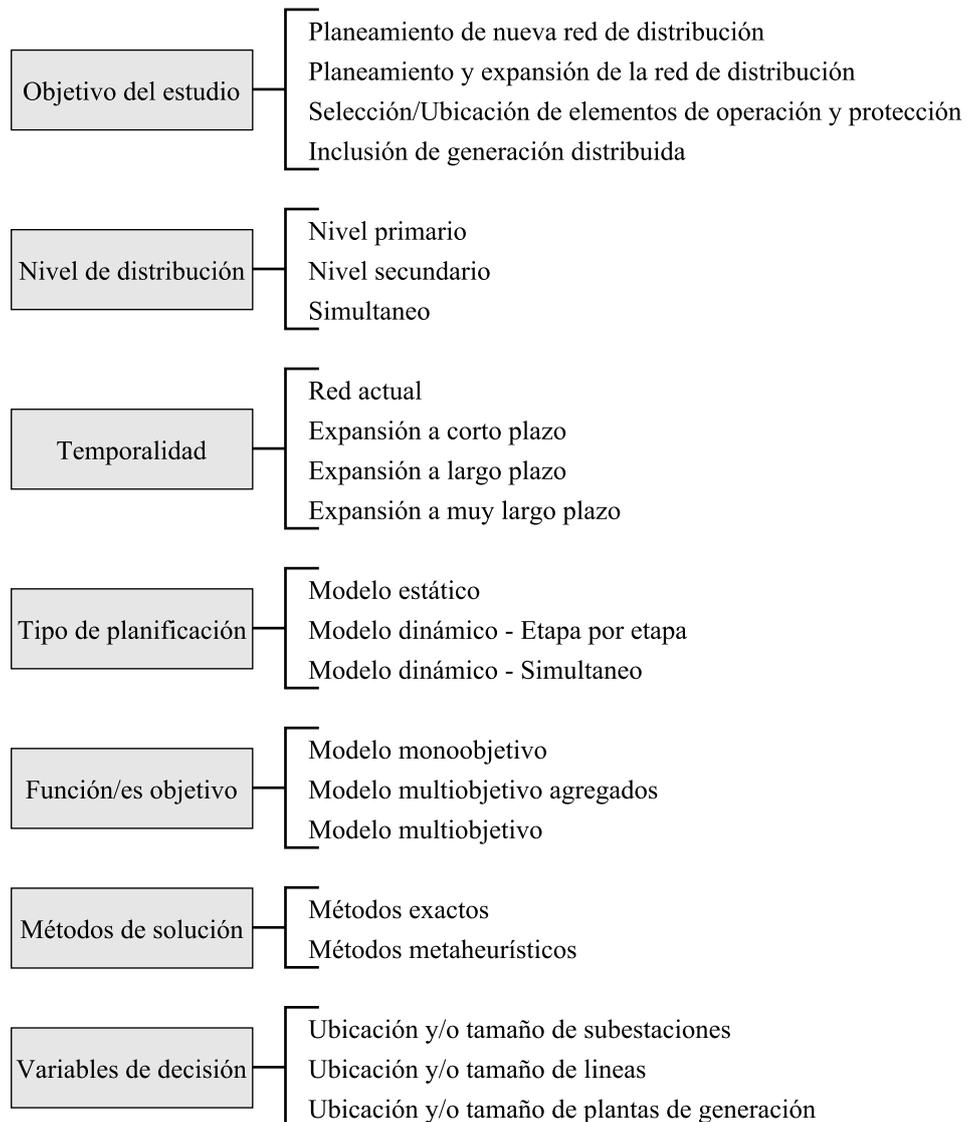


Fig. 4.1 Criterios de clasificación de las publicaciones

Planeamiento de nueva red de distribución: Busca optimizar el desarrollo de una nueva red de distribución eléctrica partiendo de las demandas previstas; suele ser aplicable en nuevos emplazamientos urbanos, generalmente polígonos industriales o barrios residenciales de nueva construcción, y ocasionalmente en la planificación de nuevas ciudades. También es utilizado en redes existentes, asumiendo que la red real no existe para comprobar como hubiera sido el desarrollo.

Planeamiento y expansión de la red de distribución existente: Busca optimizar la expansión de la red de distribución eléctrica atendiendo al crecimiento de demanda así como al crecimiento de la red. Es la más aplicada al permitir optimizar las costosas nuevas instalaciones de elementos de la red.

Selección y/o ubicación de elementos de operación y protección: Busca optimizar la ubicación y tamaño de los elementos de protección en la red, aplicada generalmente en redes existentes, para mejorar su operatividad y aprovechar el mallado de la red para surtirla de líneas auxiliares. Dentro de este problema hay un subtipo que analiza como a través de la reconfiguración de las líneas, se puede dar cabida a la generación distribuida, algunos ejemplos destacables se pueden encontrar en [26, 49, 203, 243, 410, 479].

Inclusión de la generación distribuida: Busca optimizar la inclusión de las plantas de generación distribuida en la red de distribución eléctrica. Dentro de este grupo existen diferentes enfoques que abarcan desde la localización y tamaño de estas plantas de acuerdo a la red de distribución en la que se implementan; que dimensionan la red de acuerdo al potencial de generación o que tratan ambos objetivos simultáneamente. En [513] se puede encontrar una revisión interesante. También cabe destacar que salvo algunos investigadores que trabajan exclusivamente con la generación distribuida [3, 32, 225, 273, 332, 431, 548], en la gran mayoría de las publicaciones la expansión de la red esta incluida en el problema.

Hay que destacar que de estos cuatro tipos de proyectos, los tres primeros llevan siendo estudiados desde el inicio de la investigación operativa en este campo, como se puede ver en la tesis [382]. Siendo la generación distribuida un enfoque que va cobrando fuerza, de acuerdo a las reformas legislativas respecto a ella y su implementación en cada país. Y también que algunos autores han desarrollado modelos del problema que permiten trabajar en la planificación tanto de nuevas redes como en la expansión de las mismas [62, 63, 93, 132, 234, 242, 262, 321, 324].

En la tabla 4.1 se puede ver una recopilación no exhaustiva de las publicaciones referentes a cada uno de los problemas antes mencionados, nueva red, expansión de la red, elementos de operación y protección y generación distribuida; junto con su evolución en el tiempo.

Año	Nueva Red	Expansión de la Red	Elementos de O&P	Generación distribuida
< 2005		[35, 82, 162, 405]	[330, 493, 511]	
2005	[132]	[61, 64, 77, 92, 132, 372, 500]		[225]
2006	[63]	[63, 323, 406]		
2007		[60, 171, 172, 539]		[67, 163]
2008	[137, 234, 347]	[59, 234]		[68, 225, 226]
2009	[93, 262, 283, 356, 357, 452]	[93, 262, 349, 359, 366]		[224, 276, 359]
2010	[246, 379]	[296, 395]		[32, 371, 389]
2011	[182, 321, 340, 520, 540]	[21, 190, 259, 306, 308, 321, 480]	[202]	[160, 319]
2012	[436, 502]	[49, 66, 191, 346, 360, 541, 548]	[23, 325, 329, 339, 443, 444, 474]	[22, 91, 439, 468]
2013	[324]	[192, 255, 256, 258, 324]	[410, 479]	[74, 139, 203, 441, 442, 454, 479, 542, 543]
2014	[62, 242, 284]	[62, 180, 242, 251, 288, 302, 314, 385, 394, 477, 533, 538]	[26, 243, 287, 335, 336, 490, 496]	[8, 26, 243, 332, 431]
2015		[252, 253, 257]	[358, 381]	[3, 273]

Tabla 4.1 Tipos de investigaciones

4.3 Nivel de distribución al que es aplicado.

El nivel de distribución estudiado implica el tipo de red analizada, su tensión y su topología. Abarca tres posibilidades que se detallan a continuación y se pueden apreciar su diferenciación en la figura 4.2, en la que las zonas sin sombreado pertenecen al nivel primario, generalmente

red de media tensión y las sombreadas al secundario, generalmente red de baja tensión. Posteriormente en la tabla 4.2 se puede apreciar su evolución cronológica.

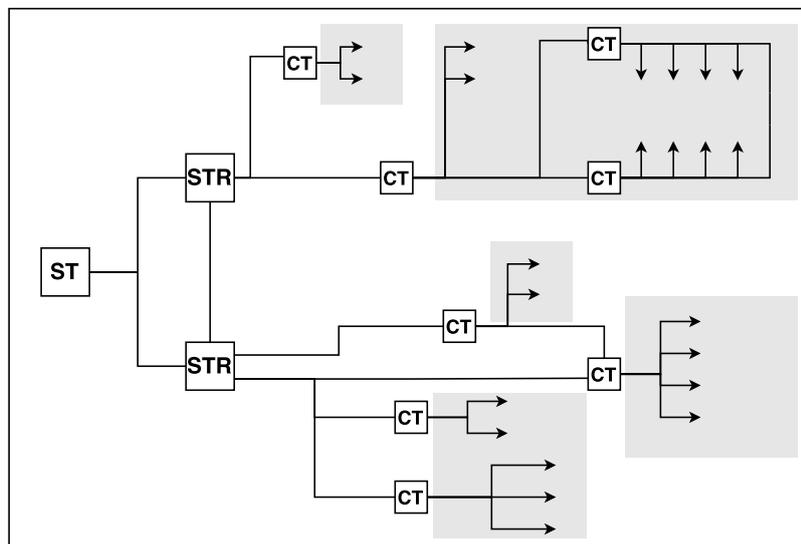


Fig. 4.2 Niveles de la red de distribución

Nivel Primario: en el que trata principalmente la red de reparto en alta tensión y media tensión, siendo esta una red mallada intensamente aunque de operación radial e interconectando subestaciones de transformación, subestaciones de transformación y reparto y centros de transformación. Es la red más estudiada debido a que es la que requiere mayores costes de inversión así como la responsable de la mayor cantidad de pérdidas de energía.

Nivel Secundario: en el que trata principalmente la red de distribución en baja tensión, siendo esta en su mayoría radial e interconectado los centros de transformación con los consumidores. Esta red depende en gran medida de la planificación urbanística, la localización de los puntos de consumo.

Simultaneo: en el que se trata la red completa abarcando los dos niveles anteriormente descritos y generalmente asignando a toda la red una topología radial. Como línea de investigación es la más ambiciosa y a la par la más compleja.

Año	Nivel Primario	Nivel secundario	Simultaneo
< 2005	[35, 70, 212, 311]	[162, 405, 511]	[248, 355]
2005	[61, 64, 77]	[92, 500]	[372]
2006	[63, 323, 406]		
2007	[67, 163, 539]		[60, 171, 172]

Continúa en la pagina siguiente.

Año	Nivel Primario	Nivel secundario	Simultaneo
2008	[59, 68, 137, 225, 226, 347]		
2009	[224, 276, 283, 349, 359, 527]	[93, 356, 357]	
2010	[246, 296, 371, 379, 389]	[395]	
2011	[160, 306, 308, 319, 340, 480, 520]	[182]	[321, 540]
2012	[23, 66, 91, 325, 329, 339, 346, 360, 439, 443, 444, 468, 474, 541]	[49, 325, 360, 548]	
2013	[74, 139, 192, 240, 441, 442, 454, 542, 543]	[203, 324, 479]	
2014	[284, 287, 288, 302, 385, 533, 538]	[12, 180, 314, 332, 490]	[394]

Tabla 4.2 Nivel de Tensión analizado

Debido a las diferentes topologías de la red vinculadas al nivel de tensión cabe destacar algunas publicaciones que se centran en trabajar con instancias *tipo* definidas por diferentes organismos e investigadores. En las que se definen número de nodos, o posibles puntos de subestaciones así como uno o varios niveles de tensión de determinado tipo de red. A continuación, en la tabla 4.3 se puede ver el número de nodos y la tensión nominal de dichas redes. Más detalles sobre estas instancias se pueden encontrar en el *Anexo C*.

Pub.	Número de Nodos	Tensión (kV)	Pub.	Número de Nodos	Tensión Nominal
[63]	21/100	20	[162]	136	13.8
[378]	55	20	[360]	90	11
[212]	21/201	34.5/10	[243]	62	20
[341]	69	20	[242]	62/65	13.8/30
[311]	301	20	[452]	21/54/100	13.2
[180]	23/54	34.5/13.5	[359]	60	20
[49]	33/177	12.66/13.8	[62]	21/100/300	20
[65]	33	12.66	[190]	54/100/182	20
[220]	33/69	34.5/13.5	[12]	9/21	20
[203]	16	13.8	[548]	35	11
[454]	127	20	[8]	33	
[436]	21/54/100		[435]	100	

Continúa en la página siguiente.

Pub.	Número de Nodos	Tensión (kV)	Pub.	Número de Nodos	Tensión Nominal
[413]	25		[431]	9	
[490]	23/69	12.66	[163]	21	
[358]	16/33/69		[70]	40	66
[361]	33/66/119		[409]	54	
[469]	33/69/85/141		[26]	33/69	
[335]	33/119		[336]	33/119	
[457]	25/32		[456]	22/69/85/141	
[511]	21/54/100		[435]	100	
[436]	33	12.66	[287]	54/100	
[410]	33/69		[496]	33/69/119	
[242]	33/37		[273]	12/33/69	

Tabla 4.3 Tamaño y tensión nominal de las redes analizadas

4.4 Temporalidad de planificación.

El periodo de planificación desde el punto de vista del decisor, ya sea este una empresa o un administrador público, abarca cuatro tramos.

Red actual: También se podría considerar de año cero, muy aplicado para la ubicación de elementos de protección y seguridad, así como para la selección de los elementos que deben de entrar en operación en redes malladas de operación radial. En la mayoría de los casos de aplicación únicamente trabaja con los costes operativos de la red.

Expansión a Corto Plazo: Se consideran proyectos a corto plazo los que abarcan un horizonte temporal de entre uno y cuatro años; existiendo planteamientos multietapa aunque en su mayoría planteados como problemas monoetapa.

Expansión a Largo Plazo: Se consideran proyectos a largo plazo los que abarcan un horizonte temporal de entre cinco y diez años; existiendo planteamientos monoetapa aunque en su mayoría planteados como problemas multietapa.

Expansión a muy Largo Plazo: Se consideran proyectos a muy largo plazo los que abarcan un horizonte temporal de más de diez años; no muy extendido por los altos niveles de incertidumbre que implica desde el aspecto técnico de evolución de equipos y producción, a la estimación de la evaluación de la demanda. Además estos análisis tienden a estar más próximos a lo estratégico que a lo operativo. Estos proyectos siempre conllevan un

modelo dinámico que se define en el apartado siguiente. En la literatura podemos encontrar planificaciones a 14 años [322], 20 [180], 24 [454] y 30 [548].

En la tabla 4.4 se recoge una lista no exhaustiva de las diferentes temporalidades aplicadas al problema, definidas explícitamente por los autores. En este punto cabe destacar que la mayoría de los autores no definen una temporalidad específica, ya que esta queda generalmente supeditada a las preferencias o posibilidades de inversión en la red.

Año	Red Actual	Corto Plazo	Largo plazo
< 2010	[511]	[82, 351, 359]	[60, 70, 409, 476]
2011		[21, 190, 259]	
2012		[22, 49, 360, 436]	
2013	[410, 412]	[192, 203, 255, 256, 258, 412, 479]	[412]
2014	[26, 287, 335, 336, 413, 457, 488, 490, 496]	[8, 12, 243, 394, 413, 422]	[62, 180, 242, 332, 413, 431]
2015	[3, 220, 273, 358, 361, 469]	[252, 253, 257]	

Tabla 4.4 Temporalidad del estudio

4.5 Tipo de planificación.

Es el tipo horizonte de planificación que se quiere optimizar y define la forma en la que se trata este periodo. Esto nos puede ofrecer un modelo estático o un modelo dinámico. Como se puede ver en la tabla 4.5

Modelo estático o monoetapa se considera una única etapa de planificación, la demanda de energía eléctrica por parte de los usuarios se considera un valor fijo, y se asume que todas las inversiones se realizan en el mismo instante de tiempo. Es el modelo tradicional de análisis, aunque en la actualidad va perdiendo fuerza frente a los enfoques multietapa. Se considera que el diseño óptimo se realiza con los datos de las demandas de potencias de los centros de consumo al final del período de tiempo considerado en la planificación. La configuración del sistema de distribución que se obtendrá con este método será válida dentro de ese período, en el que se conocen los parámetros que pueden influir en las variables del problema de optimización.

Modelo dinámico o multietapa se consideran varias etapas de planificación, generalmente anuales. Es más complejo que los problemas monoetapa debido al crecimiento incierto de la demanda lo que obliga al desarrollo de modelos de carga que permitan su estimación.

Dentro de los modelos multietapa se pueden considerar dos tipos, *Modelo multietapa - Etapa por etapa* que optimiza cada etapa de forma independiente, en este caso la red óptima del primer periodo es la base para la red óptima del segundo periodo; y así sucesivamente. Este procedimiento ofrece resultados óptimos para cada periodo de análisis o inversión; pero no siempre un óptimo global para el total del periodo de planificación. El *Modelo multietapa - Simultaneo* que optimiza el periodo completo de planificación, estructurando las inversiones en las múltiples etapas definidas. Con el objetivo de asegurar un óptimo para la totalidad del tiempo de planificación, a costa de no asegurar el óptimo en cada etapa. En este sistema se resuelve una primera optimización para el año horizonte. Por ejemplo si el horizonte es a seis años esta primera optimización se resuelve para el año seis. Posteriormente, se realizan sucesivas optimizaciones mono-etapa para los años intermedios ($t=1, t=2, \dots$), donde los posibles tamaños y localización de las subestaciones y líneas futuras son obtenidos de la optimización realizada en el horizonte. Así, sucesivamente, se irán obteniendo diseños óptimos para cada una de las etapas y se habrá alcanzado el horizonte fijado, utilizando varios procesos mono-etapa.

Año	Modelo estático	Modelo dinámico Etapa por Etapa	Modelo dinámico Simultaneo
< 2005	[70, 82, 212, 351]	[409]	[162, 322, 330]
2005	[61, 64, 77, 92, 372, 500]		
2006	[63, 323, 406]		
2007	[60, 171, 172, 539]	[67, 163]	
2008	[68, 347]	[59, 137, 225, 226]	
2009	[93, 224, 276, 283, 349, 356, 357]	[359, 527]	
2010	[246, 296, 371, 379, 389]	[395]	
2011	[21, 182, 190, 259, 319, 321, 340, 480, 540]	[160, 306, 520]	[308]
2012	[22, 23, 66, 91, 325, 329, 339, 435, 436, 439, 443, 444, 468, 474, 548]	[49, 360, 541]	[346]

Continua en la pagina siguiente.

Año	Modelo estático	Modelo dinámico Etapa por Etapa	Modelo dinámico Simultaneo
2013	[74, 192, 255, 256, 258, 324]	[139, 240, 441, 442, 454, 479, 542, 543]	[203, 412]
2014	[62, 180, 242, 251, 284, 287, 288, 302, 394, 477, 533]	[242, 243, 332, 385, 413, 538]	[8, 12, 242, 431]
2015	[252, 253, 257]		

Tabla 4.5 Tipo de la planificación

4.6 Funciones objetivo y planteamiento del objetivo.

Las principales funciones objetivo incluidas en las decisiones sobre planificación de la red de distribución eléctrica son referentes a costes y pérdidas. Dentro de las funciones objetivo de costes se pueden encontrar varios tipos, funciones que únicamente engloban los costes de inversión en nuevas instalaciones o los costes variables de operación y mantenimiento de la red; funciones objetivo que trabajan con todos los costes de la red y funciones objetivo que además de englobar los costes totales de la red, incluyen la regulación de esta en la función. Esto provoca que cuando se trata de países donde la actividad de distribución está liberalizada esta función se convierta en un objetivo a maximizar, si hablamos de la retribución; en lugar de minimizar los costes. En los referentes a las pérdidas, las dos funciones objetivo más presentes en la literatura son las pérdidas asociadas a fallos en los equipos o cortes en las líneas, también conocidas como Energía Esperada No Suministrada (EENS); y que busca maximizar la fiabilidad de la red. Y las pérdidas técnicas de las líneas, debidas al efecto Joule. En este punto es importante destacar, que aunque las pérdidas producidas en un conductor no son únicamente las que produce el efecto Joule, si que son estas las mayores y por tanto es típico aplicar una relajación al problema obviando otras pérdidas, para favorecer la velocidad de cálculo. En menor medida aparecen otras funciones objetivo como minimización del impacto ambiental, pérdidas en transformadores, etc... En la figura 4.3 se puede ver como los diferentes objetivos antes mencionados son empleados en las diferentes tipos de estudios anteriormente definidos.

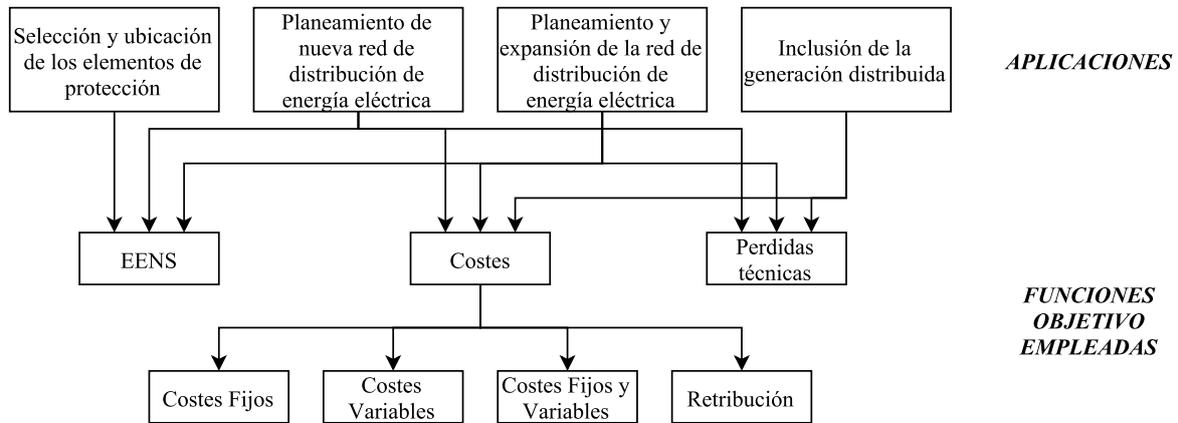


Fig. 4.3 Funciones objetivo para cada tipo de aplicación

El planteamiento del objetivo del problema, se puede presentar como un problema de uno o varios de los objetivos mencionados en el apartado anterior. La evolución cronológica de la literatura muestra como ocurría en lo referente al modelo de planificación, los esfuerzos de los investigadores por aproximar los modelos a los casos reales. El problema inicial de diseño óptimo de la red de distribución eléctrica ha sido considerado en la literatura especializada la minimización de una única función objetivo que representa el coste de inversión en nuevos elementos o el coste global de la red [7, 35].

4.6.1 Modelos monoobjetivo.

En la primera época de estudio, la mayoría de los problemas eran monoobjetivo y generalmente con una función objetivo referente a costes de inversión. Una expresión general puede ser la expresión (4.1). Donde se contabiliza la inversión en nuevas subestaciones en el primer termino, y de nuevas líneas en el segundo. Posteriormente se fueron agregando los costes variables de operación y mantenimiento de la red, estableciéndose estos como una función generalmente lineal dependiente de la potencia o longitud de la línea (4.2).

$$\sum_{k \in N_{SF}} \sum_{b \in N_b} (CF_k)_b + \sum_{(i,j) \in N_{LF}} \sum_{a \in N_a} (CF_{ij})_a \quad (4.1)$$

$$\sum_{k \in N_{SF}} \sum_{b \in N_b} [(CF_k)_b + (CV_k)_b] + \sum_{(i,j) \in N_{LF}} \sum_{a \in N_a} [(CF_{ij})_a + (CV_{ij})_a] \quad (4.2)$$

donde:

$(CF_k)_b$ = Coste fijo o de inversión de la subestación que se construye en el nodo k , de tamaño b .

$(CF_{ij})_a$ = Coste fijo o de inversión de la línea que se construye en la ruta (i, j) , de tamaño a .

$(CV_k)_b$ = Coste variable o de operación y mantenimiento de la subestación que se construye en el nodo k , de tamaño b .

$(CV_{ij})_a$ = Coste variable o de operación y mantenimiento de la línea que se construye en la ruta (i, j) , de tamaño a .

N_{SF} = Conjunto de nodos asociados a subestaciones futuras.

N_{LF} = Conjunto de rutas asociados a líneas futuras.

N_b = Conjunto de tipo de subestaciones propuestos para la construcción.

N_a = Conjunto de tipo de líneas propuestos para la construcción.

Algunas de las publicaciones con una única función de costes de inversión pueden ser [28, 65, 217, 344, 351, 353, 354, 380, 383, 440] todas ellas de la última década del siglo XX, en los últimos años pocos investigadores se limitan a esta única función, aunque caben destacar las publicaciones [23, 468] del 2012 y [180] del 2014. Las referencias a estudios que engloban los costes de inversión y los de operación y mantenimiento son más amplias, en la tabla 4.6 se recoge su evolución cronológica.

Año	Publicaciones
< 1990	[138, 213, 215, 320, 393, 489, 535]
1990 - 2000	[43, 96, 162, 193, 237, 322, 400, 404, 407, 460, 473]
2000 - 2005	[92, 116, 128, 132, 212, 233, 341, 378, 405, 507, 509, 509]
2005 - 2010	[60, 67, 68, 93, 137, 225, 226, 234, 262, 296, 296, 379]
2011	[160, 182, 321, 480, 520, 540]
2012	[66, 191, 325, 346, 346, 360, 474, 541]
2013	[139, 240, 324, 412, 454, 542]
2014	[12, 26, 284, 288, 302, 394, 413, 538]

Tabla 4.6 Modelos monoobjetivo de costes globales

Dentro del planteamiento monoobjetivo del problema de optimización de la red de distribución eléctrica existe otra vertiente que opera buscando reducir las pérdidas de energía en el transporte a través de la reconfiguración de los elementos de operación de la red [511], algunas publicaciones de los últimos años están recogidas en la tabla 4.7, destacando dentro

de ellas las que aprovechan esta reconfiguración para además de reducir las pérdidas dar entrada a la red a las plantas de generación distribuida.

Año	Sin generación distribuida	Con generación distribuida
2014	[335, 336, 490]	[410]
2015	[358, 361, 496]	[3, 273]

Tabla 4.7 Modelos monoobjetivo de pérdidas

4.6.2 Modelos multiobjetivo.

La formulación multiobjetivo dio lugar a dos planteamientos en función de si las preferencias son articuladas antes o después [315]; en el primer caso el decisor establece los pesos de cada uno de los criterios antes de ejecutar el algoritmo de optimización; mientras que en el segundo el algoritmo es implementado para conseguir el conjunto óptimo de Pareto para que posteriormente el decisor impongan sus preferencias sobre dicho conjunto.

Modelos multiobjetivo por agregación.

En este caso se limita a agregar las funciones de pérdidas o de confiabilidad a las función costes. Para ello establecen previamente un coste de la energía, de manera que la función objetivo tipo sigue siendo la minimización de costes. En la literatura se encuentran bastante extendidas cuatro tipo de funciones objetivo que agregan diferentes elementos bajo esta premisa. Los dos primeros se pueden considerar los que agregan a los costes de inversión el coste de la energía perdida, ya sea por pérdidas técnicas o producto de los fallos de la red. Las expresiones 4.3 y 4.4 se pueden considerar sus expresiones generales respectivamente. La expresión 4.5 aglutina los costes fijos, las pérdidas y la confiabilidad, definiendo el tercer tipo de función de agregación tipo. Y por último dentro de las más empleadas también se puede encontrar que en este función se agregen, tanto los costes fijos como los de operación y mantenimiento junto con las pérdidas por fiabilidad, de acuerdo a la expresión 4.6. Su evolución cronológica se puede ver en la tabla 4.8. Y por ultimo cabe destacar las publicaciones [242, 243] que opera con los costes globales y los costes asociados a pérdidas técnicas; [8, 431] que agregan los costes globales, la confiabilidad y las pérdidas técnicas; [49, 163, 441, 442] que adapta la función de costes, trabajando bajo la premisa de maximizar la rentabilidad y [457, 548] que incorpora los costes derivados de las emisiones.

$$\sum_{k \in N_{SF}} \sum_{b \in N_b} (CF_k)_b + \sum_{(i,j) \in N_{LF}} \sum_{a \in N_a} (CF_{ij})_a + \sum_{(i,j) \in N_{LF}} CPT_{i,j} \quad (4.3)$$

$$\sum_{k \in N_{SF}} \sum_{b \in N_b} (CF_k)_b + \sum_{(i,j) \in N_{LF}} \sum_{a \in N_a} (CF_{ij})_a + \sum_{k \in N_{SF}} CEENS_k \quad (4.4)$$

$$\sum_{k \in N_{SF}} \sum_{b \in N_b} (CF_k)_b + \sum_{(i,j) \in N_{LF}} \sum_{a \in N_a} (CF_{ij})_a + \sum_{(i,j) \in N_{LF}} CPT_{i,j} + \sum_{k \in N_{SF}} CEENS_k \quad (4.5)$$

$$\sum_{k \in N_{SF}} \sum_{b \in N_b} [(CF_k)_b + (CV_k)_b] + \sum_{(i,j) \in N_{LF}} \sum_{a \in N_a} [(CF_{ij})_a + (CV_{ij})_a] + \sum_{k \in N_{SF}} CEENS_k \quad (4.6)$$

donde:

$CEENS_k$ = Coste asociado a la Energía Esperada No Suministrada, en el nodo k .

$CPT_{i,j}$ = Coste asociado a las pérdidas técnicas ocasionadas por el transporte de energía eléctrica, en la ruta (i, j) .

Año	CF + CPT	CF + CEENS	CF + CPT + CEENS	CF + CV + CEENS
2005	[61, 372, 500]		[64, 77]	
2006				
2007	[539]			[171, 172]
2008	[59]			[347]
2009	[224, 349, 356, 357]		[276]	[359]
2010	[246]		[395]	[371, 389]
2011	[340]	[21, 259]		[306, 319]
2012	[339, 443]	[22]	[329, 439, 444]	[91, 360]
2013		[255, 256, 258]		[203, 479, 543]
2014		[251]		[62, 385, 533]
2015		[252, 253, 257]		

Tabla 4.8 Modelos multiobjetivos agregados

Modelos multiobjetivo.

El avance de los métodos matemáticos, trajo consigo la posibilidad de acercar estos modelos a la realidad incorporando el enfoque multiobjetivo. De forma que ya no hacia falta convertir

los objetivos en objetivos económicos para su análisis. Esto ha permitido que los objetivos técnicos del sistema ya no estén supeditados al coste de la energía establecido en el modelo, lo que provocaba una gran influencia de este valor sobre los resultados. Este planteamiento, permite al decisor trabajar con más información y comprobar las variaciones de los resultados en función de sus preferencias en un frente de Pareto

Dando lugar a un planteamiento multiobjetivo conceptualmente similar al siguiente. Una función de costes y una función de confiabilidad o de perdidas. La función de costes recoge como en los casos anteriores los costes globales de la red, expresión 4.7.

$$\begin{aligned} & \sum_{(i,j) \in N_{LF}} \sum_{a \in N_a} (CF_{ij})_a + (CV_{ij})_a [(X_{ij})_a^2 + (X_{ji})_a^2] + \\ & \sum_{k \in N_{SF}} \sum_{b \in N_b} (CF_k)_b + (CV_k)_b (X_k)_b^2 \end{aligned} \quad (4.7)$$

donde:

$(X_{ij})_a$ y $(X_{ji})_a$ = Potencia aparente en kVA, transportada por la línea (i, j) asociado a una línea del tipo a .

$(X_k)_b$ = Potencia aparente en kVA, suministrada por el nodo k asociado a una subestación del tipo b .

La función de fiabilidad o confiabilidad de la red, suele partir de la definición de indisponibilidad de la red, asociada al tiempo de reparación de la línea, y al tiempo de restauración del servicio establecida por Billinton y Wang en 1998 [42]. Esta define la indisponibilidad como la expresión (4.8) y la Energía Esperada No Suministrada (EENS) por la indisponibilidad como (4.9). Siendo esta función a también a minimizar.

$$\sum_{(i,j)} (\lambda_{ij})(r_{ij})(l_{ij}) \quad (4.8)$$

$$\sum_{(i,j) \in N_{LF}} \sum_{a \in N_a} (\lambda_{ij})_a (r_{ij})_a (l_{ij})_a [(\bar{P}_{i,j})_a + (\bar{P}_{j,i})_a] \quad (4.9)$$

donde:

(λ_{ij}) = Tasa de fallo por unidad de longitud de la línea asociada a la ruta (i, j) .

(r_{ij}) = Tiempo medio de parada hasta la restauración del servicio por cada fallo técnico o parada programada de la línea asociada a la ruta (i, j) .

(l_{ij}) = Longitud de la línea asociada a la ruta (i, j) .

$(\bar{P}_{i,j})_a$ y $(\bar{P}_{j,i})_a$ = Potencia activa transportada por la línea asociada a la ruta (i, j) , tipo a .

La función objetivo de perdidas es la más compleja de generalizar, más allá de la expresión 4.10. Adaptándose en las diferentes publicaciones a las variables de decisión

empleadas, siendo destacables dos casos. En primer lugar las aplicaciones que trabajan sobre redes radiales y buscan reconfigurar los elementos de operación o la propia operación dinámica de estos elementos. Y en segundo las aplicaciones que incluyen la generación distribuida, en cuyos casos las pérdidas se suelen vincular a la energía vertida por las diferentes plantas de generación a la red.

$$\sum_{(i,j)} PT_{ij} + \sum_{(k)} PT_k \quad (4.10)$$

En la tabla 4.9 se recoge una recopilación de publicaciones multiobjetivo de acuerdo a la función objetivo que acompaña a la función costes en cada modelo.

Año	Confiabilidad	Perdidas
< 2004	[73, 263, 403, 408]	[70, 409]
2004 - 2009	[63, 188, 283, 323, 366, 406, 421]	[177]
2010	[32, 189]	
2011	[190, 192, 308, 434]	[202]
2012	[435, 436]	[502]
2013	[192]	[74]
2014	[287, 477]	[332, 457, 488]
2015		[220, 469]

Tabla 4.9 Modelos multiobjetivo

4.7 Restricciones.

La modelización de la red de distribución de energía eléctrica esta sujeta a una serie de limitaciones técnicas, que delimitan la factibilidad o no de una posible red. Entre ellas se encuentran, el balance de potencia (4.11), la caída de tensión máxima admisible (4.12), la topología radial (4.13) y la capacidad de los diferentes elementos de la red; líneas (4.14) y subestaciones (4.15). Además hay una otra serie de restricciones bastante empleadas en la literatura pero no obligatorias para el diseño de una red; como pueden ser la estandarización

de las líneas y/o equipos, la conectividad total, el equilibrio de fases, la inversión máxima o el desarrollo de las líneas de acuerdo a la planificación urbanística entre otras.

$$D_k - (X_k) - \sum_{b \in N_b} (X_k)_b = \sum_{i \in N_{kE}} [(X_{ik})_E - (X_{ki})_E] + \sum_{i \in N_{kP}} \sum_{a \in N_a} [(X_{ik})_a - (X_{ki})_a] \quad (4.11)$$

$$V_k \geq V_{nom} \left[1 - \frac{\% \Delta V_{nom}}{100} \right]; \forall k \quad (4.12)$$

$$\sum_{(i,j) \in N_{LE}} z_{ij} + \sum_{(i,j) \in N_{LF}} z_{ij} + \sum_{(i,j) \in N_{LP}} \sum_{a \in N_a} (Y_{ij})_a \leq (nt) - \left[N_{SE} + N_{SF} + \sum_{(k) \in N_{SP}} \sum_{b \in N_b} (Y_k)_b \right] \quad (4.13)$$

$$0 \leq (X_{ij}) \leq U_{max}; \forall (i, j) \in N_L \quad (4.14)$$

$$0 \leq (X_k) \leq U_{max}; \forall (k) \in N_S \quad (4.15)$$

donde:

D_k = Potencia en kVA, demandada en el nodo k .

X_k = Potencia aparente en kVA, suministrada por el nodo k .

V_k = Tensión en kV, en el nodo k .

V_{nom} = Tensión nominal en kV, asociada al sistema de distribución.

$z_{i,j}$ = Variable binaria asociada a la ruta i, j . Dicha variables es igual a uno si el flujo de energía en la línea asociada a la ruta i, j no es nulo. En caso contrario $z_{i,j}$ es nula.

$(Y_{ij})_a$ = Variable binaria que determina la construcción o no de una línea eléctrica con tamaño a en la ruta i, j .

$(Y_k)_b$ = Variable binaria que determina la construcción o no de una subestación con tamaño b en el nodo k .

N_{LP} = Conjunto de rutas asociados a líneas propuestas.

N_{SP} = Conjunto de nodos asociados a subestaciones propuestas.

N_L = Conjunto de rutas asociadas a líneas existentes o futuras.

N_S = Conjunto de nodos asociadas a subestaciones existentes o futuras.

U_{max} = Capacidad máxima en kVA, de suministro o transporte de una subestación o línea respectivamente.

En lo referente a caída de tensión, cabe destacar las diferentes formas de calculo de acuerdo a la normativa de cada zona geografica. En las expresiones 4.16 y 4.17 se puede

apreciar la significativa diferencia en la forma de calcular la caída de tensión de una línea, como diferencia de voltajes entre dos puntos.

$$\% \Delta V = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \quad (4.16)$$

$$\% \Delta V = \frac{V_1 - V_2}{V_2} \quad (4.17)$$

4.8 Métodos de solución empleados.

4.8.1 Métodos exactos y/o programados.

Los modelos matemáticos de optimización que utilizan métodos exactos y/o programación matemática para resolver el problema se enfrenta a tres dificultades principales, la fuerte no linealidad, la incertidumbre en la demanda y el uso de variables discretas. Una revisión no exhaustiva de los métodos exactos empleados se puede ver en la tabla 4.10.

Método	Publicaciones
CMA - ES	[431]
Fuzzy Math Prog	[264]
PLEM	[41, 138, 162, 213, 215, 225, 299, 372, 407, 446, 468, 507, 509, 509, 527]
PNLEM	[171, 172, 180, 242, 243, 360]
PCEM	[393, 460]
PD	[50, 67, 192, 348, 380, 395, 400, 440, 452, 535]
Benders Decomposition	[263, 276, 473]
Branch & Bound	[72, 132, 225, 226, 234, 289, 306, 311, 320, 328, 353, 354, 383, 384, 489]
Branch Exchange	[217, 352, 383]

Tabla 4.10 Modelos resueltos con métodos exactos

4.8.2 Métodos heurísticos y metaheurísticos.

Como dice Willis,

Las llaves de una previsión exitosa están en hacer más que una previsión para comprender cuales y dónde están las fuentes de incertidumbre [522]

A continuación se presenta una recopilación de las diferentes publicaciones que emplean metaheurísticas, clasificadas de acuerdo a la técnicas metaheurísticas empleada, recogidas en la tabla 4.11. Para posteriormente detallar las publicaciones que emplean híbridos para afrontar el problema, en la tabla 4.12.

Método	Publicaciones
ABC	[139]
ACS	[58, 163, 212, 355]
AIS	[60, 109, 480, 481, 490]
ANN	[344]
BBBC	[11, 455–457]
BFOA	[474]
BT REACTIVA	[28]
CAB	[273]
CS	[136, 361]
DE	[76, 267, 312]
EA	[533]
Expert System	[409]
FA	[335, 336]
FAEP	[511]
FIA	[3]
FSLA	[26]
GA	[6, 49, 59, 61, 64, 74, 80, 92, 127, 128, 160, 223, 246, 319, 324, 325, 330, 346, 349, 359, 360, 371, 404, 439, 475, 479, 500, 514, 520, 538]
GRASP	[96]
GSA	[144, 469]
GSO	[496]
HS	[143, 410]
ICA	[331, 412, 413]
LA	[322]
MBFO	[358]
MOPSO	[75, 189, 191, 192, 434–436]
NSGA	[323, 408, 543]

Continúa en la página siguiente.

Método	Publicaciones
NSGA II	[63, 308, 366, 389, 477]
SA	[248, 347, 378, 394, 487, 502]
SPEA	[224, 323]
SPEA II	[421]
TS	[35, 91, 93, 193, 284, 341, 351, 357, 379, 385, 405, 406]
TLBO	[488]

Tabla 4.11 Modelos resuelto con metaheurísticas

Método	Publicaciones
AIS + ACS	[13]
EA + SOA	[287]
TS + Expert System	[27]
GA + ACS	[14]
GA + EA	[65]
GA + LS	[310]
GA + SA + TS	[177]
NSGA + LS	[62]
PSO + BFOA	[238]
PSO + DE	[12]
PSO + HBMO	[364]
PSO + SFLA	[203]

Tabla 4.12 Modelos resuelto con metaheurísticas híbridas

4.9 Variables de decisión.

Las variables de decisión varían en función del problema. En la tabla 4.13 se pueden ver las variables empleadas en los problemas de que tratan la inclusión de la generación distribuida en la red de distribución. En primer lugar las específicas de este tipo de problemas, la ubicación y tamaño de las plantas de generación. Las cuatro siguientes son las generales del problema de optimización de la red; el ubicación y tamaño de las subestaciones y las líneas.

Pub.	PLANTAS		SUBESTACIONES		LINEAS	
	Ubicación	Tamaño	Ubicación	Tamaño	Ubicación	Tamaño
[160]	X	X	X	X	X	X
[49]	X	X				
[203]		X				
[225]		X		X	X	X
[8]		X				
[191]	X	X				
[163]		X		X		X
[67]	X	X	X	X	X	X
[226]		X		X	X	X
[68]	X	X	X	X	X	X
[224]	X	X			X	X
[276]		X		X	X	X
[527]	X	X	X	X	X	X
[371]	X	X			X	
[389]	X	X	X	X	X	X
[319]	X	X			X	X
[541]	X	X	X	X	X	X
[346]	X	X	X	X	X	X
[66]	X	X	X	X	X	X
[360]	X	X	X	X	X	X
[74]	X	X			X	
[542]	X	X	X	X	X	X
[139]	X	X	X	X	X	X
[441]	X	X	X	X	X	X
[442]	X	X	X	X	X	X
[454]	X	X	X	X	X	X
[543]	X	X			X	X
[538]	X	X			X	X
[243]	X	X	X	X		
[479]	X	X				
[332]	X	X				

Continúa en la página siguiente.

Pub.	PLANTAS		SUBESTACIONES		LINEAS	
	Ubicación	Tamaño	Ubicación	Tamaño	Ubicación	Tamaño
[12]	X	X				
[548]	X	X				
[26]	X	X				
[410]	X	X				
[3]	X	X				
[273]	X	X				
[225]	X	X				
[32]	X	X				
[240]	X	X	X	X	X	X

Tabla 4.13 Variables de decisión en problemas de generación distribuida.

En la tabla 4.14 se pueden ver las variables empleadas en los problemas que engloban los elementos de protección y operación en la red de distribución. Son las generales del problema de optimización de la red; el ubicación y tamaño de las subestaciones y las líneas.

Pub.	SUBESTACIONES		LINEAS	
	Ubicación	Tamaño	Ubicación	Tamaño
[502]	X			
[287]	X	X	X	X
[413]	X	X		
[435]			X	X
[533]	X	X	X	X
[302]	X	X	X	X
[436]			X	X
[82]	X			X
[190]	X	X		X
[251]	X		X	X
[255]	X			X
[258]	X	X		X
[252]	X			X
[256]	X			
[257]	X	X		

Continúa en la página siguiente.

Pub.	SUBESTACIONES		LINEAS	
	Ubicación	Tamaño	Ubicación	Tamaño
[21]	X			
[22]	X			
[259]	X			
[253]	X			X

Tabla 4.14 Variables de decisión en problemas de que engloban elementos de PyO.

Por ultimo vamos a ver en la tabla 4.15 las variables empleadas en los problemas de planificación de nuevas redes y en la expansión de estas mismas.

Pub.	SUBESTACIONES		LINEAS	
	Ubicación	Tamaño	Ubicación	Tamaño
[366]	X	X	X	X
[308]	X	X	X	X
[132]	X	X	X	X
[234]	X	X	X	X
[262]	X	X	X	X
[212]	X	X	X	X
[177]	X	X	X	X
[63]	X	X	X	X
[355]	X	X	X	X
[378]			X	X
[406]	X	X	X	X
[405]	X	X	X	X
[341]	X	X	X	X
[409]	X		X	X
[41]			X	X
[162]		X		X
[137]	X	X	X	
[323]	X	X	X	X
[93]	X	X		X
[385]	X	X	X	X
[356]	X	X	X	X

Continua en la pagina siguiente.

Pub.	SUBESTACIONES		LINEAS	
	Ubicación	Tamaño	Ubicación	Tamaño
[192]			X	X
[394]			X	X
[92]	X			X
[372]	X	X	X	X
[500]	X	X	X	X
[64]			X	X
[61]	X	X	X	X
[77]	X	X	X	X
[539]	X	X	X	X
[171]		X		X
[60]			X	X
[172]		X		X
[347]			X	
[59]			X	X
[283]			X	X
[349]	X	X	X	
[357]	X	X	X	X
[359]	X	X	X	X
[379]		X	X	X
[246]			X	X
[296]	X	X	X	X
[395]			X	X
[321]	X	X	X	X
[480]			X	X
[520]			X	
[340]			X	X
[182]	X	X	X	X
[306]	X	X	X	X
[540]	X	X	X	X
[474]			X	
[444]	X		X	

Continúa en la página siguiente.

Pub.	SUBESTACIONES		LINEAS	
	Ubicación	Tamaño	Ubicación	Tamaño
[468]			X	
[23]			X	
[91]	X	X	X	X
[443]	X		X	
[339]			X	X
[360]	X	X	X	X
[325]	X	X	X	X
[439]			X	X
[329]			X	X
[324]	X	X	X	X
[284]			X	X
[180]		X		X
[242]	X	X	X	X
[62]				X
[65]			X	
[322]	X	X		
[469]	X	X		
[488]	X	X		
[70]	X			
[440]			X	X
[169]			X	
[288]			X	

Tabla 4.15 Variables de decisión en problemas de planificación

4.10 Resumen de la evolución.

Las conclusiones que aporta esta revisión bibliográfica son varias. En primer lugar hay que destacar el alto impacto y popularidad que tienen las técnicas metaheurísticas para afrontar problemas relativos a la distribución eléctrica, ya que se han convertido en la principal herramienta de decisión tanto a nivel de investigación como a nivel empresarial para afrontar las grandes inversiones que requieren estos sistemas.

Este alto potencial es especialmente destacable en la cantidad de trabajos realizados aplicando metaheurísticas bioinspiradas, ya sea por su facilidad de implantación o por la calidad de sus resultados. En este punto cabe destacar que la mayoría de los "papers" trabajan con los operadores de reproducción, cruce y mutación estándar, existiendo un alto potencial de desarrollo de operadores adaptados al problema, que faciliten la factibilidad de las soluciones.

En este punto cabe destacar un aspecto negativo, la complejidad del problema así como las diferentes características de cada instancia analizada, complica en gran medida comprobar que metaheurística ofrece realmente mejores resultados frente a este problema. De manera que la distribución eléctrica se ha convertido en campo de pruebas de nuevas metaheurísticas de dudosa eficacia.

Y por último como línea futura dentro del campo se vislumbra la evolución que va a implicar para el problema de diseño de redes de distribución eléctrica la inclusión de la generación distribuida. Esta nueva realidad va a implicar el desarrollo de modelos enfocados a la versatilidad y en los cuales los elementos de operación tengan un peso fundamental. De manera que en lugar de buscar redes económicamente eficaces como ocurre actualmente el objetivo sea el desarrollo de redes inteligentes, capaces de adaptarse tanto a la evolución de la demanda como a las características de las pequeñas plantas de producción.

Capítulo 5

Modelización del problema.

The technology improvements in algorithms, modeling languages, software and hardware have made the methodology accesible, easy to use, and fast.

So the Age of Optimizacion has arrived.

George Lann Nemhauser, 1994

Contenidos

5.1	Introducción.	157
5.2	Funciones Objetivo.	162
5.2.1	Función objetivo de retribución. f_1	162
5.2.2	Función objetivo de perdidas. f_2	168
5.2.3	Función objetivo de fiabilidad. f_3	169
5.3	Restricciones.	170
5.3.1	Capacidad máxima de subestaciones y lineas. r_1	170
5.3.2	Balance de potencia. r_2	170
5.3.3	Caídas de tensión máximas. r_3	171
5.3.4	Radialidad de la red. r_4	172
5.3.5	Estandarización de nuevos elementos. r_5	172
5.3.6	Máxima inversión permitida. r_6	172

5.1 Introducción.

En el problema de planeamiento y expansión de la red de distribución eléctrica, se parte de los elementos existentes, que ya se encuentran en servicio de la red de distribución eléctrica. Estos son subestaciones de transformación, subestaciones de transformación y reparto y alimentadores o líneas. Cada uno de ellos con unas características y limitaciones, determinadas y conocidas. Además de los centros de transformación que tienen asociada una determinada demanda de potencia y cada fuente tiene un límite máximo de la potencia de suministro.

Para resolver el problema de diseño multiobjetivo de la red de distribución de energía eléctrica, se consideran las siguientes premisas. Se parte de la zona Centro-Norte de dicha red en España. Se considera cada subestación de transformación (SubE), como una fuente que tiene una capacidad máxima de potencia de suministro en función de la posición y los equipos que la forman. Cada centro de transformación (CT) se considera un sumidero de energía, con una demanda de potencia máxima en función del tipo de elemento y la estimación de carga. Y cada línea una ruta de alimentación con una potencia máxima de suministro así como unos niveles de tensión de uso delimitados por las características de los conductores que lo forman.

Por último para su expansión, y localización de nuevos elementos se van a seguir dos procesos. Las posibles localizaciones de las nuevas instalaciones de centros de transformación, subestaciones o líneas se definirá previamente con la compañía distribuidora, respetando las zonas de protección ambiental y desarrollando las líneas de acuerdo a legislación urbanística. Con todo ello se pretende maximizar la retribución de la actividad de distribución; minimizar las pérdidas técnicas de energía y maximizar la fiabilidad del sistema, minimizando la energía esperada no suministrada (EENS).

El modelo de diseño presenta características similares a las de un grafo, un conjunto de nodos interconectados. Existiendo un paralelismo entre el sistema de distribución y la estructura matemática de un grafo formado por un conjunto de nodos denominado N_N y otro conjunto de aristas que los unen denominado N_L . En la formulación del modelo matemático se emplean las siguientes consideraciones y notaciones, referentes a la operación de la red de distribución eléctrica.

- Los centros de transformación consumen potencia.
- Las subestaciones de transformación aportan potencia.
- Los centros de transformación y las subestaciones forma el conjunto de nodos, que se denota como N , donde $N = \{1, 2, \dots, n\}$.

- Una línea cualesquiera de la red se identifica $L_{i,j}$ siendo N_i el nodo inicial, y N_j el nodo final.
- La potencia eléctrica que circula o puede circular por una línea $L_{i,j}$ se identifica como $X_{i,j}$ o $X_{j,i}$ de acuerdo a la dirección del flujo de energía eléctrica.

Para la representación de un red de distribución en un momento dado es necesario conocer la información de la topología y tipología de la red, la energía vertida por las subestaciones, los flujos de potencia máximos y la demanda en los nodos de consumo. Además el problema se encuentra sujeto a determinadas restricciones técnicas que debe de cumplir cualquier solución para ser considerada factible. Todos los elementos; subestaciones, centros de transformación y líneas tienen límites máximos de potencia a transportar, que no se pueden superar en su operación normal. El sistema de distribución deberá satisfacer las demandas eléctricas de los nodos de consumo para ello se establece la primera ley de Kirchhoff en todos los nodos, tal como se describe en [295].

Además la red debe mantener las caídas máximas de tensión en los nodos receptores de energía de manera que en cada uno de ellos la tensión de entrada se mantenga por encima de la tensión admisible. Como parte de la estrategia de la empresa distribuidora los nuevos elementos incorporados a la red serán los estandarizados de acuerdo a los proyectos tipo aprobados por el Ministerio. Ya que la retribución de cualquier instalación *no tipo* deberá ser auditada y en su retribución no está asegurado en el 100% de los costes en los que se hallan incurrido.

En la figura 5.1 se muestra un ejemplo ilustrativo de una red eléctrica, los nodos de demanda futuros y las posiciones de líneas propuestas y existentes. La instancia está compuesta por una red existente formada por una subestación en el Nodo 1, cuatro nodos de consumos situados en 3, 4, 5 y 9. Todos ellos alimentados por las líneas existentes, representadas con trazo continuo, y que se podrían definir como $L_{1,3}$, $L_{3,4}$, $L_{1,5}$ y $L_{5,9}$. En este punto cabe recordar que la definición de nodo inicial y final en una línea no implica una dirección del flujo de energía. También se puede ver en la figura los nodos de consumo previsto a futuro situados en los nodos 6, 7, 8, 10 y 11. Así como las líneas propuestas para satisfacer la demanda, en trazo discontinuo. Y la posición posible de instalación de una nueva subestación conectada a la red de transporte en el nodo 2.

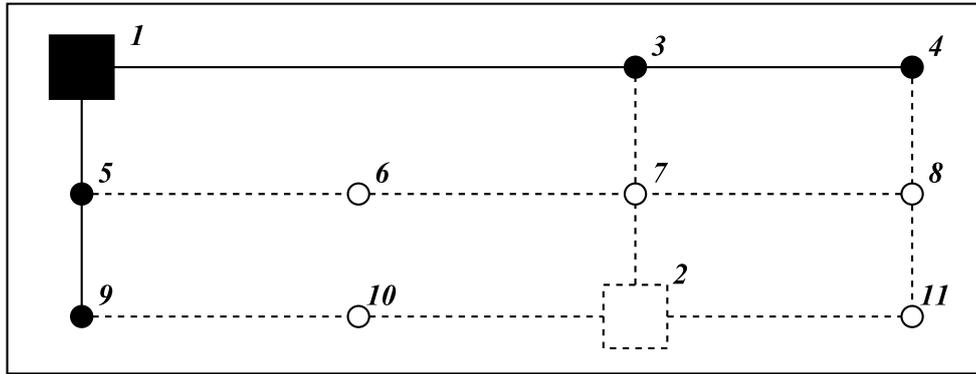


Fig. 5.1 Ejemplo de diseño propuesto

Y en la figura 5.2 se muestra una posible solución al problema de diseño óptimo multiobjetivo. Suponiendo que fuese la solución óptima, representaría el conjunto de líneas y subestaciones óptimo, así como su tamaño y características. Y quedaría codificada tal como se ve abajo, estando activas las líneas $L_{1,3}$, $L_{1,5}$, $L_{3,4}$, $L_{3,7}$, $L_{5,9}$, $L_{7,8}$, $L_{8,11}$, $L_{9,10}$, y por último $L_{7,6}$,

$|1|1|0|0|0|1|1|0|0|1|0|1|1|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0|$

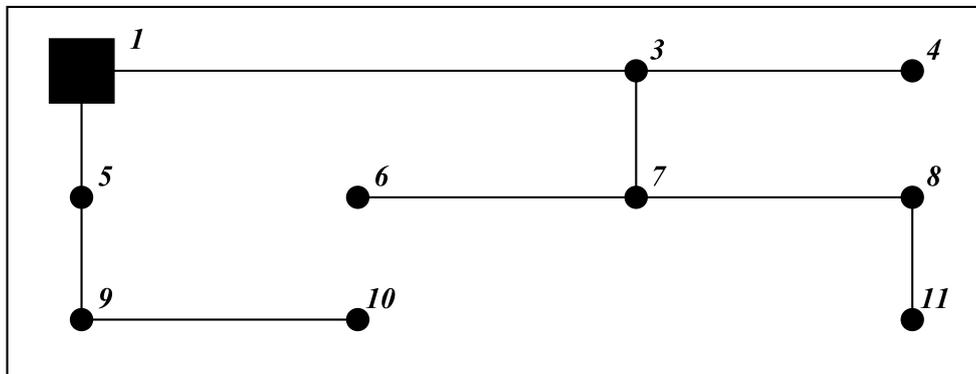


Fig. 5.2 Ejemplo de la topología solución del diseño propuesto

Cada una de las posibles rutas en las que se puede construir una línea eléctrica llevará asociadas, dos variables continuas representativas del flujo de potencia, X . En este sentido, se considera que para cada línea existen dos arcos y por lo tanto, dos variables continuas. Suponiendo que existe una línea entre los nodos i y j , habrá entonces entre estos nodos dos arcos en sentido contrario, los flujos X_{ij} y X_{ji} . En el proceso de optimización se obtendrán los valores óptimos de dichas variables. Por lo tanto se determinarán los valores de los flujos óptimos de potencia en la red de distribución.

Al colocar dos arcos, y por lo tanto tener en cuenta dos variables continuas para cada línea, si una de estas variables no es nula, es necesario que la otra si lo sea, ya que en otro caso no se alcanzaría el costo mínimo en la función objetivo del proceso de optimización. Se puede observar que el aumentar la cantidad de potencia que circula por una línea eléctrica influye en la función objetivo incrementando su valor. Transportar dos valores de potencia (en dos sentidos opuestos) en una línea, podría parecer inicialmente un resultado matemático posible (ya que ello forma parte de la formulación matemática), pero el proceso de optimización siempre forzará a alcanzar un valor nulo de, al menos, uno de los dos posibles flujos de potencia en cada una de las líneas eléctricas (líneas existentes en el sistema de distribución inicial y líneas futuras propuestas para construir en la ampliación de dicho sistema de distribución), esto con el fin de garantizar la radialidad del sistema. El sentido de esto proviene de que se busca optimizar una topología de la red, y aunque técnicamente si que existen líneas que se cambian el sentido de tránsito de la energía; en la propia planificación no se tiene en cuenta esta condición sino que la red opere de una forma puramente radial, es decir cada nodo solo puede ser suministrado por una línea.

Existen dos excepciones a esta generalidad, supongamos una red como la de la figura 5.3. La primera es referente a las líneas que parten de subestaciones, por ejemplo el *Nodo 1*. En este caso los flujos $X_{1,4}$ y $X_{1,2}$ pueden ser iguales o distintos de cero. Obviamente los dos no podrían ser cero simultáneamente porque entonces se alimentaría la demanda del resto de nodos. Pero los flujos en sentido contrario $X_{4,1}$ y $X_{2,1}$ son obligatoriamente cero. Porque las subestaciones no pueden recibir energía. La segunda hace referencia a los nodos que solo pueden estar conectados a la red con un solo arco. En el caso de ejemplo los *Nodos 3, 7 y 10*. En estos casos los flujos $X_{3,2}$, $X_{7,3}$ y $X_{10,9}$ son cero, ya que desde un nodo, sumidero de energía; no se puede aportar energía a la red. Mientras que los flujos $X_{2,3}$, $X_{3,7}$ y $X_{9,10}$ son mayores que cero, al ser la única posibilidad de alimentar dichos nodos de consumo. Esta característica sera más detallada posteriormente en su implementación, ya que el cálculo previo de estas líneas, puede implicar una pequeña reducción en los tiempos de cálculo.

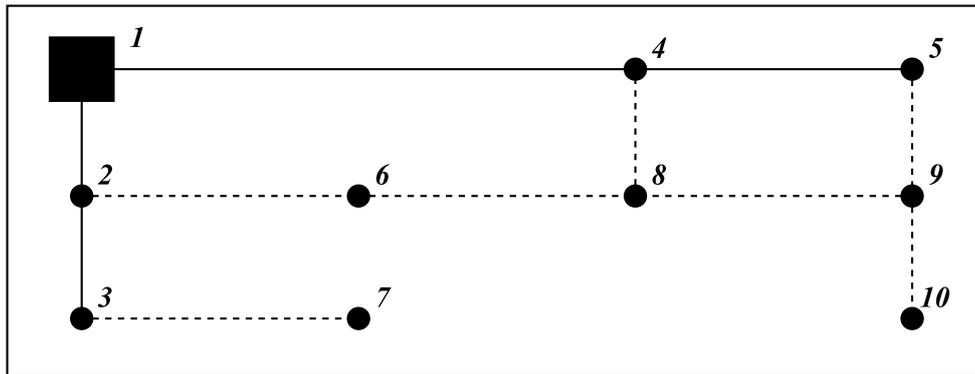


Fig. 5.3 Líneas con direccionalidad de flujo

En este trabajo se pretende determinar la topología óptima de la red de distribución, que maximice la retribución de la actividad de distribución eléctrica, que presente las menores pérdidas técnicas posibles y la máxima fiabilidad. Pudiendo definirse genéricamente como sigue:

Maximizar:

f_1 Retribución de la actividad de distribución

Minimizar:

f_2 Pérdidas

f_3 Fiabilidad

sujeto a:

r_1 Capacidad máxima de subestaciones y líneas

r_2 Balance de potencia

r_3 Caídas de tensión máximas

r_4 Radialidad de la red

r_5 Estandarización de nuevos elementos

r_6 Máxima inversión permitida.

En la práctica conviene obtener varias soluciones alternativas, ya que se pueden encontrar soluciones con resultados similares en una o varias de las funciones objetivos, pero con diferentes topologías Y también porque al buscar una solución radial correspondiente al estado de operación habitual, no se recogen en la solución líneas que mellen el sistema analizado con otras redes de distribución próximas Concluyendo, un método de diseño óptimo debe aportar un cierto abanico de buenas soluciones, para poder aportar más información al decisor.

5.2 Funciones Objetivo.

5.2.1 Función objetivo de retribución. f_1

Para definir la función objetivo de retribución, partimos de metodología desarrollada en el Real Decreto 1048/2013. Que estable la retribución reconocida al distribuidor i en el año n por el desempeño de su actividad el año $n-2$ se determinara mediante la siguiente expresión 5.1. Y tal como se comentaba en el Capítulo 3, los términos $ROTD_n^i$ y F_n^i serán obviados en el modelo al tratarse de actividades retribuidas pero totalmente independientes de la planificación de la red de distribución eléctrica. En este punto cabe hacer la siguiente aclaración, el superíndice i proviene de la legislación y hace referencia a cada una de las empresas con más de 100.000 puntos de suministro que se regulan de acuerdo a esta legislación. En los casos que se emplea el superíndice j este hace referencia a cada uno de los elementos de la red de distribución Por esta razón se encuentran sumatorio de j pero no de i .

$$R_n^i = R_{Base}^i + R_{NI}^i + ROTD_n^i + \cancel{Q_n^i} + \cancel{P_n^i} + F_n^i \quad (5.1)$$

De esta expresión, es importante diferenciar dos tipos de términos. Los dos primeros R_{Base}^i y R_{NI}^i que juntos determinan la retribución base reconocida $R_{BaseRec}$. Mientras que los dos últimos, Q_n^i y P_n^i son incentivos o penalizaciones sobre la retribución base. Que de acuerdo a la regulación pueden tomar valores entre +2% a -3% y de +1% a -2%, respectivamente. La modelización de estos términos se planteo como se recoge en el **Anexo B**. Pero tras valorar su desarrollo con la empresa distribuidora y de acuerdo a sus investigaciones han sido descartados. El principal resultado de sus investigaciones es la poca variabilidad que pueden adquirir estos coeficientes bajo diferentes escenarios, principalmente porque se calculan en función de valores medios del sector que tal como se ve en los ciclos históricos permanecen estables. Debido a que estos valores son medias de las cinco empresas con más de 100.000 usuarios conectados y que todas ellas tienen redes similares en tipología y topología.

El cálculo de estos dos términos no se desarrollara como parte del objetivo de maximizar la retribución al depender directamente de los resultados del resto de empresas distribuidoras.

La metodología de cálculo de la retribución base reconocida se calcula con tres términos, R_{Base}^i , R_{Base}^i y R_{NI}^i . Tal como se muestra en la expresión 5.2. La inclusión de este nuevo

término es debido a que al aplicarse un nuevo sistema de retribución, este establece el primer año del primer periodo como año base.

$$R_{BaseRec} = \underbrace{R_{Base}^i + R_{Base}^i}_{R_{Base}^i} + R_{NI}^i \quad (5.2)$$

Estos tres términos son conceptualmente similares, retribución base; y también se calculan de una forma relativamente similar como se puede ver en la expresión 5.4. En el caso de los dos primeros el término es la suma correspondiente a la retribución por inversión y a la retribución por operación y mantenimiento. En el tercero, nos encontramos con la expresión 5.3. En esta expresión obviaremos los dos últimos términos, $ROMNLAE_{NI}^i$ y $\alpha_{O\&MNI}^i$, por ser el primero la retribución no ligada a los activos eléctricos, y el segundo factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos. Es decir ambos conceptos no están significativamente vinculados a la planificación de la red de distribución de energía eléctrica.

$$R_{NI}^i = \sum_{\forall j} R_n^j + \cancel{ROMNLAE_{NI}^i} * \cancel{\alpha_{O\&MNI}^i} \quad (5.3)$$

$$R_{BaseRec} = \underbrace{RI_{Base}^i + ROM_{Base}^i}_{R_{Base}^i} + \underbrace{RI_{Base}^i + ROM_{Base}^i}_{R_{Base}^i} + \sum (RI_n^j * ROM_n^j) \quad (5.4)$$

Respecto la expresión anterior separamos los términos asociados a amortización de inversiones y los vinculados a actividades de operación y mantenimiento. Además, al plantear un modelo de planificación y expansión de la red, se eliminan los términos de amortización de instalaciones existentes antes del inicio del periodo regulatorio, RI_{Base}^i . Ya que su inversión en instalación no cabe dentro de este problema, al ser una decisión tomada previamente.

$$R_{BaseRec} = \cancel{RI_{Base}^i} + RI_{Base}^i + \sum RI_n^j + ROM_{Base}^i + ROM_{Base}^i + \sum ROM_n^j \quad (5.5)$$

En la expresión 5.6 desarrollamos cada uno de estos términos de la expresión 5.5.

$$\begin{aligned}
 R_{BaseRec} = & A_{Base}^i + RF_{Base}^i + \sum (A_n^j + RF_n^j) \\
 & (ROM_{Base}^{i_{n-1}} - \Delta ROM_{Cierre}^{i_{n-3}}) * (1 + IAOM_n) + \\
 & (ROMAT_{Base}^i + ROMBT_{Base}^i + ROMLAE_{Base}^i * \alpha_{O\&MBase}^i) * FRROM_{Base}^i + \\
 & \sum (VU_{O\&Mn-2}^j * UF_j) * FRROM_{n-2}^i
 \end{aligned} \tag{5.6}$$

En esta expresión se recogen determinados términos que o bien no están directamente relacionados con la planificación de la red o son factores y tasas definidas por la CNMC o por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Los términos RF_{Base}^i y $\sum RF_n^j$ son la retribución financiera calculada a partir de la tasa de retribución financiera propuesta por la CNMC a la Dirección General de Política Energética y Minas. El término $IAOM_n$ es el índice de actualización vinculado a los índices de precio al consumo. Los términos $ROMLAE_{Base}^i$ y $\alpha_{O\&MBase}^i$, representan las actividades que no están ligadas directamente a las unidades físicas definidas por la CNMC. Es decir proyectos especiales que no se encuentran definidos dentro de los proyectos tipo, y que de acuerdo a la restricción de estandarizar los elementos de la red no son considerados en esta modelización del problema. Debido a que cualquier inversión de este tipo es auditada y su retribución es propuesta por la CNMC. Los términos $FRROM_{Base}^i$ y $FRROM_{n-2}^i$ definen el retardo retributivo. Derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación y el inicio del devengo de la retribución. Eliminando los términos como se puede apreciar en la expresión 5.7, y más cómodamente en la expresión 5.8.

$$\begin{aligned}
 R_{BaseRec} = & A_{Base}^i + \cancel{RF_{Base}^i} + \sum (A_n^j + \cancel{RF_n^j}) + \\
 & (ROM_{Base}^{i_{n-1}} - \Delta ROM_{Cierre}^{i_{n-3}}) * (1 + IAOM_n) + \\
 & (ROMAT_{Base}^i + ROMBT_{Base}^i + \cancel{ROMLAE_{Base}^i * \alpha_{O\&MBase}^i}) * \cancel{FRROM_{Base}^i} + \\
 & \sum (VU_{O\&Mn-2}^j * UF_j) * \cancel{FRROM_{n-2}^i}
 \end{aligned} \tag{5.7}$$

$$\begin{aligned}
 R_{BaseRec} = & A_{Base}^i + \sum (A_n^j) + (ROM_{Base}^{i_{n-1}} - \Delta ROM_{Cierre}^{i_{n-3}}) + \\
 & (ROMAT_{Base}^i + ROMBT_{Base}^i) + \sum (VU_{O\&Mn-2}^j * UF_j)
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

A continuación vamos a desglosar la metodología de cálculo de los elementos de la expresión anterior.

El primer término A_{Base}^i se calcula de acuerdo a la expresión 5.9. Y el término IBR_{Base}^i de acuerdo a la expresión 5.10 de la que eliminamos los términos IBO_{Base}^i referido ha activos distintos de los eléctricos, λ_{Base}^i que hace referencia a instalaciones puestas en servicio o financiadas por terceros, y $FRRR_{Base}^i$ que define el retardo retributivo. Por ultimo los términos $IBAT_{Base}^i$ y $IBBT_{Base}^i$, que se calculan de acuerdo a las expresiones 5.11 y 5.12, en la que suprimiremos el término $kinm_i$ al ser un valor propuesto por la CNMC. Por lo tanto el calculo del termino A_{base}^i modelizado de acuerdo a las variables del modelo se podría definir como queda recogido en la expresión 5.13. En la

$$A_{Base}^i = \frac{IBR_{Base}^i}{VUt_{Base}^i} \quad (5.9)$$

$$IBR_{Base}^i = (IBAT_{Base}^i + IBBT_{Base}^i + IBO_{Base}^i) * \cancel{\lambda_{Base}^i} * \cancel{FRRR_{Base}^i} \quad (5.10)$$

$$IBAT_{Base}^i = \cancel{kinm_{i-AT}} * \sum_{\forall j} UF_{AT}^j * VU_{inv}^j \quad (5.11)$$

$$IBBT_{Base}^i = \cancel{kinm_{i-BT}} * \sum_{\forall j} UF_{BT}^j * VU_{inv}^j \quad (5.12)$$

$$A_{Base}^i = \frac{\sum(UF_{AT}^j * VU_{inv}^j) + \sum(UF_{BT}^j * VU_{inv}^j)}{VUt_{Base}^i} \quad (5.13)$$

El segundo término $\sum(A_n^j)$ se calcula de acuerdo a la expresión 5.14. Y el término VI^j de acuerdo a la expresión 5.15, de la que eliminamos los términos σ_j por representar el coeficiente de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, AY^j que recoge las ayudas públicas para la inversión y $FRRR_{n-2}^j$ que recoge el retardo retributivo. Por lo tanto el calculo del termino A_n^j modelizado de acuerdo a las variables del modelo, queda recogido en la expresión 5.16

$$A_n^j = \frac{VI^j}{VUt^j} \quad (5.14)$$

$$VI^j = \left(\left(VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2} * (VI_{n-2}^{j,VU} - VI_{n-2}^{j,real}) \right) * \cancel{\sigma_j} - AY^j \right) * \cancel{FRRR_{n-2}^j} \quad (5.15)$$

$$A_n^j = \frac{VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2} * (VI_{n-2}^{j,VU} - VI_{n-2}^{j,real})}{VUt^j} \quad (5.16)$$

Los dos siguientes términos ROM_{n-1}^i y ΔROM_{n-3}^i , se calculan como sumatorio ROM_n^j , con la salvedad de que en el primer término se recogen las instalaciones puestas en servicio el antes del 31 de diciembre del año base y que continúen en servicio, mientras que en el segundo se recogen las que han dejado de estar en servicio antes del calculo de la retribución. Y por ultimo el calculo de los términos $ROMAT_{Base}^i$ y $ROMBT_{Base}^i$, que se realiza de acuerdo a las expresiones 5.17 y 5.18. En ambas el término $kinm_i$ es suprimido al ser un valor propuesto por la CNMC.

$$ROMAT_{Base}^i = \cancel{kinm_{i-AT}} * \sum_{\forall j} UF_{AT}^j * VU_{O\&M}^j \quad (5.17)$$

$$ROMBT_{Base}^i = \cancel{kinm_{i-BT}} * \sum_{\forall j} UF_{BT}^j * VU_{O\&M}^j \quad (5.18)$$

Finalmente tras quitar la separación existente entre elementos de alta tensión AT y de baja tensión BT , pasando a tratarles como un único grupo, la $R_{BaseRec}$ se calculara de acuerdo a la expresión 5.19. Y considerando que el calculo va a ser para la retribución anual, es decir sin retardo retributivo, los costes derivados de la operación y mantenimiento se pueden tratar como un único concepto.

$$R_{BaseRec} = \frac{\sum(UF^j * VU_{inv}^j)}{VUt^i} + \sum_{\forall j} \left(\frac{VI^{j,real} + \frac{1}{2} * (VI^{j,VU} - VI^{j,real})}{VUt^j} \right) + \sum_{\forall j} (VU_{O\&M}^j * UF^j) \quad (5.19)$$

En este punto cabe destacar una singularidad producida por la legislación española. Mientras que en las publicaciones especializadas en el campo [214, 294, 523] el coste fijo de la líneas viene determinado por su longitud y el coste variable por la potencia punta o promedio que transporta; en nuestro caso ambos costes vienen determinados por la longitud de las líneas. Es decir no valora la utilización de la línea en la asignación de costes. Ya que los valores unitarios de referencia VU estan establecidos en función de la potencia aparente MVA y de la longitud km para las subestaciones y las líneas respectivamente.

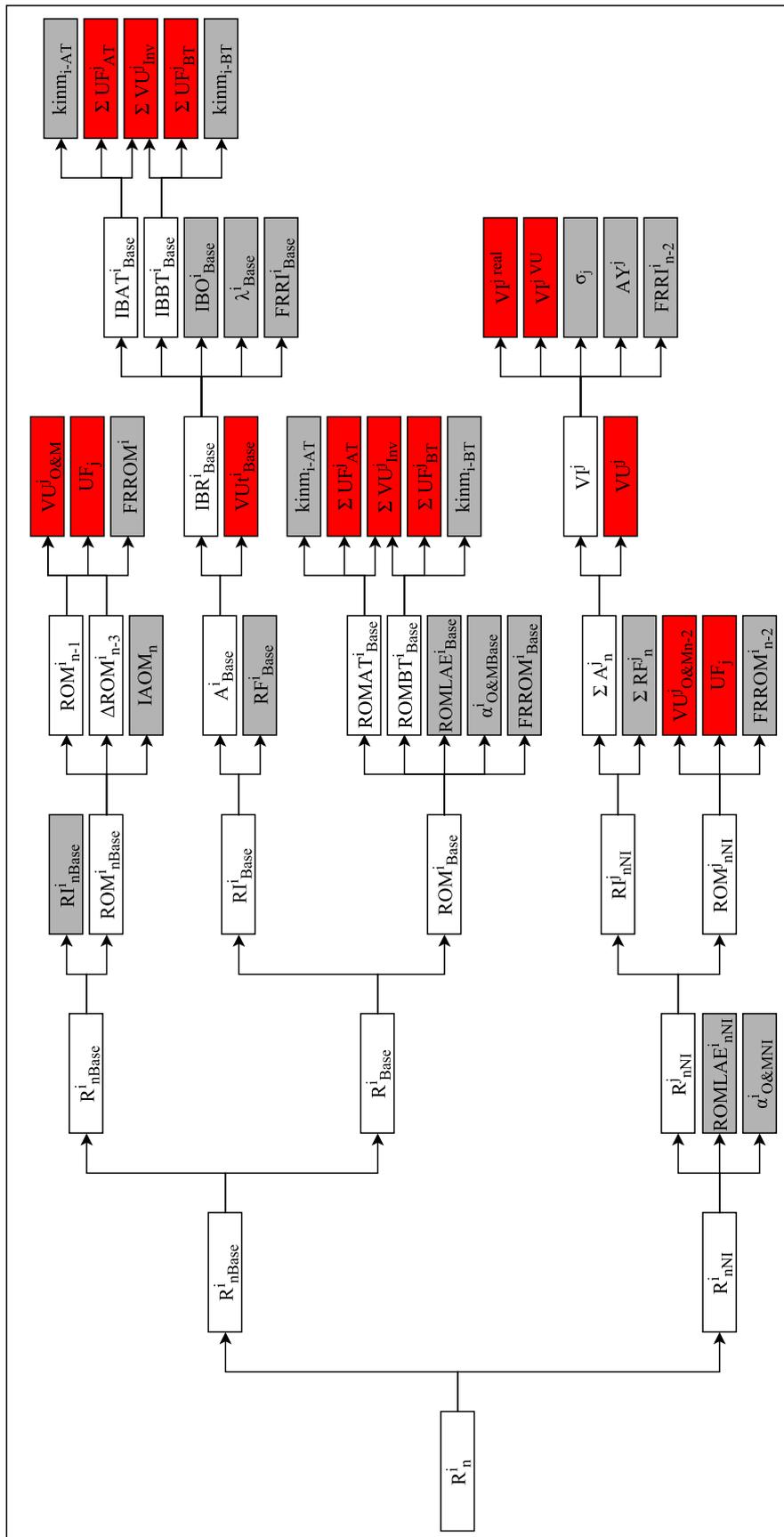


Fig. 5.4 Esquema de la metodología de cálculo de la retribución

Un esquema resumen del desarrollo de la metodología de calculo de la retribución se puede ver en la figura 5.4. En la que se detallan los términos que no van ser empleados para modelizar el problema. Estos términos se pueden agrupar en tres conjuntos, términos derivados del retardo retributivo, coeficientes o factores regulados e instalaciones con características especiales. Los términos de retardo retributivo son derivados del hecho de que la actividad de distribución eléctrica es retribuida dos años más tarde de haberse desempeñado. Es decir la actividad desarrollada en el año n será retribuida el año $n + 2$. Los términos de coeficientes o factores regulados, corresponden a coeficientes o factores de eficiencia de instalación, operación y mantenimiento u otras actividades. Estos términos son propuestos CNMC. Y por último las instalaciones con características especiales engloban la retribución por instalaciones construidas por terceros y cedidas a la empresa distribuidora e instalaciones financiadas con fondos europeos.

5.2.2 Función objetivo de pérdidas. f_2

Las pérdidas técnicas de energía son una parte de la energía que no es aprovechada pero el sistema la requiere para su funcionamiento. Es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos y líneas que forman parte del sistema de distribución. Representan la energía que se pierde durante el transporte y la distribución de energía eléctrica dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los conductores que transportan electricidad. Estas pérdidas son normales en la red y no pueden ser eliminadas totalmente; solo puede mejorarse la red para reducirla lo máximo posible.

Las pérdidas técnicas se producen principalmente por dos causas, las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas y las pérdidas por efecto *Joule*. Las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas se pueden considerar pérdidas fijas ya que se presentan en el sistema solo por el hecho de energizar el elemento, siendo casi independientes de la demanda. Es decir estas pérdidas se producen en el sistema aunque la carga conectada a el sea igual a cero. Concretamente las pérdidas por histéresis se producen al magnetizar el núcleo de un transformador, mientras que las corrientes parásitas que se generan por el hecho de que los equipos eléctricos están formados por elementos conductores que se mueven en un campo magnético o están situados en un campo magnético variable.

En el caso que nos trata la función objetivo de pérdidas representa la energía perdida por el efecto *Joule* en los conductores. Estas pérdidas se deben a que cuando la electricidad atraviesa un conductor existe una resistencia, con un efecto análogo al rozamiento o la fricción; que genera calor. La ley *Joule* se recoge en la expresión 5.20 y se enuncia tal que:

El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente.

$$Q = I^2 * R * t \quad (5.20)$$

Para aplicarla en nuestro caso en lugar de emplear la resistencia, propiedad de cada material. Vamos a trabajar con la resistencia y reactancia aparentes de cada línea. Estas medidas nos permiten de manera simplificada determinar los efectos del transito de energía por una línea real. Es decir estas medidas nos permiten representar un cable imaginario, que engloba las propiedades del cable y los modificaciones producidos por el tipo de apoyo, las distancias entre cable, el efecto pantalla. Dando lugar a la resistencia y reactancia respectivamente. De esta forma nos queda la siguiente expresión 5.21

$$PT = \sum_{(i,j)} 3 * I_{i,j}^2 * l_{i,j} * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi) * t \quad (5.21)$$

5.2.3 Función objetivo de fiabilidad. f_3

La función objetivo de fiabilidad proporciona una medida relativa a la confiabilidad del sistema representando la energía no suministrada por paradas programadas o fallos de la red. En el caso de redes con topología exclusivamente radial se cuantifica a través de la Energía Esperada No Suministrada (EENS), que se puede definir como la suma de la energía no suministrada a cada uno de los nodos que forman la red. Su calculo parte de la definición de indisponibilidad del sistema establecida por Billinton y Wang [42], expresión (5.22) donde λ_{ij} es la tasa de fallos por año y unidad de longitud de la línea, r_{ij} es el tiempo medio de parada por cada fallo o restauración que se produce en la línea, y l_{ij} la longitud de la línea. Para calcular la EENS hay que incorporar a la expresión la potencia activa transportada por la línea como se ve en la expresión 5.23. Y por último las variables $\bar{P}_{i,j}$ y $\bar{P}_{j,i}$ son proporcionales a las variables $X_{i,j}$ y $X_{j,i}$ y al ser las variables λ y r son constantes para cada para cada tipo de línea la función EENS se obtiene según la expresión 5.24

$$\text{Indisponibilidad} = \sum_{(i,j)} (\lambda_{ij})(r_{ij})(l_{ij}) \quad (5.22)$$

$$EENS = \sum_{(i,j)} (\lambda_{ij})(r_{ij})(l_{ij}) [(\bar{P}_{i,j}) + (\bar{P}_{j,i})] \quad (5.23)$$

$$EENS = \sum_{(i,j)} (u_{i,j})(l_{ij}) [(X_{i,j}) + (X_{j,i})] \quad (5.24)$$

Se considera que la decisión de incluir inversiones adicionales corresponde al planificador. Las líneas adicionales o líneas de reserva no estarán conectadas en la operación normal, su función es contribuir en la medida de lo posible a subsanar los fallos en las líneas en explotación o permitir las operaciones de reparación y mantenimiento en las líneas que operan el sistema.

5.3 Restricciones.

Las funciones objetivo del modelo de diseño óptimo de redes de distribución están sujetas a restricciones matemáticas de tipo técnico, entre las que se encuentran la primera ley de Kirchhoff, la capacidad máxima de los distintos elementos de la red, las caídas máximas de tensión permitidas y la radialidad de la red.

5.3.1 Capacidad máxima de subestaciones y líneas. r_1

Las capacidades máximas de las líneas y las subestaciones se consideran conocidas en el proceso de optimización. Las restricciones relativas a los límites de capacidad de transporte de potencias para las subestaciones (5.25) y para las líneas (5.26).

$$0 \leq (X_k) \leq X_{max}; \quad \forall(k) \in N_N \quad (5.25)$$

$$0 \leq (I_{ij}) \leq I_{max}; \quad \forall(i,j) \in N_L \quad (5.26)$$

5.3.2 Balance de potencia. r_2

El modelo incorpora la primera ley de Kirchhoff aplicada en el nodo k del sistema de distribución. De manera que asegure el equilibrio entre la potencia demandada por los consumidores y la suministrada por las por la red. Viene dada por la expresión (5.27).

$$D_k - \sum_{k \rightarrow x} X_{k,x} = \sum_{x \rightarrow k} X_{x,k}; \quad \forall(k) \in N_D \quad (5.27)$$

donde:

D_k	Demanda del nodo k .
$\sum_{k \rightarrow x} X_{k,x}$	Sumatorio de la potencia aparente de todas las líneas que salen del nodo k .
$\sum_{x \rightarrow k} X_{x,k}$	Sumatorio de la potencia aparente de todas las líneas que suministran al nodo k .
N_D	Conjunto de nodos asociados a los puntos de demanda.

5.3.3 Caídas de tensión máximas. r_3

Las restricciones de máximas caídas de tensión admisibles limitan los valores de la tensión en los centros de demanda a valores superiores a los límites de tensión aceptables para el suministro de energía eléctrica en dichos centros. Lo cual contribuye positivamente a la calidad en el suministro de energía a los consumidores, intentando que los correspondientes valores de las tensiones no se encuentren excesivamente alejados del valor de la tensión nominal. Estas restricciones eliminarán algunas posibles soluciones que, inicialmente, serían soluciones factibles del problema de optimización en estudio, pero que se desecharán al presentar unas tensiones inferiores a las permitidas en algunos de los centros de demanda.

De acuerdo a la normativa española la caída máxima de tensión admisible es el 5% de la tensión nominal de la línea. Y se calcula de acuerdo a la expresión (5.28), despreciando la influencia de la capacidad y la perditancia.

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * (R \cos \varphi + X \sin \varphi) + *L \quad (5.28)$$

donde:

ΔU Caída de tensión en Voltios.

Teniendo en cuenta la expresión (5.29) y la caída máxima de tensión admisible es el 5% de la tensión nominal, la restricción de caída de tensión queda definida en la expresión (5.30).

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} \quad (5.29)$$

$$5\% \leq \frac{P * L * (R + X \tan \varphi)}{10 * U^2} \quad (5.30)$$

5.3.4 Radialidad de la red. r_4

Las redes de distribución presentan diversas topologías siendo las del tipo radial las más frecuentes para la operación de la red. El modelo planteado en este trabajo busca la selección de topologías radiales, donde un nudo o consumidor no puede estar conectado a dos o más subestaciones ni que existan caminos en la topología que permitan la formación de mallas o lazos. Empleando una formulación entera-mixta la restricción de radialidad corresponde a la siguiente expresión (5.31).

$$\sum_{\forall(i,j)} z_{i,j} \leq N_N - N_S \quad (5.31)$$

donde:

$z_{i,j}$	Variable binaria asociada a la ruta i, j Esta variable es 1 si $X_{i,j}$ o $X_{j,i}$ son no nulo. En caso contrario sería la variable $z_{i,j}$ nula.
N_N	Número total de nodos asociados a la red de distribución. $N_N = N_D + N_S$.
N_S	Conjunto de nodos asociados a subestaciones.

5.3.5 Estandarización de nuevos elementos. r_5

La estandarización de líneas y subestaciones eléctrica se detallara en el apartado siguiente. Esta restricción no requiere una formulación matemática como las anteriores. Simplemente implica incluir entre las variables de decisión los proyectos tipo aprobados y en vigor por la empresa distribuidora.

5.3.6 Máxima inversión permitida. r_6

Esta restricción viene dada por la regulación de la actividad de distribución eléctrica. Que en el artículo 16 del Real Decreto 1048/2013 establece que el volumen anual de inversión en la red de distribución de energía eléctrica el año n no puede superar el 0.13% del PIB previsto para el año n para el conjunto de todas las empresas del sector. Además limita el volumen de inversión a la empresa i para el año n , expresión 5.32, ya que no podrá superar el producto del volumen máximo sectorial y el coeficiente de inversión de la empresa. Este coeficiente se calculara de acuerdo a la expresión 5.33.

$$Inv_{max,n}^i \leq Inv_{max,n}^{sector} * \gamma_{inv} \quad (5.32)$$

$$\gamma_{inv} = \frac{Inv_{max,n-1}^i}{Inv_{max,n-1}^{sector}} \quad (5.33)$$

Posteriormente el volumen máximo de inversión para la empresa distribuidora se prorrateara de acuerdo a cada instancia analizada, en función de la demanda de energía y de la extensión de la red.

Capítulo 6

Metodología de solución.

Nosotros consideramos como "científico" un método basado en el análisis profundo de los hechos, teorías y puntos de vista, suponiendo una discusión y conclusiones abiertos, sin temores ni prejuicios. La complejidad y diversidad de todos los fenómenos de la vida moderna, las grandes posibilidades y peligros vinculados con la revolución científico-técnica y con muchas tendencias sociales demandan, precisamente, tal enfoque, como se ha reconocido en una serie de declaraciones oficiales

Andrei Sajarov, físico nuclear

Contenidos

6.1	Introducción.	177
6.2	Representación de las soluciones.	179
6.3	Calculo de las funciones objetivo.	181
6.4	Generación de la población inicial.	181
6.4.1	Selección Subestaciones.	181
6.4.2	Selección Lineas.	182
6.5	Operadores de cruce.	183
6.5.1	CruceXPtoAleatorio.	183
6.5.2	CruceXTendencia.	184
6.6	Operadores de mutación.	186
6.6.1	MutaciónFinal.	186
6.6.2	MutaciónXEliminación.	188
6.7	Selección - Crowding Distance Sorting.	188
6.7.1	AntiTendencia.	189

6.1 Introducción.

La metodología involucra la aplicación del método NSGA-II el cual aporta una técnica de búsqueda multiobjetivo, establecida por Deb et ál [113]. Si bien, los algoritmos evolutivos han sido ampliamente usados en la solución de múltiples problemas, es importante resaltar que la aplicación de estos, en problemas de planificación de sistemas de distribución multiobjetivo, ha sido amplia, aunque en pocos casos se ha avanzado más allá de emplear el método. Por ello considerando los buenos resultados que ha aportado y su potencial para mejorarlos, se van a implementar diferentes operadores adaptados a las características del problema.

El NSGA II tiene dos características importantes para este tipo de problemas, garantiza la diversidad durante el proceso de solución y su elitismo, le permite en cada paso considerar unicamente las mejores soluciones encontradas hasta ese momento. De forma general el algoritmo opera como se recoge en la figura 6.1.

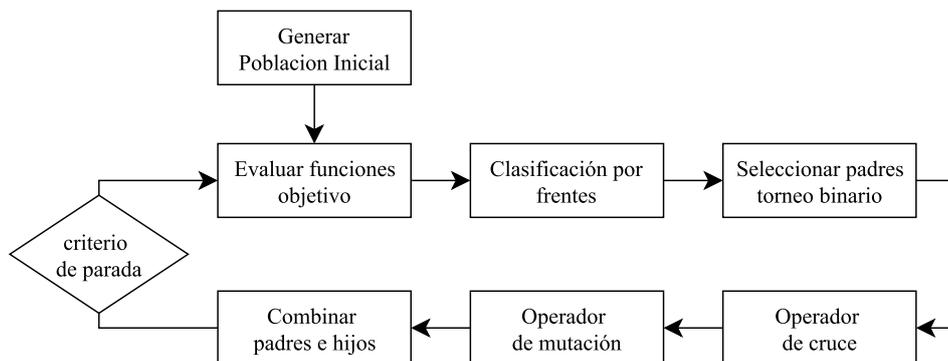


Fig. 6.1 Diagrama de flujo del algoritmo NSGA II

En la generación inicial se crea una población de soluciones P de tamaño N , la cual es evaluada de acuerdo a las tres funciones objetivo empleadas. Posteriormente en cada iteración es clasificada de acuerdo a los diferentes frentes de dominancia, aplicando el procedimiento *FastNonDominatedSort* general del algoritmo. Posteriormente, también en cada iteración, se realiza un proceso de selección binario del que se obtienen $N/2$ parejas de soluciones que se llaman padres.

Sobre estas parejas de padres se aplican los operadores de cruce tal como se definen en el siguiente apartado, obteniéndose una población de hijos Q de tamaño N . Consecutivamente y de acuerdo a la probabilidad de mutación sobre la población de hijos Q se aplica si corresponde el operador de mutación, que se define en el apartado correspondiente. Una vez finalizado este proceso se combinan las poblaciones de padres P e hijos Q , dando lugar a una población de padres e hijos R de tamaño $2N$. En este punto cabe destacar que se entiende por

población padres, en la primera iteración es puramente la generación de padres construida como generación inicial, posteriormente se entiende como padres en cada iteración, los individuos seleccionados como padres de la población R previa.

Finalmente esta población R es clasificada en frentes no dominados de acuerdo a sus funciones objetivo. Este proceso se realiza de forma iterativa hasta alcanzar el criterio de parada; en nuestro caso establecido en número de iteraciones o en la obtención de una población que se encuentre en su totalidad en el primer frente, es decir que todo individuo de la población no este dominado por ninguno de los miembros de esa población.

Algoritmo 1: NSGA-II

Input : Tamaño de Poblacion N
 Numero de generaciones G
 Probabilidad de Mutacion P_m

Output : Poblacion P_t

```

1.1 begin
1.2   Generar población inicial  $P_0$  de tamaño  $N$ .
1.3    $t = 0$ .
1.4   while  $t \leq G$  do
1.5     Seleccionar padres de  $P_t$ .
1.6     Aplicar cruzamiento.
1.7     Aplicar mutación de acuerdo a  $P_m$  para crear una nueva población  $Q_t$  de
        tamaño  $N$ .
1.8      $R_t = P_t \cup Q_t$  de tamaño  $2N$ .
1.9     Identificar los frentes no dominados  $F_1, F_2, \dots, F_k$  de  $R_t$  usando
        FastNonDominatedSorting.
1.10    Crear la nueva población  $P_{t+1}$  como sigue:
1.11    for  $i = 1 : k$  do
1.12      if  $|P_{t+1}| + |F_i| \leq N$  then
1.13         $P_{t+1} = P_{t+1} \cup F_i$ 
1.14      else
1.15        Añadir  $N - |P_{t+1}|$  individuos de usando CrowdingDistanceSorting  $F_i$ .
1.16     $t = t + 1$ .

```

6.2 Representación de las soluciones.

Para la representación de las soluciones se han utilizado cadena de cromosomas que representan una determinada topología de la red, es decir las rutas entre nodos del sistema de distribución eléctrico. Cada solución esta compuesta por dos cadenas, *SubE* y *Lineas* de longitud N y $L + L$ respectivamente. Para proceso de optimización se emplearan *arrays* binarios, en los cuales el valor 1 , indica la existencia y el sentido de la línea activada, mientras que el valor 0 , indica la no utilización de la línea referenciada. Este planteamiento evoluciona de los trabajos de Bernal [9] y Lameda [295], que trabajaban durante todo el proceso con cadenas de enteros. En este caso se considera que para representar cada solución unicamente es necesario definir la existencia o no de cada línea. Es decir una solución cualquiera de

diseño del sistema de distribución de energía eléctrica está formado por dos cadenas binarias, que recogen la información necesaria para determinar la red, como se recoge en la figura 6.2 y las cadenas posteriores

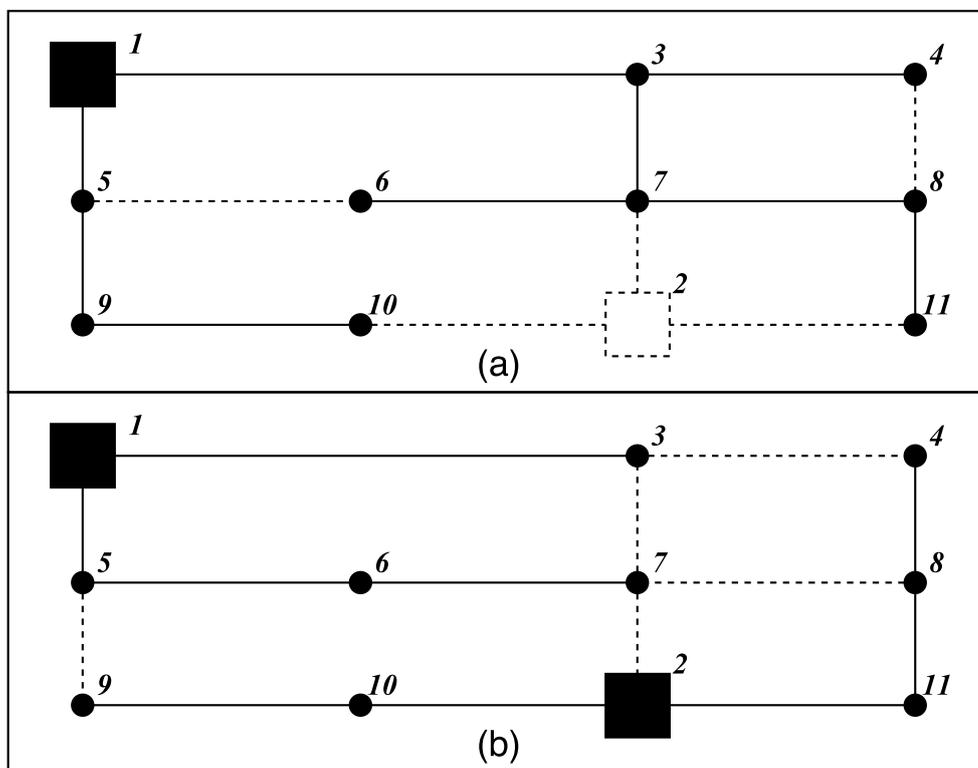


Fig. 6.2 Ejemplos de representación de soluciones.

$$a \Rightarrow |1|0| \quad |1|1|0|0|0|1|1|0|0|1|0|1|1|1|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0|$$

$$b \Rightarrow |1|1| \quad |1|1|0|1|1|0|0|0|1|0|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0|0|1|1|$$

Donde la primera cadena representa las subestaciones y la segunda las líneas. Indicando en el primer caso en que nodos se localizan las subestaciones y en el segundo en que posiciones, de las líneas posibles, se encuentran los conductores conectados. La cadena *SubE* tiene una longitud igual al número de subestaciones totales, existentes y propuestas. Y la cadena *Lineas* tiene una longitud igual al doble de arcos que forman el grafo, para incluir los dos sentidos posibles de cada arco.

Se considera que una vez definida la topología de la solución el cálculo de la tipología de los conductores y subestaciones es un procedimiento automático, como se detalla en el apartado siguiente.

6.3 Calculo de las funciones objetivo.

El cálculo de las funciones objetivo se realiza en dos fases. En primer lugar se calcula la tipología de los elementos que forman la solución, recorriendo cada árbol que forma la solución de forma ascendente, de los nodos suministrados a la subestación que los suministra. Obteniéndose de este proceso dos cadenas de enteros $TSubE$ y $TLineas$ en las que se indica además de la posición de los elementos empleados el tamaño de las subestaciones y el tipo de línea. Como podrían ser las siguientes.

$$\begin{aligned}
 a \Rightarrow & \quad |3|0| \quad |4|3|0|0|0|1|2|0|0|1|0|1|1|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0| \\
 b \Rightarrow & \quad |1|1| \quad |1|3|0|1|2|0|0|0|2|0|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0|0|1|1|
 \end{aligned}$$

Una vez obtenida la tipología de los elementos, se realiza el cálculo de la retribución de acuerdo a $TSubE$ y $TLineas$; y las pérdidas y confiabilidad de acuerdo a $TLineas$.

6.4 Generación de la población inicial.

Para realizar la generación de la población inicial se han desarrollado diferentes procesos con la intención de generar soluciones de calidad y a la vez diversas, para ello se ha seguido un proceso de dos etapas: En una primera etapa se seleccionan las subestaciones que se van a emplear y en la segunda las líneas. Para la primera etapa se van a emplear dos procedimientos de selección de subestaciones, definidos como *SeleccionarSubE* y *SeleccionarSubEAleatoria*. Para la segunda etapa, la selección de líneas, se desarrolla un proceso iterativo. Este proceso selecciona en cada caso una de las líneas factibles a añadir a la solución, sobre un grupo de líneas posibles que añadir. Se van a emplear cuatro procedimientos de selección de líneas definidos como *MinimaLongitud*, *MinimaCarga*, *MinimaCargaAcumulada* y *MaximaCargaAcumulada*. De esta forma se genera la población inicial de acuerdo a ocho constructivos diferentes, de los cuales cada uno tiene la misma probabilidad de utilización, y por consiguiente de generar un individuo de la población.

6.4.1 Selección Subestaciones.

SeleccionarSubE.

Se seleccionan todas subestaciones existentes y aleatoriamente algunas o todas de las *SubE-Propuestas*. Para ello se genera un número aleatoria igual o menor al número de subestaciones

propuestas, para posteriormente seleccionar ese número de subestaciones de forma aleatorio entre las *SubEPropuestas*.

SeleccionarSubEAleatoria.

Sobre el número total de subestaciones (existentes + propuestas) se selecciona aleatoriamente algunas o todas subestaciones. Para ello se selecciona un número aleatorio, para posteriormente seleccionar ese número de subestaciones de forma aleatorio entre las *SubE*.

6.4.2 Selección Lineas.

MinimaLongitud.

De las líneas factibles se selecciona un subgrupo que comprenda las *A* líneas de menor longitud. Para posteriormente seleccionar aleatoriamente entre una de estas líneas la que se añade a la solución. Donde *A* es un parámetro del algoritmo.

MinimaCarga.

De las líneas factibles se selecciona un subgrupo que comprenda las *A* líneas que conecten nodos con la menor carga. Para posteriormente seleccionar aleatoriamente entre una de estas líneas la que se añade a la solución.

MinimaCargaAcumulada.

De las líneas factibles, se selecciona un subgrupo que comprenda las *A* líneas que una vez conectadas al siguiente nodo, acumulen la menor carga posible. De esta forma se favorece la ramificación de las líneas seleccionadas.

MaximaCargaAcumulada.

De las líneas factibles, se selecciona un subgrupo que comprenda las *A* líneas que una vez conectadas al siguiente nodo, acumulen la mayor carga posible. De esta forma se favorece la ramificación de las líneas seleccionadas sea mínima, y únicamente ocurra en la medida de lo necesario para alcanzar todos los nodos de demanda.

6.5 Operadores de cruce.

Se han empleado dos operadores de cruzamiento diferentes. El genérico cruzamiento por punto aleatorio y el cruzamiento por tendencia. El cruzamiento por tendencia busca que la transferencia de características de los padres a los hijos, sea unicamente la parte de la solución que ambos comparten. Los dos procedimientos son llamados *CruceXPtoAleatorio* y *CruceXTendencia*, que se detallan a continuación.

6.5.1 CruceXPtoAleatorio.

El cruce por punto aleatorio utilizado generalmente, es adaptado al problema en cuestión para facilitar la factibilidad de los hijos obtenidos. Para ello se compone de tres partes *CruceAleatorio*, *TransferenciaalHijo* y *RecuperacionDeFactibilidad*. Cuyos procedimientos se pueden ver en el siguiente ejemplo y son ejecutadas para cada pareja de padres seleccionados, P_1 y P_2 .

$$P_1 \Rightarrow |1|1|1|1|0|0|1|0|0|0|0|1|1|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|1|$$

$$P_2 \Rightarrow |1|0|1|0|0|0|1|1|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0|1|1|0|1|1|0|1|0|0|0|$$

CruceAleatorio, en este procedimiento se selecciona un punto de corte aleatorio k , comprendido entre 0 y $2L - 1$. En el cual se corta la cadena *Lineas* e intercambian los elementos que forman los padres. Dando lugar a dos hijos, H_1 y H_2 formados por $P_{1,1-2,2}$ y $P_{2,1-1,2}$.

$$\begin{array}{c}
 \overbrace{1|1|1|1|0|0|1|0|0|0|0|1|1|1|0|0|0}^{P_{1,1}} \quad \overbrace{0|1|1|0|1|1|0|1|0|0|0}^{P_{2,2}} \\
 \hline
 \overbrace{1|0|1|0|0|0|1|1|0|0|0|0|0|0|1|0|0}^{P_{2,1}} \quad \overbrace{0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|1}^{P_{1,2}}
 \end{array}$$

TransferenciaalHijo en esta etapa y debido a la combinación de características del problema y del operador de cruce; se adapta la transferencia de información. Transfiriéndose únicamente las líneas que se encuentren conectadas a las subestaciones, y manteniendo una cadena auxiliar con las líneas transferidas pero no conectadas. Para ello en primer lugar se activan las subestaciones de las cuales sale al menos una línea activada en los padres. Y posteriormente se activan todas las líneas conectadas y activas en los padres. Quedando los la cadena *Lineas* de los hijos H_1 y H_2 complementadas por H_{1aux} y H_{2aux} como se ve a continuación.

$$\begin{array}{c}
 \overbrace{1|1|1|0|0|0|1|0|0|0|0|1|0|1|0|0|0|0|1|0|0|1|1|0|1|0|0|0}^{H_1} \quad \overbrace{3|12|21}^{H_{1aux}} \\
 \hline
 \overbrace{1|0|1|0|0|0|0|1|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|1}^{H_2} \quad \overbrace{6}^{H_{2aux}}
 \end{array}$$

RecuperacionDeFactibilidad en este punto se completa la solución con un procedimiento constructivo en el cual las líneas transferidas pero no conectadas tienen prioridad sobre el resto de alternativas.

El procedimiento de cruce por un punto aleatorio en pseudocódigo se detalla en el Algoritmo 2

6.5.2 CruceXTendencia.

El cruce por tendencia se compone de tres partes *TendenciaSubE*, *TendenciaLineas* y *CompletarSol*. Cuyos procedimientos se detallan a continuación y son ejecutadas para cada pareja de padres seleccionados, P_1 y P_2 .

$$\begin{array}{c}
 \overbrace{1|1}^{SubE} \quad \overbrace{1|1|1|1|0|0|1|0|0|0|0|1|1|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|1}^{Lineas} \\
 P_1 \Rightarrow \\
 \overbrace{1|0}^{SubE} \quad \overbrace{1|0|1|0|0|0|1|1|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0|1|1|0|1|1|0|1|0|0|0}^{Lineas} \\
 P_2 \Rightarrow
 \end{array}$$

TendenciaSubE, para cada posición de subestación se comparara el valor de los padres seleccionados *PadresSel*, existiendo tres posibilidades. Que los dos padres tengan valor 1 y

Algoritmo 2: CruceXPtoAleatorio

Input :Padres P_1 y P_2
Output :Hijos H_1, H_2, H_3 y H_4

2.1 **begin**
2.2 **for** $i = 1 : N/2$ **do**
2.3 Seleccionar punto de corte $k \in [0, 2L]$ en P_1 y P_2 .
2.4 $P_{1.1}$ = primeros k elementos de P_1 .
2.5 $P_{1.2}$ = elementos posteriores a k de P_1 .
2.6 $P_{2.1}$ = primeros k elementos de P_2 .
2.7 $P_{2.2}$ = elementos posteriores a k de P_2 .
2.8 $H_1 = P_{1.1} + P_{2.2}$.
2.9 $H_2 = P_{2.1} + P_{1.2}$.
2.10 $H_1 = H_3$.
2.11 $H_2 = H_4$.
2.12 $H = \{H_1, H_2, H_3, H_4\}$.
2.13 **for** $h_j \in H$ **do**
2.14 Activar *SubE* de las cuales parta una o varias líneas activas en h_j .
2.15 Activar las líneas conectadas a las *SubE* activas y existentes en h_j .
2.16 Determinar el conjunto de nodos no suministrados N_{ns} .
2.17 **for** Cada nodo no suministrado $n_j \in N_{ns}$ **do**
2.18 Hacer L_f el conjunto de líneas factibles que conectan n_j con h_j .
2.19 **if** Alguna línea de L_f pertenece a h_j **then**
2.20 Añadir esa línea a h_j .
2.21 Eliminar n_j de N_{ns} .
2.22 **else**
2.23 Añadir línea.
2.24 H_1 y H_2 de *MinimaLongitud* de L_f .
2.25 H_3 y H_4 de *MinimaCarga* de L_f .
2.26 Eliminar n_j de N_{ns} .

se transfiera al *Hijo* el valor 1, que los dos tengan valor 0 y se transfiera al *Hijo* el valor 0, o que un padre tenga valor 1 y otro valor 0, en cuyo caso se escoge el valor del padre que tenga menor rango de Pareto *Rank*; y en caso de que este sea igual se escoge de forma aleatoria.

TendenciaLineas, para cada arco posible se comparara el valor de los padres seleccionados, existiendo dos posibilidades, que los dos padres tengan valor 1 en cuyo caso el Hijo hereda ese arco, o que uno o ninguno de los padres tenga valor 1 en cuyo caso el Hijo hereda valor 0. De esta forma el hijo va a tener un número de arcos seleccionados *ArcSel* igual o menor de necesarios para construir la solución.

$$\begin{array}{l}
 P_1 \quad |1|1|1|1|0|0|1|0|0|0|0|1|1|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|1| \\
 P_2 \quad |1|0|1|0|0|0|1|1|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0|1|1|0|1|1|0|1|0|0|0| \\
 Hijo \quad |1|0|1|0|0|0|1|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|0|1|0|0|0|
 \end{array}$$

CompletarSol, para acabar de construir la solución de cada Hijo, se completa cuatro hijos *H1*, *H2*, *H3* y *H4*; de acuerdo a cada uno de los procedimientos constructivos descritos anteriormente.

El procedimiento de cruce por tendencia se detalla en el Algoritmo 3.

6.6 Operadores de mutación.

Se han empleado dos operadores de mutación, *MutacionFinal* y *MutacionXEliminacion*; controlados a través de la Probabilidad de Mutación P_m . Estos operadores se ejecutaran sobre todos los individuos de la Población Q_t .

6.6.1 MutaciónFinal.

Esta mutación esta inspirada en los procedimientos de búsqueda local. Trabaja sobre el individuo solución, en la primera etapa identifica que líneas que son ramas finales en cada árbol que nace de una subestación. Es decir identifica los nodos de los cuales no parte ninguna línea, y preselecciona la líneas que suministran estos nodos *LineasTemp*. Sobre estas líneas se escoge aleatoriamente una que eliminar. Para finalmente buscar las líneas factibles L_f que puedan suministrar el nodo desconectado de la red y así recuperar la factibilidad.

Algoritmo 3: CruceXTendencia

Input :Padres P_1 y P_2
Output :Hijos H_1, H_2, H_3 y H_4

```

3.1 begin
3.2   for  $i = 1 : N/2$  do
3.3     Seleccionar parejas de padres  $P_1$  y  $P_2$  .
3.4     for  $j = 1 : NumSubE$  do
3.5       if  $P_1[j] = P_2[j]$  then
3.6          $Hijo[j] = P_1[j]$  .
3.7       else
3.8         if  $Rank(P_1[j]) \neq Rank(P_2)$  then
3.9           Seleccionar valor del padre con mejor frente, mínimo  $Rank$ 
3.10        else
3.11          Seleccionar aleatoriamente el valor de  $P_1$  o  $P_2$ 
3.12        for  $j = 1 : 2L$  do
3.13          if  $P_1[j] = P_2[j] = 1$  then
3.14             $Hijo[j] = 1$  .
3.15          else
3.16             $Hijo[j] = 0$  .
3.17        Determinar el conjunto de nodos no suministrados  $N_{ns}$ .
3.18         $H_1 = H_2 = H_3 = H_4 = Hijo$ .
3.19         $H = \{H_1, H_2, H_3, H_4\}$ .
3.20        for  $h_j \in H$  do
3.21          for Cada nodo no suministrado  $n_j \in N_{ns}$  do
3.22            Hacer  $L_f$  el conjunto de líneas factibles que conectan  $n_j$  con  $Hijo$  .
3.23             $H_1 =$  Añadir línea de MinimaLongitud de  $L_f$ .
3.24             $H_2 =$  Añadir línea de MinimaCarga de  $L_f$ .
3.25             $H_3 =$  Añadir línea de MinimaCargaAcumulada de  $L_f$ .
3.26             $H_4 =$  Añadir línea de MaximaCargaAcumulada de  $L_f$ .

```

6.6.2 MutaciónXEliminación.

Esta mutación busca reducir el número de subestaciones existentes o ramas principales de la solución. Trabaja sobre el individuo solución, en tres etapas. En la primera elimina una subestación si el individuo posee dos o mas subestaciones activadas; y en caso de solo existir una subestación activada elimina una de las líneas que salen de ella. En la segunda desconecta todas las líneas dependientes de esa subestación o línea. Para finalmente buscar las lines factibles L_f que puedan suministrar los nodos desconectados de la red y así recuperar la factibilidad.

6.7 Selección - Crowding Distance Sorting.

Este procedimiento se aplica sobre la población R de tamaño $2N$, ya que solamente se requieren N individuos para conformar los padres de la siguiente generación. Esta nueva población de padres estará compuesta por el mejor frente no dominado F_1 , continuando con los siguiente F_2, F_3, \dots, F_n . En este ultimo frente que conforma la población, se deben de seleccionar un subgrupo de individuos para acomodar la población al tamaño N , como se muestra en la figura 6.3. Este subgrupo se selecciona de acuerdo a un procedimiento denominado *AntiTendencia* que busca seleccionar individuos con topologías lo más diferentes posibles frente a los frentes ya seleccionados. Con el objetivo de recorrer las áreas mas alejadas del espacio de soluciones factibles, es decir busca aumentar la diversidad.

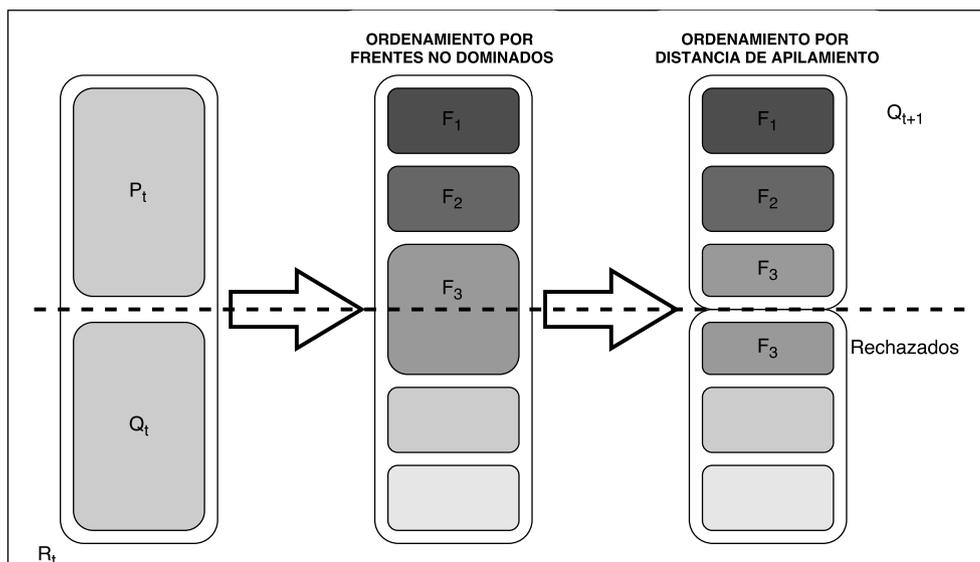


Fig. 6.3 Diagrama de selección de NSGA II

6.7.1 AntiTendencia.

Este operador combina el concepto básico de NSGA-II de seleccionar los individuos que tengan las funciones objetivo a una mayor distancia geométrica respecto al la solución más próxima del frente de Pareto, con la búsqueda de la topología mas diferentes de las recogidas por las soluciones de seleccionadas previamente. Para una vez normalizados los valores, agregarlos y seleccionar los individuos mas diversos tanto en valor de las funciones objetivos como en la propia topología de la solución

El operador básico de NSGA II estima de una forma simple y efectiva los individuos que están en regiones menos pobladas del espacio de búsqueda. Esta estimación se realiza calculando la distancia a los dos individuos mas cercanos a cada lado de una solución, para cada uno de los tres objetivos.

Algoritmo 4: CrowdingDistanceSortingBasico

Input : Individuos Ind_i del frente F_n

Output : $ValorCDS$: Medida de distancia de cada individuo $Ind_i \in F_n$

4.1 **begin**

4.2 **for** $i = 1 : n \forall Ind_i \in F_n$ **do**

4.3 **for** f_1, f_2 y f_3 **do**

4.4 Ordenar los individuos de acuerdo a f_1 .

4.5 Seleccionar Ind_{i-1} e Ind_{i+1} , los más proximos por encima y por debajo del valor f_1 para Ind_i .

4.6 $ValorCDS_i^{f_1} = \text{Distancia } Ind_{i-1} \text{ a } Ind_i + \text{Distancia } Ind_i \text{ a } Ind_{i+1}$.

4.7 $ValorCDS_i = ValorCDS_i^{f_1} + ValorCDS_i^{f_2} + ValorCDS_i^{f_3}$.

Mientras que el operador de antitendencia, evalúa el empleo de cada línea propuesta en las soluciones pertenecientes a los frentes ya seleccionados. Y penaliza a cada individuo en proporción de las líneas que tiene en común con otras soluciones y la cantidad de soluciones que emplean esas líneas.

Algoritmo 5: AntiTendencia

Input :Frentes F_1, F_2, \dots, F_n **Output** : $ValATend$: Medida de distancia de cada individuo $Ind_i \in F_n$

```

5.1 begin
5.2    $Tendencia = \vec{0}$ 
5.3    $ValorATend = \vec{0}$ 
5.4   for  $Ind_i \in F_1, F_2 \dots F_{n-1}$  do
5.5     for  $j = 1 : LongitudSolucion$  do
5.6       if  $Ind_i[j] = 1$  then
5.7          $Tendencia[j] = Tendencia[j] + 1.$ 
5.8   for  $Ind_i \in F_n$  do
5.9     for  $j = 1 : LongitudSolucion$  do
5.10      if  $Ind_i[j] = 1$  then
5.11         $ValorATend[Ind_i] = ValorATend[Ind_i] + Tendencia[j].$ 

```

Capítulo 7

Resultados computacionales.

*Ninguna investigación humana puede ser llamada ciencia real
si no puede demostrarse matemáticamente.*

Leonardo da Vinci (1452 - 1519),
Arquitecto, escultor, pintor, inventor, filósofo e ingeniero italiano.

Contenidos

7.1	Introducción.	193
7.2	Descripción de las instancias.	193
7.3	Métricas de desempeño.	193
7.3.1	Cardinalidad.	194
7.3.2	Hipervolumen.	194
7.4	Ajuste de parámetros de NSGA II.	195
7.4.1	Prueba de Friedman.	196
7.4.2	Varianza del hipervolumen.	196
7.4.3	Varianza de la cardinalidad.	198
7.4.4	Varianza para los tiempos de ejecución.	199
7.4.5	Conclusiones.	200
7.5	Comparación de operadores de NSGA II.	200

7.1 Introducción.

El estudio del problema multiobjetivo de planificación de la red de distribución eléctrica que se inicia en esta investigación, tiene como punto de partida los múltiples trabajos monoobjetivo y biobjetivo citados anteriormente. Para tratar las tres funciones objetivo más empleadas como un mismo problema, además de continuar la línea abierta por Barin y otros [32] de incorporar la legislación en un sector ampliamente regulado.

7.2 Descripción de las instancias.

Las instancias empleadas están basadas en diferentes publicaciones, tal cual se detallan en el C, y los datos de la compañía distribuidora. Es decir la longitud de las líneas, la demanda de los nodos, así como los elementos existentes en la red, subestaciones y líneas; son los propios de la compañía distribuidora. Mientras que para proteger la confidencialidad de su red; esta información se plasma sobre diferentes topologías de redes presentadas en otras publicaciones y trabajos.

Se emplean instancias que van desde, nueve nodos y 26 arcos propuestos; hasta 417 nodos y 471 arcos propuestos. Dentro de este abanico de tamaño de instancias se emplean 8 para realizar el ajuste de parámetros del algoritmo NSGA II y 10 para realizar las pruebas computacionales y la comparación entre operadores.

7.3 Métricas de desempeño.

La optimización multiobjetivo busca alcanzar dos metas, encontrar las soluciones que forman el frente óptimo de Pareto y que éstas soluciones se encuentren bien distribuidas a lo largo de dicho frente. Al trabajar con un problema multiobjetivo, la solución al problema es un frente, es decir un conjunto de soluciones. Este hecho provoca que no exista una métrica que determine por sí sola la calidad de una solución. Desde una perspectiva lógica se puede entender que el tamaño del conjunto es una buena métrica, cuanto mayor sea el conjunto de buenas soluciones; es mejor el frente. Pero también es coherente pensar en la superficie que dominan los miembros del frente, a mayor superficie mejor es el frente. O la relación entre soluciones en el frente y soluciones dominadas, ya sea la probabilidad de que exista una solución no dominada fuera del frente o el porcentaje de soluciones no dominadas. Por ello usaremos varias métricas de desempeño, tal como se detallan a continuación.

7.3.1 Cardinalidad.

Es el número de soluciones que conforman el frente de Pareto PF , encontrado por el algoritmo. Es mejor cuanto mayor sea el número de soluciones que forman dicho frente, pero también es adecuado la mayor diversidad posible entre estas soluciones.

7.3.2 Hipervolumen.

Es el tamaño del espacio cubierto o del espacio dominado por el frente, así lo definen Zitzler y Thiele, autores de esta definición y de la propia métrica [546]. Esta métrica mide el área en problemas biobjetivo, y el volumen en problemas multiobjetivo; del espacio de soluciones que es cubierto por el conjunto de soluciones y que esta limitado por un punto de referencia.

Para efectos de comparación entre las diferentes instancias, se normalizan los frentes y se calcula el hipervolumen con el mismo punto de referencia; esto es con el punto $(1,1,1)$. De este modo, si el hipervolumen se acerca a 1, mayor es el volumen dominado por el frente de Pareto, por lo que la probabilidad de que exista una solución no dominada fuera del frente es escasa. En caso de ser 1, el frente de Pareto es un conjunto mono elemento formado por el punto ideal. Por construcción, aquellos frentes que tengan hipervolumen de 0 tienen cardinalidad tres [503].

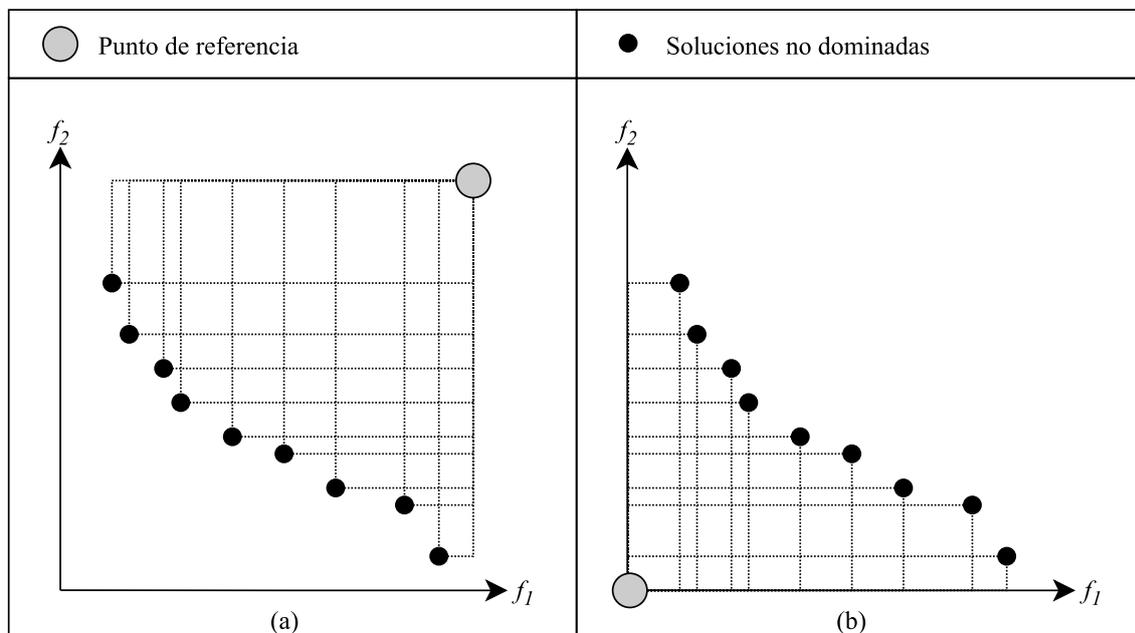


Fig. 7.1 (A) Hipervolumen sobre punto de referencia. (B) Hipervolumen sobre el origen.

En la figura 7.1 se puede ver un ejemplo gráfico para dos funciones objetivo, donde se define el área de cobertura de PF en relación con el espacio de objetivo de ambas funciones. Es decir, la suma de todas las áreas rectangulares delimitadas por el punto de referencia y los objetivos de las soluciones del frente. Matemáticamente, se calcula de acuerdo a la expresión 7.1 descrita por Coello y otros [87].

$$\text{Hipervolumen} = \bigcup \{vol_i | vec_i \in PF\} \quad (7.1)$$

7.4 Ajuste de parámetros de NSGA II.

El algoritmo NSGA II utiliza los siguientes tres parámetros para su correcta operación.

- **Tamaño de población (N).** Este parámetro determina el número de individuos que forma una generación de soluciones. Su relevancia radica en que si el valor es excesivamente pequeño, el algoritmo tiene pocas posibilidades de realizar diferentes reproducciones con lo cual el espacio de búsqueda recorrido es limitado. Mientras que si este valor es excesivamente grande, el algoritmo resultara demasiado lento.
- **Número máximo de generaciones (G).** Este parámetro determina el número máximo de veces que se ejecuta el proceso iterativo de mejora. Su relevancia radica en que si el valor es insuficiente la población no podrá diversificarse y si es demasiado grande puede ocurrir deriva genética.
- **Probabilidad de mutación (P_m).** Este parámetro determina la frecuencia con la que un individuo del subconjunto Q sufre una mutación. En caso de no existir mutación los descendientes son los generados en el cruzamiento.

Además comprobaremos el efecto del parámetro A que determina el número de arcos posibles que se emplean para seleccionar las líneas factibles.

Para ajustar los parámetros anteriores se utiliza un diseño factorial sobre un grupo de ocho instancias. Por cada una de las topologías seleccionada se realizan tres replicas, y se calcula la cardinalidad del frente, el hipervolumen y el tiempo de computo.

La tabla 7.1 muestra los valores de los niveles empleados para realizar esta experimentación. Dado que estas características deben de ajustarse al tamaño de la instancia, los valores están en función del número de arcos o líneas L posibles en cada una de ellas.

Factores	Niveles		
	L	$2L$	$4L$
N	L	$2L$	$4L$
G	$1/2L$	L	$2L$
P_m	0.25	0.50	0.75
A	2	4	6

Tabla 7.1 Valores del ajuste de parámetros de NSGA-II

7.4.1 Prueba de Friedman.

En primer lugar se realizó una prueba de Friedman para verificar que existe una diferencia significativa en el efecto de los parámetros, medida sobre las medianas del hipervolumen, la cardinalidad y el tiempo de ejecución del algoritmo. Después se realizó una prueba de Wilcoxon para determinar de cada pareja de ajustes si existe diferencia significativa y en caso de existir se guarda el mejor valor de la mediana y se selecciona la mejor configuración. En la tabla 7.2 se muestran las mejores configuraciones para las cuatro medidas de desempeño.

Factores	Medidas de desempeño		
	Hipervolumen	Cardinalidad	Tiempo
N	$4L$	$4L$	L
G	L	$2L$	$1/2L$
P_m	0.50	0.75	0.25
A	4	6	4

Tabla 7.2 Mejores valores del ajuste de parámetros de NSGA-II

En esta experimentación, se obtuvieron un total de 2592 observaciones lo que permite el uso de pruebas paramétricas vía el Teorema del Limite Central [54].

7.4.2 Varianza del hipervolumen.

Considerando el hipervolumen como medida de desempeño, se realizó una prueba ANOVA con un nivel de significancia del 0.01%. El tamaño de la población, el número de generaciones y la probabilidad de mutación son altamente significativos; mientras A no lo es. La figura 7.2 muestra las gráficas de medias para cada parámetro.

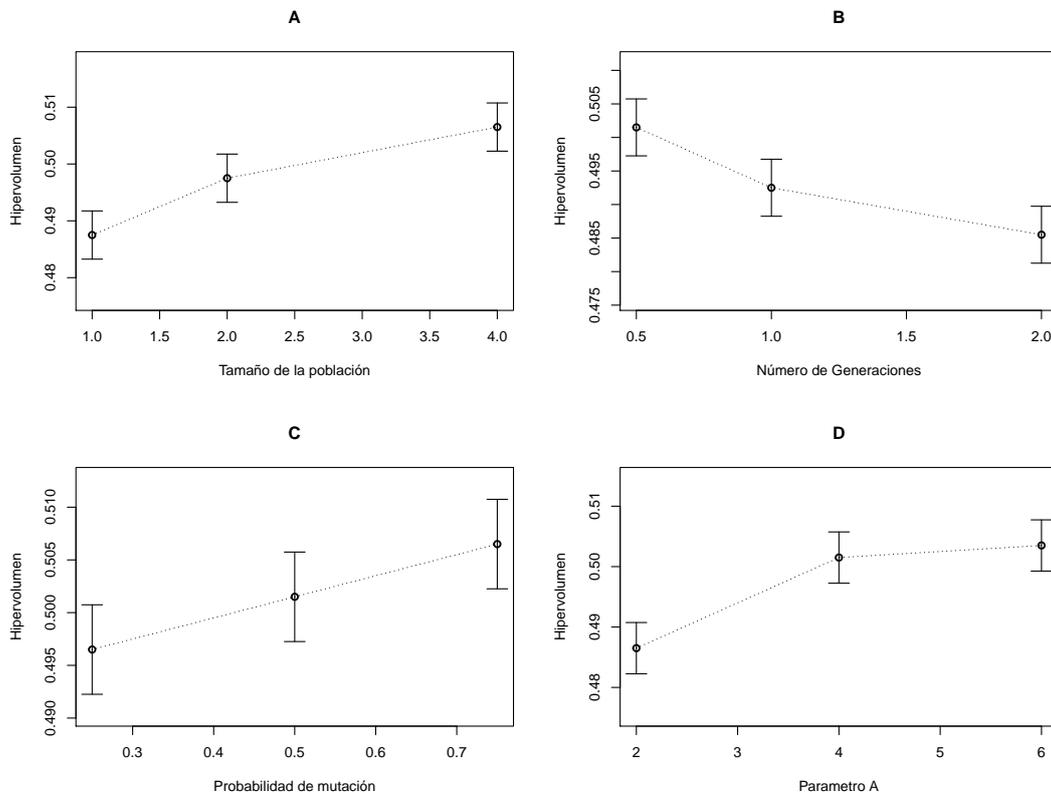


Fig. 7.2 Gráficas de medias de los parámetros de NSGA II para hipervolumen.

Se realizó una prueba de Tukey para mostrar la diferencia entre los niveles de los factores significantes, en base a las diferencias significativas y al valor de las medias, los mayores valores de hipervolumen se obtienen con un tamaño de población $4L$ L generaciones y una probabilidad de mutación $P_m = 0.75$. El parámetro A puede tomar cualquier valor.

Observese que ya no es necesario realizar experimentación para un mayor número de generaciones; sin embargo, se observa que si aumenta el tamaño de la población o la probabilidad de mutación si mejora el hipervolumen. Por tanto, se sigue con un aumento de la población a $6L$ y $8L$ y probabilidad de mutación a 1. Se prueba con todos los posibles valores del parámetro A ; es decir, aquellos niveles correspondientes en los que no hubo diferencia significativa.

Al comparar el hipervolumen de las estas nuevas configuraciones con las correspondientes de $4L$ individuos, se obtuvo que no existe diferencia significativa en ninguno de los factores analizados. Por lo tanto, se consideran como mejores tratamientos para hipervolumen aquellos que tengan $4L$ individuos en la población, L generaciones, probabilidades de mutación en 0.75 y cualquier nivel para el parámetro A .

7.4.3 Varianza de la cardinalidad.

Es necesario aclarar que al finalizar el algoritmo NSGA-II, no todos los individuos de la población son reportados como solución, solo aquellos que son no dominados y se evitan repeticiones. Por tanto, no debe interpretarse como cardinalidad el tamaño de la población [503].

De la misma forma que en el hipervolumen, se demostró estadísticamente que el tamaño de la población y el número de generaciones son significativos para la cantidad de soluciones que conforman el frente. Utilizando la prueba de Tukey para identificar las diferencias estadísticas entre los niveles de los factores antes mencionados; así como el valor de las medias, las configuraciones de mayor cardinalidad son aquellas formadas por un tamaño de población de $4L$, L o $2L$ generaciones y cualquier valor para probabilidad de mutación y el parámetro A . Como se puede ver en la figura 7.3.

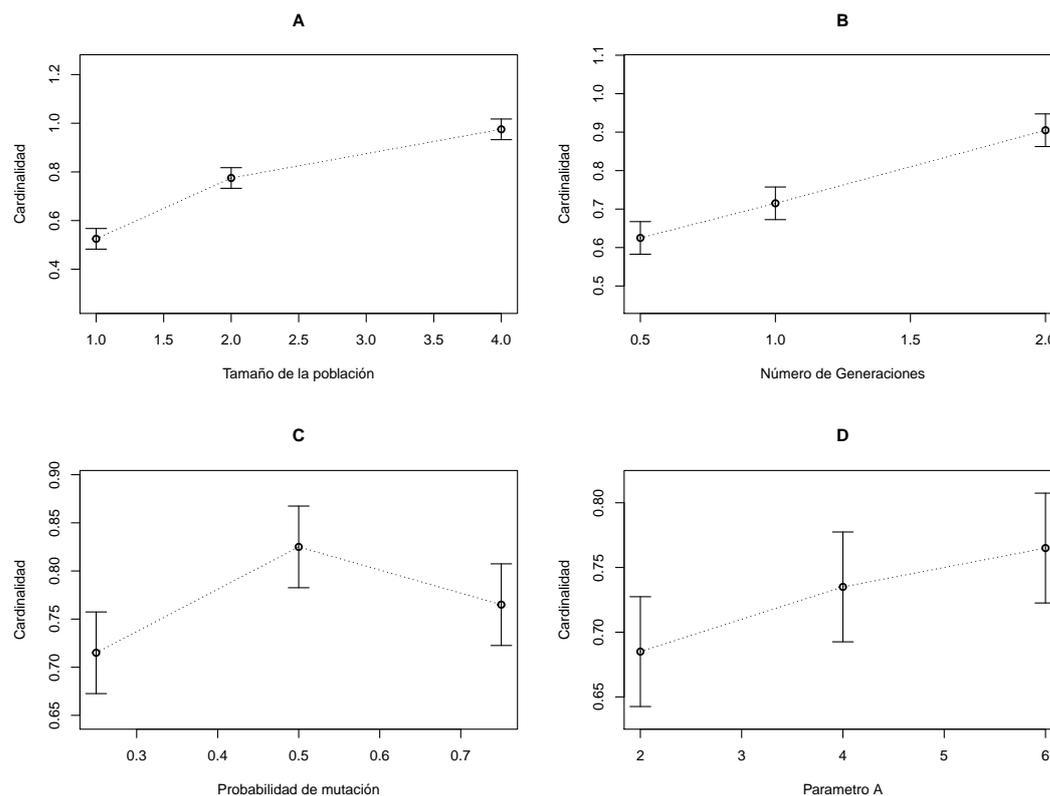


Fig. 7.3 Gráficas de medias de los parámetros de NSGA II para cardinalidad.

7.4.4 Varianza para los tiempos de ejecución.

El tiempo que el algoritmo utiliza para determinar el frente de Pareto es un aspecto muy importante. Como vemos, hay muchas configuraciones que representan buena calidad medida con el hipervolumen o cardinalidad. El objetivo ahora es verificar cuál de estas lo hace en el menor tiempo posible. Paradójicamente, la configuración de nuestros parámetros es otro problema multiobjetivo, ya contamos con ‘soluciones’ que maximizan la calidad, ahora en un sentido lexicográfico, minimizamos el tiempo de ejecución.

Procediendo de igual forma que en los análisis anteriores, determinamos la significancia de los factores para el tiempo de ejecución. El resultado es nuevamente el mismo que la prueba de cardinalidad, el tamaño de la población y el número de generaciones son quienes tienen un efecto sobre la variable de tiempo.

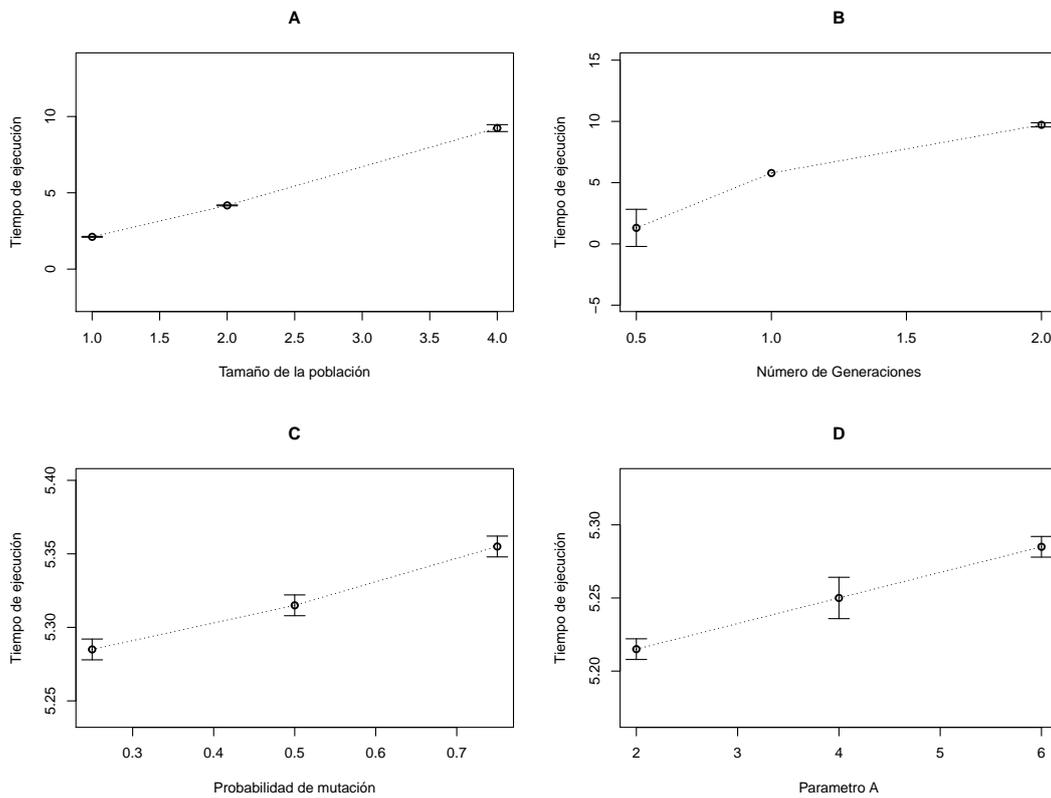


Fig. 7.4 Gráficas de medias de los parámetros de NSGA II para tiempo de ejecución

De acuerdo a la prueba de Tukey realizada, existe diferencia entre cada par de niveles de estos tres factores. Aunque con una significancia menor, 0.05, existe diferencia entre los niveles de la probabilidad de cruzamiento, siendo 0.25 y 0.50 los mejores. En base a estas observaciones, el tratamiento que produce menor tiempo de ejecución del algoritmo es L individuos en la población, $1/2$ generaciones, cualquier probabilidad de mutación y cualquier valor del parámetro A . Como se puede ver en la figura 7.4.

7.4.5 Conclusiones.

La prioridad para elegir las configuraciones es calidad y después tiempo. Así, las mejores configuraciones serían formadas por $4L$ individuos en la población, $2L$ generaciones y cualquier probabilidad de mutación y del parámetro A .

Aunque no existe diferencia significativa entre la probabilidad de mutación en 0.5 y 0.75 para ninguna medida de desempeño, elegimos 0.75 porque tiene un pequeño aumento en hipervolumen. De igual forma para el parámetro A , seleccionamos $A = 6$ porque representa un pequeño aumento en la cardinalidad del frente.

En conclusión, la mejor configuración para el algoritmo NSGA-II es $4L$ individuos en la población, $2L$ generaciones, probabilidad de mutación 0.75 y parámetro A de 6.

7.5 Comparación de operadores de NSGA II.

Una vez configurados los valores de los parámetros que aportan las soluciones de mejor calidad para el algoritmo NSGA II, se procede a comparar los diferentes operadores de cruce y mutación. Las medidas de desempeño son las mismas empleadas anteriormente el hipervolumen y la cardinalidad de los frentes obtenidos y el tiempo de cómputo empleado.

Para dos de las medidas de desempeño, hipervolumen y cardinalidad; resultó significativa la diferencia entre las diferentes combinaciones de operadores, con una significancia de 0.01%. En el caso del tiempo de ejecución las diferencias fueron no significativas. En general el empleo de cruzamiento por tendencia obtiene mejores resultados que el cruzamiento por punto aleatorio. A excepción de instancias pequeñas o muy pequeñas, en las cuales el cruce por tendencia converge demasiado deprisa, sin haber recorrido todas las zonas de interés dentro del espacio de búsqueda.

Mientras que para el operador de cruce, no se puede identificar una absoluta predominancia de un operador frente a otro, lo cual nos llevó a realizar pruebas combinando ambos operadores. En la primera fase se probó a aleatorizar el empleo de uno u otro operador, proceso en el cual comprobamos que los resultados, en lugar de mejorar, empeoraban.

Los resultados de estas pruebas se recogen en las figuras 7.5 y 7.6. En las cuales se muestra de forma combinada los valores del hipervolumen y la cardinalidad obtenidos de acuerdo a los diferentes operadores de cruce empleados. Siendo 1 unicamente el operador de cruce *XptoAleatorio*, 5 el operador de cruce *XTendencia*; y 2, 3, 4; valores intermedios 75% *XptoAleatorio* y 25% *XTendencia*, 50% *XptoAleatorio* y 50% *XTendencia*, 25% *XptoAleatorio* y 75% *XTendencia*, como se puede ver en la tabla 7.3.

	XptoAleatorio	XTendencia
1	100%	0%
2	75%	25%
3	50%	50%
4	25%	75%
5	0%	100%

Tabla 7.3 Probabilidades de empleo de los operadores de cruce

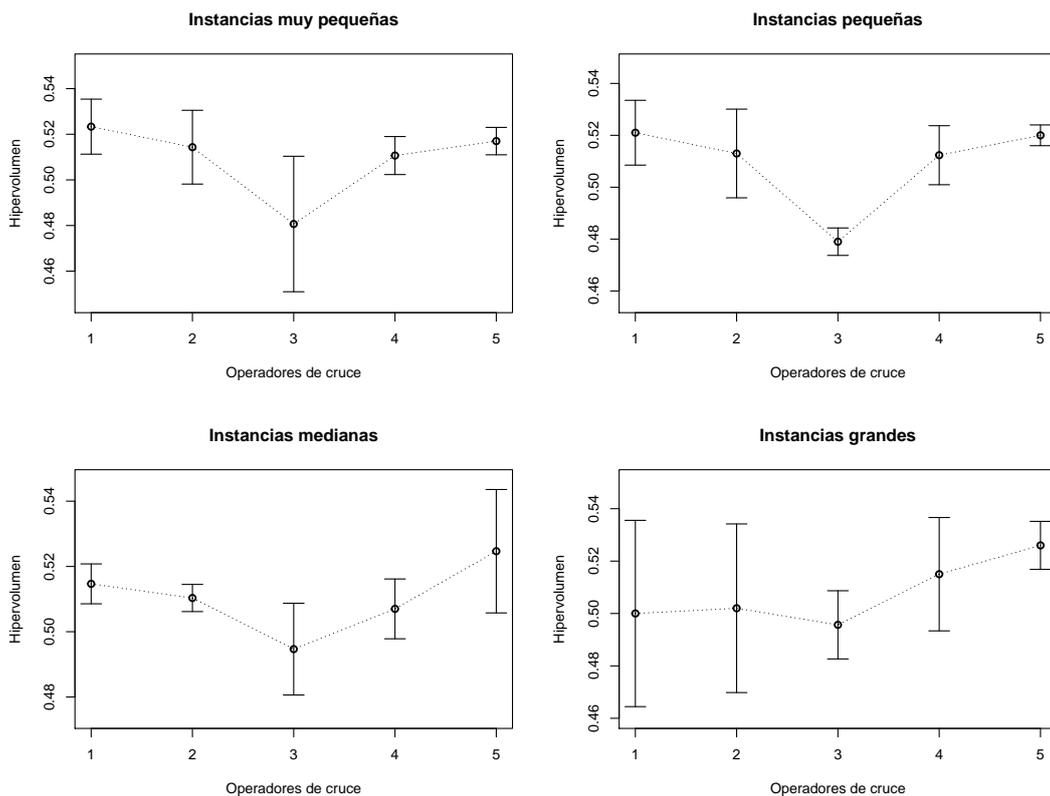


Fig. 7.5 Gráficas de los operadores de NSGA II para el hipervolumen

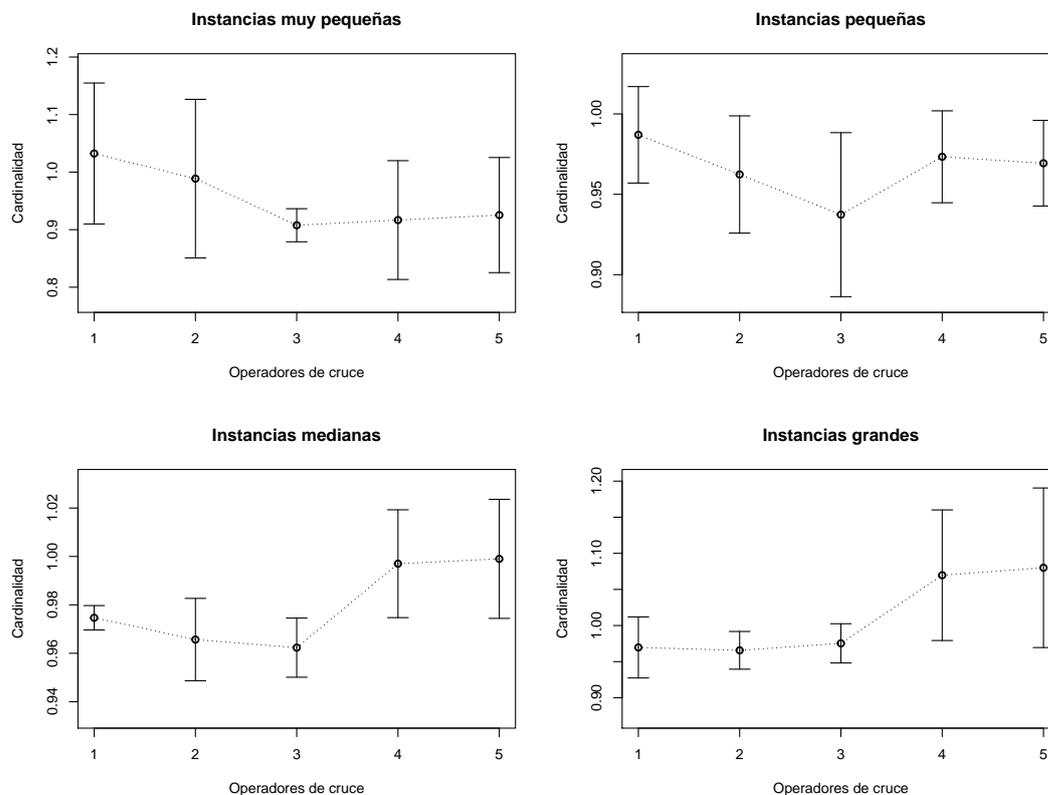


Fig. 7.6 Gráficas de los operadores de NSGA II para la cardinalidad

Esto dio lugar a una nueva premisa, el hecho de que la eficacia de unos operadores frente a otros depende de la etapa o iteración en la que se empleen. Desde este nuevo punto de vista se comprobó que en el caso de los operadores de cruce la selección aleatoria de uno de los dos operadores, en las primeras etapas aumentaba ligeramente la diversidad de soluciones sin perjudicar su calidad. Mientras que el operador de cruce por tendencia muestra mejores resultados en las fases finales del proceso. Esto se puede comprobar en las figuras 7.7 y 7.8 en las cuales se representan los valores de hipervolumen y cardinalidad para las diferentes iteraciones en las que se cambia de utilizar el operador por cruce aleatorio al operador de cruce por tendencia. El número de iteraciones va referido al correspondiente valor determinado de acuerdo al ajuste de parámetros, por lo cual se muestra en relación 0 – 1.

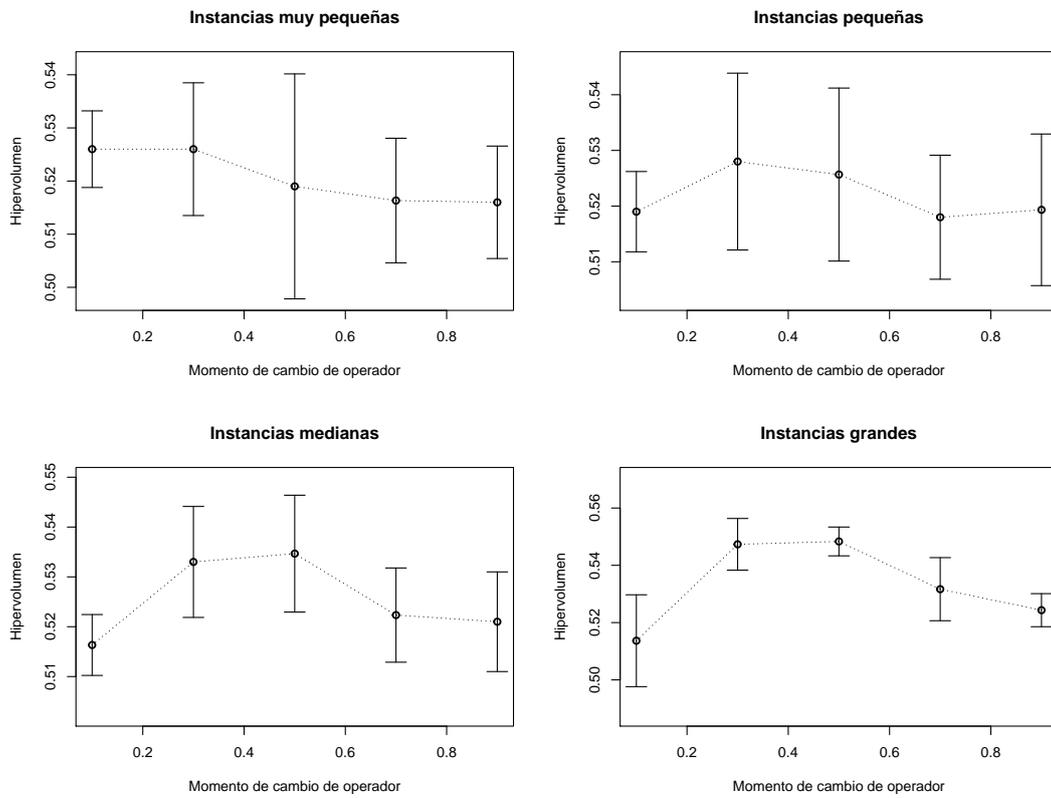


Fig. 7.7 Gráficas del momento de cambio de operador de NSGA II para el hipervolumen

Mientras las mejoras que produce el cruce por tendencia, se mantienen aunque este empiece a operar a partir del 20-40% de las generaciones establecidas para cada instancia. En este punto también cabe destacar, que cuanto mayor es la instancia más próximo se hace el valor al 40%. También hay que destacar que si el operador por tendencia empieza a trabajar sobre una población excesivamente diversa, y dispone de un número de iteraciones limitado, no consigue aprovechar su potencial.

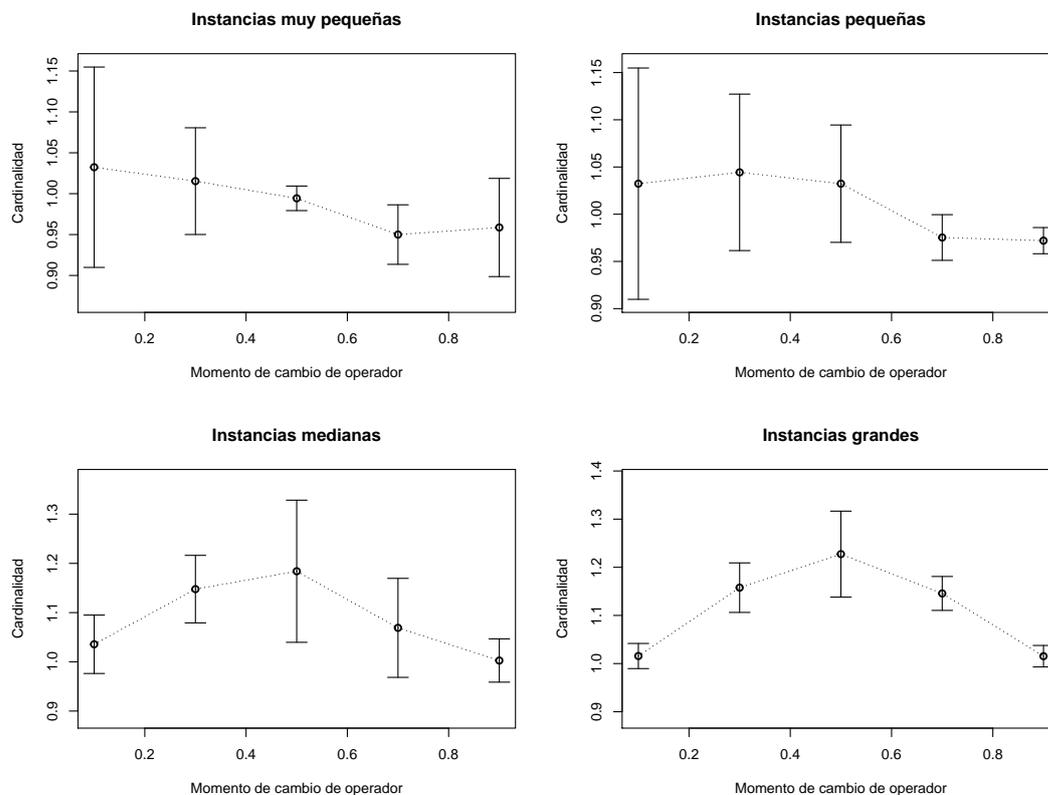


Fig. 7.8 Gráficas del momento de cambio de operador de NSGA II para la cardinalidad

Y respecto a los operadores de mutación, las soluciones de mejor calidad se obtuvieron, bajo un marco dinámico que adaptaba los probabilidades de un operador u otro de acuerdo al número de generación. Es decir se inicia con una probabilidad del 90% para el operador de *MutacionXEliminacin* y un 10% para el operador *MutacionFinal*. Para de acuerdo a cada iteración ir reduciendo la probabilidad del primer operador y aumentar la segunda, inversamente proporcional a las iteraciones, de forma que en la última iteración la probabilidad de los operadores sea 10% y 90%, para *MutacionXEliminacin* y *MutacionFinal* respectivamente.

Tras analizar las diferentes pruebas realizadas respecto al operador de mutación, se comprobó que el operador *MutacionXEliminacin* es interesante en las primeras etapas, al aumentar la diversidad de soluciones, pero pierde su efectividad de acuerdo nos acercamos al frente óptimo o tenemos una población de soluciones de cierta calidad. De la misma forma se demostró que el operador *MutacionFinal* es útil siempre que trabaje con soluciones de una calidad aceptable, al tratarse de un operador basado en la filosofía de la búsqueda local.

Capítulo 8

Comentarios finales.

Yo no hago cálculos, cuentas y conclusiones para que favorezcan mi forma de ver las cosas. Yo lo que quiero es darme cuenta de que mi forma de ver las cosas está equivocada. Porque si yo me doy cuenta que mi forma de ver las cosas está equivocada, actúo en consecuencia y cambio el procedimiento. Lo que no puedo es decir: voy a cambiar cualquier cosa y de cualquier manera, porque algo hay que cambiar

Marcelo Bielsa (1955 -),
Entrenador y profesor de educación física.

Contenidos

8.1 Conclusiones.	207
8.2 Trabajos futuros.	208
8.3 Reflexiones.	209

8.1 Conclusiones.

El proceso de toma de decisiones, enfocado a la planificación de la red de distribución eléctrica, precisa del uso de herramientas científico-técnicas como las que aquí se proponen. El enfoque multiobjetivo de este problema, facilita un análisis claro del papel y del valor de cada elemento y del grado de flexibilidad que se puede dar a cada objetivo/función.

La complejidad de este problema, debido a la introducción de restricciones tanto técnicas como legislativas, hace que sea necesario el uso y adaptación de métodos heurísticos. El modelo que aquí se presenta, está basado en un problema real, presenta particularidades que le hacen singular a la par que interesante.

En este trabajo se ha desarrollado una metodología de ayuda a la planificación de la red de distribución de energía eléctrica de acuerdo a la regulación y realidad de este problema. Las investigaciones existentes hasta el momento se pueden agrupar en dos enfoques.

- Problemas monoobjetivo, que o bien solo tratan la función objetivo de costes o se limitan a establecer un precio para la unidad de energía y realizan un procedimiento similar a una suma ponderada.
- Problemas multiobjetivo, que junto con la función objetivo de costes tratan la de pérdidas o confiabilidad.

Por ello en este trabajo se considero más oportuno tomar las tres funciones simultaneamente, en lugar de establecer restricciones con ellas. Además de incluir la legislación vigente en el sector ya que en un sector ampliamente regulado, y en una zona gris entre el interés privado y público; cualquier solución factible debe de respetar todas y cada una de las leyes que se aplican. Y desde el punto de vista del tomador de decisiones esta regulación afecta directamente a la retribución que va a percibir.

Se ha realizado el diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica mediante la aplicación del algoritmo evolutivo multiobjetivo NSGA II basado en el concepto de dominancia de Pareto. Este algoritmo general se ha adaptado a las características específicas del problema de planificación de redes de distribución eléctrica.

Para ello se han considerado tres objetivos:

- Maximizar la retribución para la empresa distribuidora, de acuerdo a la legislación vigente.
- Minimizar las pérdidas técnicas producidas en la red.
- Maximizar la fiabilidad de la red, frente a fallas de las líneas. Minimizando la EENS.

Sujetos a las restricciones técnicas habituales, caída de tensión, radialidad de la red, leyes de kirchoff y la capacidad máxima de las subestaciones y las líneas. Además de las restricciones legales de estandarización de nuevos elementos instalados en la red e inversión máxima permitida.

Como limitaciones hay que destacar que pese al buen hacer de Iberdrola Distribución, la realidad es que pese a utilizar datos de demandas y longitudes de línea reales; se han tenido que combinar con topologías de redes presentadas por otros investigadores en sus publicaciones. Sin haber podido comprobar la eficacia de esta investigación sobre la propia red real existente. Debido al incumplimiento por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de su propia legislación. Ya que esta establece que todas las redes de transporte y distribución de energía eléctrica deben de ser de acceso público y abierto.

Como se demuestra en este caso la adaptación de un algoritmo evolutivo multiobjetivo, de uso general, como NSGA II, ha demostrado aportar un conjunto de soluciones notablemente mejor que su forma genérica. Además con la reformulación de la función objetivo de costes, tradicionalmente se considera la minimización de costes; a la maximización de la retribución de la empresa distribuidora se ha dado un pequeño paso para aproximar el modelo matemático al problema real. Al incorporar la regulación y la realidad existente en el mismo, ya que la empresa que gestiona dicha actividad tiene como objetivo maximizar sus beneficios no minimizar su inversión

8.2 Trabajos futuros.

El desarrollo de este trabajo ha sentado las bases para la realización de futuras investigaciones:

- Aplicar nuevas técnicas de optimización y operadores evolutivos, los cuales se están considerando para futuros trabajos de investigación a causa de los buenos resultados que se han venido obteniendo al ser aplicadas en varias instancias.
- Considerar el diseño óptimo de redes eléctricas integradas, es decir, incluyendo varios niveles de tensión, transporte y distribución, siendo éste un problema extremadamente complejo y que se desea abordar modificando las herramientas desarrolladas.
- Aplicar las técnicas desarrolladas sobre nuevas instancias a ser posibles sobre redes y problemas reales.
- Adaptar el trabajo desarrollado a modelos multietapa para facilitar su aplicación en casos reales.

- Por ultimo el objetivo más complejo pero a la vez más atractivo, la reformulación del problema de diseño y planificación de redes de distribución de energía eléctrica para abarcar las redes inteligentes y la generación distribuida. Como un pequeño paso en este nuevo camino estamos escribiendo un capítulo de libro, con las nociones básicas, sobre las diferentes formas planteadas para modelizar este nuevo problema.

8.3 Reflexiones.

La primera reflexión respecto al propio problema es municipalizar la red de distribución, por el modelo de red; al trabajar sobre un caso real en el que los límites de la zona de actividad de distribución están definidos basándose en criterios legislativos, en lugar de respetar la lógica de puntos de consumo y distribución social, provoca dos problemas, por un lado la instalación de equipos y líneas duplicados para suministrar en puntos frontera de la red, es decir en pueblo, o polígonos industriales que reciben alimentación de compañías distribuidoras diferentes. Este doble dimensionamiento, e inversión no repercute en una mejora de la fiabilidad al no estar directamente interconectadas las redes entre sí.

Mientras que la municipalización de la red, y la concesión de su actividad geográfica de acuerdo a núcleos poblacionales, puntos de consumo o comarcas, permitiría adaptar la propia morfología de árbol con múltiples ramas, propia de la red, a la necesidad de ese área geográfica.

La segunda, es abrir el debate sobre la propiedad de los elementos que conforman el sistema y los entes que lo deben gestionar. Personalmente considero que tanto la red de distribución, como la de transporte deberían de ser públicas y gestionarse a nivel nacional por un único ente. Esto aportaría una mejora en la eficiencia, tanto operativa como de planificación, así como en la calidad y una significativa reducción de coste para los usuarios finales.

Y la tercera es referente a la propia regulación, en la que se puede comprobar siendo bien pensado el desconocimiento de los legisladores respecto a las características técnicas. Valga como ejemplo un detalle, mientras que en todos los trabajos de investigación consultados (salvo los iniciales de los años 70) los costes se calculan en función de los elementos que están en operación dentro del sistema o del tiempo de operación de estos elementos. Mientras que de acuerdo a la ley se retribuye en base a los elementos construidos, es decir la construcción de elementos ineficientes o directamente no conectados a la red es retribuida de igual manera que la de elementos plenamente operativos, lo que provoca que el desarrollo de la red pierda coherencia.

Bibliografía

- [1] Aarts, E. and Korst, J. (1990). *Simulated annealing and boltzmann machines. A stochastic approach to combinatorial optimization and neural computing*. John Wiley.
- [2] Aarts, E. and Lenstra, J. (1997). *Local Search in Combinatorial Optimization*. John Wiley.
- [3] Abdelaziz, A., Hegazy, Y., El-Khattam, W., and Othman, M. (2015). Optimal planning of distributed generators in distribution networks using modified firefly method. *Electric Power Components and Systems*, 43(3):320–333.
- [4] Abdelaziz, F. B., Krichen, S., and Chaouachi, J. (1999). *A hybrid heuristic for multiobjective knapsack problems*. Springer.
- [5] Abril, L. A. R. (2001). *Investigación de operaciones para ingeniería y Administración de Empresas*. Universidad Nacional de Colombia.
- [6] Abul' Wafa, A. (2014). Optimal capacitor placement for enhancing voltage stability in distribution systems using analytical algorithm and fuzzy-real coded GA. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 55:246–252.
- [7] Adams, R.N. Laughton, M. (1974). *Optimal Planning of Power Networks using Mixed Integer Programming*.
- [8] Aghaei, J., Muttaqi, K., Azizivahed, A., and Gitizadeh, M. (2014). Distribution expansion planning considering reliability and security of energy using modified PSO Particle Swarm Optimization algorithm. *Energy*, 65:398–411.
- [9] AGUSTÍN, B. (1998). Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica.
- [10] Ahmadi, H. and Martí, J. (2015). Mathematical representation of radiality constraint in distribution system reconfiguration problem. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64:293–299.
- [11] Ahmadi, S., Sedighizadeh, M., and Abdi, S. (2014). An efficient hybrid big bang-big crunch algorithm for reconfiguration of distribution system for loss reduction. *Conference and exhibition on Electricity Distribution*, 14.
- [12] Ahmadigorji, M. and Amjady, N. (2014). A new evolutionary solution method for dynamic expansion planning of DG-integrated primary distribution networks. *Energy Conversion and Management*, 82:61–70.

- [13] Ahuja, A., Das, S., and Pahwa, A. (2007). An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):1101–1111.
- [14] Ahuja, A., Pahwa, A., Panigrahi, B., and Das, S. (2013). Pheromone-based crossover operator applied to distribution system reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4):4144–4151.
- [15] Aickelin, U. and Cayzer, S. (2002). The danger theory and its application to artificial immune systems. *Proceedings of the 1st International Conference on Artificial Immune Systems*, ICARIS:141–148.
- [16] Akay, B. and Karaboga, D. (2012). Artificial bee colony algorithm for large-scale problems and engineering design optimization. *Journal of Intelligent Manufacturing*, 23(4):1001–1014.
- [17] Al-Betar, M., Awadallah, M., Khader, A., and Abdalkareem, Z. (2015). Island-based harmony search for optimization problems. *Expert Systems with Applications*, 42(4):2026–2035.
- [18] Alarcon-Rodriguez, A., Ault, G., and Galloway, S. (2010). Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(5):1353 – 1366.
- [19] Alatas, B. (2011). Uniform big bang–chaotic big crunch optimization. *Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulation*, 16(9):3696 – 3703.
- [20] Alba, E. and Marti, R. (2006). *Metaheuristic procedures for training neural networks*, volume 35. Springer Science & Business Media.
- [21] Alfi, A. (2011). PSO with adaptive mutation and inertia weight and its application in parameter estimation of dynamic systems. *Zidonghua Xuebao/Acta Automatica Sinica*, 37(5):541–549.
- [22] Alfi, A. and Khosravi, M. (2012). Optimal power system stabilizer design to reduce low frequency oscillations via an improved swarm optimization algorithm. *Int J Tech Phys Probl Eng*, 4:24–33.
- [23] Alvarez-Herault, M.-C., Caire, R., Raison, B., Hadjsaid, N., and Bienia, W. (2012). Optimizing traditional urban network architectures to increase distributed generation connection. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 35(1):148–157.
- [24] Alves, M. J. and Clímaco, J. (2000). An interactive method for 0-1 multiobjective problems using simulated annealing and tabu search. *Journal of Heuristics*, 6(3):385–403.
- [25] Ammaruekarat, P. and Meesad, P. (2011). A chaos search for multi-objective memetic algorithm. *2011 International conference on information and electronics engineering*, 6:140–144.

- [26] Arandian, B., Hooshmand, R.-A., and Gholipour, E. (2014). Decreasing activity cost of a distribution system company by reconfiguration and power generation control of dgs based on shuffled frog leaping algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 61:48–55.
- [27] Asakura, T., Genji, T., Yura, T., Hayashi, N., and Fukuyama, Y. (2003). Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration and generation of construction plans. *Transactions on Power Systems*, 18(3):1196–1204.
- [28] Asakura, T., Yura, T., Hayashi, N., and Fukuyama, Y. (2000). Long-term distribution network expansion planning considering multiple construction plans. *International Conference on Power System Technology*, 2:1101–1106.
- [29] Atashpaz-Gargari, E. and Lucas, C. (2007). Imperialist Competitive Algorithm: An algorithm for optimization inspired by imperialistic competition. *IEEE Congress on Evolutionary Computation, CEC*, pages 4661–4667.
- [30] Bäck, T. (1996). *Evolutionary algorithms in theory and practice: evolution strategies, evolutionary programming, genetic algorithms*. Oxford university press.
- [31] Bäck, T. and Schwefel, H.-P. (1993). An overview of evolutionary algorithms for parameter optimization. *Evolutionary computation*, 1(1):1–23.
- [32] Barin, A., Pozzatti, L. F., Canha, L. N., Machado, R. Q., Abaide, A. R., and Arend, G. (2010). Multi-objective analysis of impacts of distributed generation placement on the operational characteristics of networks for distribution system planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32(10):1157–1164.
- [33] Barr, R. S., Golden, B. L., Kelly, J. P., Resende, M. G., and Stewart Jr, W. R. (1995). Designing and reporting on computational experiments with heuristic methods. *Journal of Heuristics*, 1(1):9–32.
- [34] Battiti, R. (1996). Reactive search: Toward self-tuning heuristics. *Modern heuristic search methods*, pages 61–83.
- [35] Bazán, F.A. Mantovani, J. R. R. (2002). Planeamiento de expansión de sistemas de distribución de energía eléctrica usando un algoritmo de búsqueda tabú. *XIV Congreso Brasileiro de Automatización*.
- [36] Beasley, J. E. (2002). Population heuristics. *Handbook of applied optimization*, pages 138–157.
- [37] Beausoleil, R. P. (2006). MOSS multiobjective scatter search applied to non-linear multiple criteria optimization. *European Journal of Operational Research*, 169(2):426–449.
- [38] Becerra, R. L. (2002). Algoritmos culturales aplicados a optimización con restricciones y optimización multiobjetivo. *México DF: Instituto Politécnico Nacional*.
- [39] Becerra, R. L. and Coello, C. A. C. (2004). A cultural algorithm with differential evolution to solve constrained optimization problems. In *Advances in Artificial Intelligence—IBERAMIA 2004*, pages 881–890. Springer.

- [40] Benders, J. F. (1962). Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische mathematik*, 4(1):238–252.
- [41] Bhowmik, S., Goswami, S., and Bhattacharjee, P. (2000). A new power distribution system planning through reliability evaluation technique. *Electric Power Systems Research*, 54(3):169–179.
- [42] Billinton, R. and Wang, P. (1998). Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(4):1245–1250.
- [43] Blanchard, M., Delorme, L., Simard, C., and Nadeau, Y. (1996). Experience with optimization software for distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(4):1891–1898.
- [44] Blum, C. and Roli, A. (2003). Metaheuristics in combinatorial optimization: Overview and conceptual comparison. *ACM Computing Surveys (CSUR)*, 35(3):268–308.
- [45] Boender, C. G. E., Kan, A. R., Timmer, G., and Stougie, L. (1982). A stochastic method for global optimization. *Mathematical programming*, 22(1):125–140.
- [46] Boettcher, S. and Percus, A. (2000). Nature’s way of optimizing. *Artificial Intelligence*, 119(1):275–286.
- [47] Bonrosto, J. A. P. and Serna, C. R. D. (2000). Diseño de metaheurísticos para problemas de rutas con flota heterogénea: concentración heurística. *Estudios de economía aplicada*, (14):137–151.
- [48] Borges, C. (2012). An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6):4008–4015.
- [49] Borges, C. L. T. and Martins, V. F. (2012). Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and distributed generation uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 36(1):107 – 116.
- [50] Boulaxis, N. G. and Papadopoulos, M. P. (2002). Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and gis facilities. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(1):242–247.
- [51] BoussaiD, I., Lepagnot, J., and Siarry, P. (2013). A survey on optimization metaheuristics. *Information Sciences*, 237:82–117.
- [52] Braune, R. and Zäpfel, G. (2010). *Metaheuristic search concepts: A tutorial with applications to production and logistics*. Springer Science & Business Media.
- [53] Brown, R. E. (2008). *Electric power distribution reliability*. CRC press.
- [54] Burke, E., Kendall, G., and Soubeiga, E. (2003). A tabu-search hyperheuristic for timetabling and rostering. *Journal of Heuristics*, 9(6):451–470.

- [55] Burns, P. and Weyman-Jones, T. G. (1996). Cost functions and cost efficiency in electricity distribution: A stochastic frontier approach. *Bulletin of Economic Research*, 48(1):41–64.
- [56] Caballero, R., Molina, J., and Hernández Díaz, A. (2007). Metaheurísticos en programación multiobjetivo, en procedimientos metaheurísticos en economía y empresa. pages 117–138.
- [57] Caballero, R., Molina, J., and Rodríguez, V. (2003). MOAMP: Programación multiobjetivo mediante un procedimiento de búsqueda tabú. In *Actas del II Congreso Español de Metaheurísticas y Algoritmos Evolutivos y Bioinspirados: MAEB, Universidad de Oviedo, Espana*, pages 153–159.
- [58] Carpaneto, E. and Chicco, G. (2008). Distribution system minimum loss reconfiguration in the hyper-cube ant colony optimization framework. *Electric Power Systems Research*, 78(12):2037–2045.
- [59] Carrano, E., Cardoso, R., Takahashi, R., Fonseca, C., and Neto, O. (2008). Power distribution network expansion scheduling using dynamic programming genetic algorithm. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2(3):444–455.
- [60] Carrano, E., Guimarães, F., Takahashi, R., Neto, O., and Campelo, F. (2007). Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immun system inspired algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2):851–861.
- [61] Carrano, E., Takahashi, R., Cardoso, E., Saldanha, R., and Neto, O. (2005). Optimal substation location and energy distribution network design using a hybrid ga-bfgrs algorithm. volume 152, pages 919–926.
- [62] Carrano, E., Tarôco, C., Neto, O., and Takahashi, R. (2014). A multiobjective hybrid evolutionary algorithm for robust design of distribution networks. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 63:645–656.
- [63] Carrano, E. G., Soares, L. A., Takahashi, R. H., Saldanha, R. R., and Neto, O. M. (2006). Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(2):995–1005.
- [64] Carvalho, P. and Ferreira, L. (2005). Distribution quality of service and reliability optimal design: Individual standards and regulation effectiveness. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4):2086–2092.
- [65] Carvalho, P., Ferreira, L., Lobo, F., and Barruncho, L. (1998). Optimal distribution network expansion planning under uncertainty by evolutionary decision convergence. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 20(2):125–129.
- [66] Celli, G., Ghiani, E., Soma, G., and Pilo, F. (2012). Planning of reliable active distribution systems. *Proc. CIGRE*.
- [67] Celli, G., Mocci, S., Pilo, F., Bertini, D., Cicoria, R., and Corti, S. (2007). Multi-year optimal planning of active distribution networks. *Proc. CIRED*.

- [68] Celli, G., Pilo, F., Pisano, G., and Soma, G. (2008). Optimal planning of active networks. *Power Systems Computation Conference*.
- [69] Černý, V. (1985). Thermodynamical approach to the traveling salesman problem: An efficient simulation algorithm. *Journal of optimization theory and applications*, 45(1):41–51.
- [70] Chandrashekhara, A., Ananthapadmanabha, T., and Kulkarni, A. (1999). Neuro-expert system for planning and load forecasting of distribution systems. *International Journal of Electrical Power and Energy System*, 21(5):309–314.
- [71] Charon, I. and Hudry, O. (1993). The noising method: a new method for combinatorial optimization. *Operations Research Letters*, 14(3):133–137.
- [72] Chen, G., Tang, G., Li, K., and Chung, T. (2001). A novel heuristic method for distribution system planning. *Electric Power Components and Systems*, 29(6):491–502.
- [73] Chen, J.-L. and Hsu, Y.-Y. (1989). Expert system for load allocation in distribution expansion planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(3):1910–1918.
- [74] Chen, T.-H., Lin, E.-H., Yang, N.-C., and Hsieh, T.-Y. (2013). Multi-objective optimization for upgrading primary feeders with distributed generators from normally closed loop to mesh arrangement. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 45(1):413–419.
- [75] Cheng, S. and Chen, M.-Y. (2014). Multi-objective reactive power optimization strategy for distribution system with penetration of distributed generation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 62:221–228.
- [76] Chiou, J.-P., Chang, C.-F., and Su, C.-T. (2006). Capacitor placement in large-scale distribution systems using variable scaling hybrid differential evolution. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 28(10):739–745.
- [77] Chowdhury, A. and Custer, D. (2005). A value-based probabilistic approach to designing urban distribution systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 27(9-10):647–655.
- [78] Christofides, N. (1994). The bionomic algorithm. In *Proc of the associazione Italiana di ricerca operativa conference, Savona, Italy*.
- [79] Christofides, N. (1996). Optimal design of telecommunication networks. In *CO96 Conference, Imperial College, London*.
- [80] Chuang, H.-J., Tsai, W.-Y., Chen, C.-S., Ho, C.-Y., Lin, C.-C., and Tsai, Y.-P. (2014). Optimal expansion planning of distribution substations using loading gravity with genetic algorithm. *Proceedings of the 2nd International Conference on Intelligent Technologies and Engineering Systems (ICITES2013)*, pages 11–18.
- [81] Clerc, M. (2006). *Particle swarm optimization*. London: ISTE.

- [82] Clerc, M. and Kennedy, J. (2002). The particle swarm-explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 6(1):58–73.
- [83] Coello, C. A. C. (1996). An empirical study of evolutionary techniques for multiobjective optimization in engineering design.
- [84] Coello, C. A. C. (2006a). Evolutionary multi-objective optimization: a historical view of the field. *Computational Intelligence Magazine, IEEE*, 1(1):28–36.
- [85] Coello, C. A. C. (2006b). Evolutionary multi-objective optimization: a historical view of the field. *Computational Intelligence Magazine, IEEE*, 1(1):28–36.
- [86] Coello, C. C. and Cortés, N. C. (2002). An approach to solve multiobjective optimization problems based on an artificial immune system. In *first international Conference on artificial immune systems (ICARIS'2002)*, pages 212–221.
- [87] Coello, C. C., Lamont, G. B., and Van Veldhuizen, D. A. (2007). *Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems*. Springer Science & Business Media.
- [88] Corne, D. W., Knowles, J. D., and Oates, M. J. (2000). The pareto envelope-based selection algorithm for multiobjective optimization. In *Parallel problem solving from nature PPSN VI*, pages 839–848. Springer.
- [89] Coroama, I., Chicco, G., Gavrilaş, M., and Russo, A. (2013). Distribution system optimisation with intra-day network reconfiguration and demand reduction procurement. *Electric Power Systems Research*, 98:29–38.
- [90] Cortés Rivera, D., Landa Becerra, R., and Coello Coello, C. A. (2007). Cultural algorithms, an alternative heuristic to solve the job shop scheduling problem. *Engineering Optimization*, 39(1):69–85.
- [91] Cossi, A., Da Silva, L., Lázaro, R., and Mantovani, J. (2012). Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(3):274–284.
- [92] Cossi, A., Romero, R., and Mantovani, J. (2005). Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(1):205–213.
- [93] Cossi, A., Romero, R., and Mantovani, J. (2009). Planning and projects of secondary electric power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1599–1608.
- [94] Cotta, C. (2007). Una visión general de los algoritmos meméticos. *Rect*, 3:139–166.
- [95] Cowling, P., Kendall, G., and E., S. (2002). Hyperheuristics: A tool for rapid prototyping in scheduling and optimisation. *Applications of Evolutionary Computing, Proceedings*, pages 1–10.
- [96] Da Silva, M. C., França, P. M., and Da Silveira, P. D. B. (1996). Long-range planning of power distribution systems: secondary networks. *Computers & electrical engineering*, 22(3):179–191.

- [97] Dahl, G., Jörnsten, K., and Lokketangen, A. (1995). A tabu search approach to the channel minimization problem. *ICOTA*, 95:5–8.
- [98] Dammert, A., García, R., Molinelli, F., et al. (2008). Regulación y supervisión del sector eléctrico. *Fondo Editorial. Pontificia Universidad Católica del Perú*.
- [99] Darwin, C. (1968). On the origin of species by means of natural selection. 1859. *Murray, London*, 502.
- [100] Das, S., Biswas, A., Dasgupta, S., and Abraham, A. (2009). Bacterial foraging optimization algorithm: theoretical foundations, analysis, and applications. In *Foundations of Computational Intelligence Volume 3*, pages 23–55. Springer.
- [101] Dasgupta, D. (2006). Advances in artificial immune systems. *Computational intelligence magazine, IEEE*, 1(4):40–49.
- [102] Dasgupta, D., Yu, S., and Nino, F. (2011). Recent advances in artificial immune systems: models and applications. *Applied Soft Computing*, 11(2):1574–1587.
- [103] Davis, L. (1991). Handbook of genetic algorithms.
- [104] Dawkins, R. (1976). Hierarchical organisation: A candidate principle for ethology.
- [105] de Castro, L. and Timmis, J. (2003). Artificial immune systems as a novel soft computing paradigm. *Soft Computing*, 7(8):526–544.
- [106] de España, R. E. (2007). El sistema eléctrico español. *Avance del Informe 2007*.
- [107] de España, R. E. (2013). La operación del sistema eléctrico para dummies. *Wiley*.
- [108] de la Parra Motta, A. G. (2015). *Racionalización de la red de autobuses de tránsito rápido (BRT): Análisis de diferentes objetivos: aplicación a la ciudad de México*. PhD thesis, Universidad de Burgos.
- [109] De Oliveira, L., De Oliveira, E., Gomes, F., Silva Jr., I., Marcato, A., and Resende, P. (2014). Artificial immune systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 56:64–74.
- [110] Deb, K. (2000). An efficient constraint handling method for genetic algorithms. *Computer methods in applied mechanics and engineering*, 186(2):311–338.
- [111] Deb, K., Agrawal, S., Pratap, A., and Meyarivan, T. (2000). A fast elitist non-dominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization: Nsga-ii. *Lecture notes in computer science*, 1917:849–858.
- [112] Deb, K. and Goel, T. (2001). Controlled elitist non-dominated sorting genetic algorithms for better convergence. In *Evolutionary multi-criterion optimization*, pages 67–81. Springer.
- [113] Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S., and Meyarivan, T. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii. *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, 6(2):182–197.

- [114] Diaz, A. (1996). Heuristic optimization and neural networks in operational investigation and engineering. *Madrid, Espana. Editorial Paraninfo.*
- [115] Díaz-Bautista, A. (2005). *Experiencias internacionales en la desregulación eléctrica y el sector eléctrico en México.* Plaza y Valdes.
- [116] Diaz-Dorado, E., Cidrás, J., and Míguez, E. (2002). Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3):879–884.
- [117] Dorigo, M. (1992). *Optimization, learning and natural algorithms.* Tesis Doctoral. Politecnico di Milano, Italy.
- [118] Dorigo, M., Birattari, M., and Stützle, T. (2006). Ant colony optimization. *Computational Intelligence Magazine, IEEE*, 1(4):28–39.
- [119] Dorigo, M. and Blum, C. (2005). Ant colony optimization theory: A survey. *Theoretical computer science*, 344(2):243–278.
- [120] Dorigo, M. and Di Caro, G. (1999). New ideas in optimization. *New ideas in optimization.*
- [121] Dorigo, M. and Gambardella, L. M. (1997a). Ant colonies for the travelling salesman problem. *BioSystems*, 43(2):73–81.
- [122] Dorigo, M. and Gambardella, L. M. (1997b). Ant colony system: a cooperative learning approach to the traveling salesman problem. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 1(1):53–66.
- [123] Dorigo, M., Maniezzo, V., and Colorni, A. (1991). Positive feedback as a search strategy.
- [124] Dorigo, M., Maniezzo, V., and Colorni, A. (1996). Ant system: optimization by a colony of cooperating agents. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B: Cybernetics*, 26(1):29–41.
- [125] Dorigo, M. and Stützle, T. (2003). The ant colony optimization metaheuristic: Algorithms, applications, and advances. In *Handbook of metaheuristics*, pages 250–285. Springer.
- [126] Dowsland, K. A. and Adenso-Díaz, B. (2003). Diseño de heurísticas y fundamentos del recocido simulado. *Inteligencia Artificial, Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial*, 7(19):93–102.
- [127] Duan, D.-L., Ling, X.-D., Wu, X.-Y., and Zhong, B. (2015). Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64:88–95.
- [128] Duan, G. and Yu, Y. (2003). Power distribution system optimization by an algorithm for capacitated steiner tree problems with complex-flows and arbitrary cost functions. *International journal of electrical power & energy systems*, 25(7):515–523.

- [129] Duarte Muñoz, A., Pantrigo Fernández, J., and Gallego Carrillo, M. (2007). Metaheurísticas. *Dykinson*.
- [130] Eberhart, R., Simpson, P., and Dobbins, R. (1996). *Computational intelligence PC tools*. Academic Press Professional, Inc.
- [131] Eberhart, R. C. and Kennedy, J. (1995). A new optimizer using particle swarm theory. In *Proceedings of the sixth international symposium on micro machine and human science*, volume 1, pages 39–43. New York, NY.
- [132] Echeverri, M. G., Rendón, R. A. G., and Isaza, R. A. H. (2004). Planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica usando branch and bound. *Ingeniería*, 10(2):44–50.
- [133] Ehrgott, M. and Gandibleux, X. (2000). A survey and annotated bibliography of multiobjective combinatorial optimization. *OR-Spektrum*, 22(4):425–460.
- [134] Ehrgott, M., Klamroth, K., and Schwehm, C. (2004). An mcdm approach to portfolio optimization. *European Journal of Operational Research*, 155(3):752–770.
- [135] Eigen, M. (1973). *Ingo Rechenberg Evolutionsstrategie Optimierung technischer Systeme nach Prinzipien der biologischen Evolution*. mit einem Nachwort von Manfred Eigen, Friedrich Frommann Verlag, Struttgart-Bad Cannstatt.
- [136] El-Fergany, A. and Abdelaziz, A. (2014). Capacitor allocations in radial distribution networks using cuckoo search algorithm. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 8(2):223–232.
- [137] El-Fouly, T., Zeineldin, H., El-Saadany, E., and Salama, M. (2008). A new optimization model for distribution substation siting, sizing, and timing. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 30(5):308–315.
- [138] El-Kady, M. (1984). Computer-aided planning of distribution substation and primary feeders. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (6):1183–1189.
- [139] El-Zonkoly, A. (2013). Multistage expansion planning for distribution networks including unit commitment. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 7(7):766–778.
- [140] Elia, E., Salkin, G., and Christofides, N. (1997). The bionomic algorithm for the tax structuring problem. Technical report, Working paper, The Management School, Imperial College, London.
- [141] Erickson, M., Mayer, A., and Horn, J. (2001). The niched pareto genetic algorithm 2 applied to the design of groundwater remediation systems. In *Evolutionary Multi-Criterion Optimization*, pages 681–695. Springer.
- [142] Erol, O. K. and Eksin, I. (2006). A new optimization method: Big bang–big crunch. *Advances in Engineering Software*, 37(2):106 – 111.
- [143] Esmaili, S., Dehnavi, H., and Karimzadeh, F. (2014). Simultaneous reconfiguration and capacitor placement with harmonic consideration using fuzzy harmony search algorithm. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 39(5):3859–3871.

- [144] Esmaeilian, H. and Fadaeinedjad, R. (2015). Distribution system efficiency improvement using network reconfiguration and capacitor allocation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64:457–468.
- [145] España. Ley 17/2007, de 5 de julio de 2007, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. *Boletín Oficial del Estado*, 160:29.047 – 29.067.
- [146] España. Ley 24/2013, de 26 diciembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, 310:105.198 – 105.294.
- [147] España. Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, 285:35.097 – 35.126.
- [148] España. Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, 312:106.594 – 106.638.
- [149] España. Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los reales decretos de retribución de redes eléctricas. *Boletín Oficial del Estado*, 285:112.526 – 112.543.
- [150] España. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, 310:45.988 – 46.040.
- [151] España. Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, 67:16.067 – 16.089.
- [152] España. Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, 312:44.089 – 44.096.
- [153] España. Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. *Boletín Oficial del Estado*, 78:26.876 – 26.967.
- [154] Español, E. (2007). El sistema eléctrico español.
- [155] Europa. Directiva 1996/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. *Diario Oficial*, 27:20 – 29.
- [156] Europa. Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 1996/92/CE. *Diario Oficial*, 176:37 – 56.

- [157] Europa. Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. *Diario Oficial*, 211:55 – 93.
- [158] Eusuff, M. M. and Lansley, K. E. (2003). Optimization of water distribution network design using the shuffled frog leaping algorithm. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 129(3):210–225.
- [159] Fabra, N. (2006). El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la ley del sector eléctrico.
- [160] Falaghi, H., Singh, C., Haghifam, M.-R., and Ramezani, M. (2011). Dg integrated multistage distribution system expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(8):1489 – 1497.
- [161] Farmer, J., Packard, N. H., and Perelson, A. S. (1986). The immune system, adaptation, and machine learning. *Physica D: Nonlinear Phenomena*, 22(1–3):187 – 204.
- [162] Farrag, M., El-Metwally, M., and El-Bages, M. (1999). A new model for distribution system planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 21(7):523–531.
- [163] Favuzza, S., Graditi, G., Ippolito, M., and Sanseverino, E. (2007). Optimal electrical distribution systems reinforcement planning using gas micro turbines by dynamic ant colony search algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2):580–587.
- [164] Feo, T. A. and Resende, M. G. (1989). A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem. *Operations research letters*, 8(2):67–71.
- [165] Feo, T. A. and Resende, M. G. (1995). Greedy randomized adaptive search procedures. *Journal of global optimization*, 6(2):109–133.
- [166] Festa, P. and Resende, M. G. (2009a). An annotated bibliography of GRASP–Part I: Algorithms. *International Transactions in Operational Research*, 16(1):1–24.
- [167] Festa, P. and Resende, M. G. (2009b). An annotated bibliography of GRASP–Part II: Applications. *International Transactions in Operational Research*, 16(2):131–172.
- [168] Festa, P. and Resende, M. G. (2013). Hybridizations of GRASP with path-relinking. In *Hybrid Metaheuristics*, pages 135–155. Springer.
- [169] Filipec, M., Škrlec, D., and Krajcar, S. (1999). Genetic algorithm for optimal open-loop distribution network design in competitive pool. In *Africon, 1999 IEEE*, volume 2, pages 977–982. IEEE.
- [170] Fister, I., Fister Jr, I., and Zumer, J. B. (2012). Memetic artificial bee colony algorithm for large-scale global optimization. In *IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, pages 1–8.
- [171] Fletcher, R. and Strunz, K. (2007a). Optimal distribution system horizon planning - Part I: Formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2):791–799.

- [172] Fletcher, R. and Strunz, K. (2007b). Optimal distribution system horizon planning - Part II: Application. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2):862–870.
- [173] Fogel, L. J., Owens, A. J., and Walsh, M. J. (1966). Intelligent decision making through a simulation of evolution. *Behavioral science*, 11(4):253–272.
- [174] Fonseca, C. M. and Fleming, P. J. (1993a). Genetic algorithms for multiobjective optimization: Formulation discussion and generalization. ICGA.
- [175] Fonseca, C. M. and Fleming, P. J. (1993b). Multiobjective genetic algorithms. genetic algorithms for control systems engineering. IEE Colloquium on, IET.
- [176] Fonseca, C. M. and Fleming, P. J. (1995). An overview of evolutionary algorithms in multiobjective optimization. *Evolutionary computation*, 3(1):1–16.
- [177] Fonseka, J. and Miranda, V. (2004). A hybrid meta-heuristic algorithm for transmission expansion planning. *COMPEL-The international journal for computation and mathematics in electrical and electronic engineering*, 23(1):250–262.
- [178] Forrest, S., Perelson, A. S., Allen, L., and Cherukuri, R. (1994). Self-nonsel self discrimination in a computer. page 202. IEEE.
- [179] Fourman, M. (1985). Compaction of symbolic layout using genetic algorithms. *Proceedings of the first international conference on genetic algorithms*.
- [180] Franco, J., Rider, M., and Romero, R. (2014). A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 62:265–272.
- [181] Gambardella, L. M. and Dorigo, M. (1996). Solving symmetric and asymmetric ttps by ant colonies. In *International conference on evolutionary computation*, pages 622–627.
- [182] Gan, C., Mancarella, P., Pudjianto, D., and Strbac, G. (2011). Statistical appraisal of economic design strategies of lv distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 81(7):1363–1372.
- [183] Gandibleux, X. and Freville, A. (2000). Tabu search based procedure for solving the 0-1 multiobjective knapsack problem: the two objectives case. *Journal of Heuristics*, 6(3):361–383.
- [184] Gandibleux, X., Mezdaoui, N., and Fréville, A. (1997). A tabu search procedure to solve multiobjective combinatorial optimization problems. In *Advances in multiple objective and goal programming*, pages 291–300. Springer.
- [185] Gandibleux, X., Vancoppenolle, D., and Tuytens, D. (1998). A first making use of GRASP for solving MOCO problems.
- [186] Gandomi, A. H., Yang, X.-S., Talatahari, S., and Alavi, A. H. (2013a). Firefly algorithm with chaos. *Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulation*, 18(1):89–98.
- [187] Gandomi, A. H., Yang, X.-S., Talatahari, S., and Alavi, A. H. (2013b). *Metaheuristic applications in structures and infrastructures*.

- [188] Ganguly, S., Sahoo, N., and Das, D. (2009). Multi-objective expansion planning of electrical distribution networks using comprehensive learning particle swarm optimization. *Applications of Soft Computing*, pages 193–202.
- [189] Ganguly, S., Sahoo, N., and Das, D. (2010). A novel multi-objective pso for electrical distribution system planning incorporating distributed generation. *Energy Systems*, 1(3):291–337.
- [190] Ganguly, S., Sahoo, N., and Das, D. (2011). Mono- and multi-objective planning of electrical distribution networks using particle swarm optimization. *Applied Soft Computing Journal*, 11(2):2391–2405.
- [191] Ganguly, S., Sahoo, N., and Das, D. (2013a). Multi-objective particle swarm optimization based on fuzzy-pareto-dominance for possibilistic planning of electrical distribution systems incorporating distributed generation. *Fuzzy Sets and Systems*, 213:47 – 73.
- [192] Ganguly, S., Sahoo, N., and Das, D. (2013b). Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 46:65 – 78.
- [193] Ganguly, S., Sahoo, N., and Das, D. (2013c). Recent advances on power distribution system planning: A state-of-the-art survey. *Energy Systems*, 4(2):165–193.
- [194] Gao, J. and Wang, J. (2010). Wbmoais: A novel artificial immune system for multiobjective optimization. *Computers & Operations Research*, 37(1):50–61.
- [195] García Martínez, C. (2008). *Algoritmos genéticos locales*. Tesis Doctoral. Universidad de Granada, España.
- [196] García, I., Pacheco, J., and Alvarez, A. (2013). Optimizing routes and stock. *Journal of Heuristics*, 19(2):157–177.
- [197] García-López, F., Melián-Batista, B., Moreno-Pérez, J. A., and Moreno-Vega, J. M. (2002). The parallel variable neighborhood search for the p-median problem. *Journal of Heuristics*, 8(3):375–388.
- [198] Garey, M. R. and Johnson, D. S. (1979). Computers and intractability: a guide to the theory of np-completeness. 1979. *San Francisco, LA: Freeman*.
- [199] Georgilakis, P. S. and Hatziargyriou, N. D. (2015). A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. *Electric Power Systems Research*, 121:89 – 100.
- [200] Gheraibia, Y. and Moussaoui, A. (2013). Penguins search optimization algorithm (pesoa). In *Recent Trends in Applied Artificial Intelligence*, pages 222–231. Springer.
- [201] Gilmore, P. C. and Gomory, R. E. (1961). A linear programming approach to the cutting-stock problem. *Operations research*, 9(6):849–859.
- [202] Giraldo, C. T., Isaza, R. A. H., and Gallego, R. A. (2011). Ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución de energía eléctrica. *Scientia et Technica*, 2(48):13–18.

- [203] Gitizadeh, M., Vahed, A. A., and Aghaei, J. (2013). Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms. *Applied Energy*, 101:655 – 666.
- [204] Glover, F. (1977). Heuristics for integer programming using surrogate constraints. *Decision Sciences*, 8(1):156–166.
- [205] Glover, F. (1986). Future paths for integer programming and links to artificial intelligence. *Computers & operations research*, 13(5):533–549.
- [206] Glover, F. (1989). Tabu search—part i. *ORSA Journal on computing*, 1(3):190–206.
- [207] Glover, F. (1990). Tabu search—part ii. *ORSA Journal on computing*, 2(1):4–32.
- [208] Glover, F. (1994). Genetic algorithms and scatter search: unsuspected potentials. *Statistics and Computing*, 4(2):131–140.
- [209] Glover, F. and Laguna, M. (1997). Tabu search. *Kluwer Academic Publishers, Boston*.
- [210] Glover, F., Laguna, M., and Marti, R. (2003). Scatter search and path relinking: Advances and applications. In *Handbook of metaheuristics*, pages 1–35. Springer.
- [211] Golberg, D. E. (1989). Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning. *Addion Wesley*, 1989.
- [212] Gómez, F., Khodr, H., De Oliveira, P., Ocque, L., Yusta, J., Villasana, R., and Urdaneta, A. (2004). Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2):996–1004.
- [213] Gönen, T. and Foote, B. (1982). Mathematical dynamic optimization model for electrical distribution system planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 4(2):129–136.
- [214] Gönen, T. and Ramirez-Rosado, I. (1986). Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, 133(7):397–408.
- [215] Gönen, T. and Ramirez-Rosado, I. J. (1987). Optimal multi-stage planning of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2(2):512–519.
- [216] Gordon, N., Wagner, I. A., and Bruckstein, A. M. (2003). Discrete bee dance algorithm for pattern formation on a grid. In *IEEE/WIC International Conference on Intelligent Agent Technology, IAT*, pages 545–549. IEEE.
- [217] Goswami, S. (1997). Distribution system planning using branch exchange technique. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(2):718–723.
- [218] Gravel, M., Price, W. L., and Gagné, C. (2002). Scheduling continuous casting of aluminum using a multiple objective ant colony optimization metaheuristic. *European Journal of Operational Research*, 143(1):218–229.

- [219] Greensmith, J., Aickelin, U., and Cayzer, S. (2005). Introducing dendritic cells as a novel immune-inspired algorithm for anomaly detection. In *Artificial Immune Systems*, pages 153–167. Springer.
- [220] Guan, W., Tan, Y., Zhang, H., and Song, J. (2015). Distribution system feeder reconfiguration considering different model of dg sources. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 68:210–221.
- [221] Gude, J. P., Valhondo, J. B., Alvarez, R. S., and Cubero, R. G. (2003). Modelos y procedimientos para distribución de energía eléctrica en entornos urbanos. pages 3730–3744.
- [222] Guntsch, M. and Middendorf, M. (2003). Solving multi-criteria optimization problems with population-based aco. In *Evolutionary Multi-Criterion Optimization*, pages 464–478. Springer.
- [223] Gupta, N., Swarnkar, A., and Niazi, K. (2014). Distribution network reconfiguration for power quality and reliability improvement using genetic algorithms. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54:664–671.
- [224] Haesen, E., Alarcon-Rodriguez, A., Driesen, J., Belmans, R., and Ault, G. (2009). Opportunities for active DER management in deferral of distribution system reinforcements. *Proc. PSCE*.
- [225] Haffner, S., Pereira, L., Pereira, L., and Barreto, L. (2008a). Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - Part I: Problem formulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(2):915–923.
- [226] Haffner, S., Pereira, L., Pereira, L., and Barreto, L. (2008b). Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation-Part II: Numerical results. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(2):924–929.
- [227] Hajek, B. (1988). Cooling schedules for optimal annealing. *Mathematics of operations research*, 13(2):311–329.
- [228] Hansen, M. P. (1997). Tabu search for multiobjective optimization: Mots. In *Proceedings of the 13th International Conference on Multiple Criteria Decision Making*, pages 574–586.
- [229] Hertz, A., Jaumard, B., Ribeiro, C., and Formosinho Filho, W. (1994). A multi-criteria tabu search approach to cell formation problems in group technology with multiple objectives. *Revue française d'automatique, d'informatique et de recherche opérationnelle. Recherche opérationnelle*, 28(3):303–328.
- [230] Higgins, A. J., Hajkowicz, S., and Bui, E. (2008). A multi-objective model for environmental investment decision making. *Computers & Operations Research*, 35(1):253–266.
- [231] Hilliard, M. R., Liepins, G. E., Palmer, M. R., and Rangarajen, G. (1988). The computer as a partner in algorithmic design: Automated discovery of parameters for a multiobjective scheduling heuristic. In *Proceedings of the Impact of Recent Computer Advances on Operations Research*, pages 321–331.

- [232] Hillis, W. D. (1990). Co-evolving parasites improve simulated evolution as an optimization procedure. *Physica D: Nonlinear Phenomena*, 42(1):228–234.
- [233] Hincapié, R. A., Echevarri, M. G., and Gallego, R. A. (2005). Planeamiento de subestaciones y alimentadores en sistemas de distribución usando programación entera. *Scientia et Technica*, (27-29):7.
- [234] Hincapié, R. A., Granada, M., and Gallego, R. A. (2008). Planeación óptima del sistema eléctrico de la ciudad de Pereira usando una metodología matemática exacta. *Revista de Ingeniería*, (28):51–58.
- [235] Ho, S. C. and Gendreau, M. (2006). Path relinking for the vehicle routing problem. *Journal of Heuristics*, 12(1-2):55–72.
- [236] Holland, J. (1975). *Adaptation in natural and artificial systems*.
- [237] Hongwei, D., Yixin, Y., Chunhua, H., Chengshan, W., Shaoyun, G., Jim, X., Yi, Z., and Rui, X. (1996). Optimal planning of distribution substation locations and sizes — model and algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 18(6):353–357.
- [238] Hooshmand, R. and Soltani, S. (2012). Fuzzy optimal phase balancing of radial and meshed distribution networks using bf-pso algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(1):47–57.
- [239] Horn, J., Nafpliotis, N., and Goldberg, D. E. (1994). A niched pareto genetic algorithm for multiobjective optimization. In *Evolutionary Computation, 1994. IEEE World Congress on Computational Intelligence., Proceedings of the First IEEE Conference on*, pages 82–87. IEEE.
- [240] Humayd, K. Bhattacharya, K. (2013). Comprehensive multi-year distribution system planning using back-propagation approach. *IET Gener. Transm. Distrib.*, 7(12):1415–1425.
- [241] Hung, D. Q., Mithulanathan, N., and Bansal, R. (2013). Analytical strategies for renewable distributed generation integration considering energy loss minimization. *Applied Energy*, 105:75 – 85.
- [242] Jalali, M., Zare, K., and Hagh, M. (2014a). Dynamic expansion planning of sub-transmission substations and defining the associated service area. *Electric Power Systems Research*, 116:218–230.
- [243] Jalali, M., Zare, K., and Hagh, M. (2014b). A multi-stage minlp-based model for sub-transmission system expansion planning considering the placement of dg units. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 63:8–16.
- [244] Jaskiewicz, A. (2001). *Multiple objective metaheuristic algorithms for combinatorial optimization*. Citeseer.
- [245] Jerne, N. K. (1974). Towards a network theory of the immune system. In *Annales d'immunologie*, volume 125, pages 373–389.

- [246] Jiménez-Estévez, G., Vargas, L., and Marianov, V. (2010). Determination of feeder areas for the design of large distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(3):1912–1922.
- [247] Jones, D. F., Mirrazavi, S. K., and Tamiz, M. (2002). Multi-objective meta-heuristics: An overview of the current state-of-the-art. *European Journal of Operational Research*, 137(1):1–9.
- [248] Jonnavithula, S. and Billinton, R. (1996). Minimum cost analysis of feeder routing in distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11(4):1935–1940.
- [249] Jordehi, A. (2014a). A chaotic-based big bang-big crunch algorithm for solving global optimisation problems. *Neural Comput. Appl.*
- [250] Jordehi, A. (2014b). Optimal setting of tcscs in power systems using teaching-learning-based optimisation algorithm. *Neural Comput Appl.*
- [251] Jordehi, A. (2014c). Particle swarm optimisation for dynamic optimisation problems: a review. *Neural Computing and Applications*, 25(7-8):1507–1516.
- [252] Jordehi, A. (2015a). Enhanced leader PSO (ELPSO): A new PSO variant for solving global optimisation problems. *Applied Soft Computing Journal*, 26:401–417.
- [253] Jordehi, A. (2015b). A review on constraint handling strategies in particle swarm optimisation. *Neural Computing and Applications*, 26(6):1265–1275.
- [254] Jordehi, A. (2015c). Seeker Optimisation Algorithm with chaos. Human Group Optimisation. *Journal of Experimental and Theoretical Artificial Intelligence*, page 10.
- [255] Jordehi, A. and Jasni, J. (2013a). Parameter selection in particle swarm optimisation: A survey. *Journal of Experimental and Theoretical Artificial Intelligence*, 25(4):527–542.
- [256] Jordehi, A. and Jasni, J. (2013b). Particle swarm optimisation for discrete optimisation problems: A review. *Artif Intell Rev*, pages 1–16.
- [257] Jordehi, A., Jasni, J., Abd Wahab, N., Kadir, M., and Javadi, M. (2015). Enhanced leader PSO (ELPSO): A new algorithm for allocating distributed tcsc's in power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64:771–784.
- [258] Jordehi, A., Jasni, J., Abdul Wahab, N., and Abd Kadir, M. (2013). Particle swarm optimisation applications in facts optimisation problem. pages 193–198.
- [259] Jordehi, A. R. (2011). Heuristic methods for solution of facts optimization problem in power systems. *IEEE Student Conference on Research and Development*, pages 30–35.
- [260] Jordehi, A. R. (2015d). Optimisation of electric distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51:1088–1100.
- [261] Jozefowicz, N., Semet, F., and Talbi, E.-G. (2008). Multi-objective vehicle routing problems. *European journal of operational research*, 189(2):293–309.

- [262] Julián Gonzalez Hoyos, Ramón Gallego Rendón, R. H. I. (2009). Mathematical modeling of the problem of secondary distribution system planning. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*, 2(14):89–95.
- [263] Kagan, N. and Adams, R. (1993). A benders' decomposition approach to the multi-objective distribution planning problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 15(5):259–271.
- [264] Kagan, N. and Adams, R. (1994). Electrical power distribution systems planning using fuzzy mathematical programming. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 16(3):191–196.
- [265] Kalambe, S. and Agnihotri, G. (2014). Loss minimization techniques used in distribution network: bibliographical survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29:184 – 200.
- [266] Kang, F., Li, J., Ma, Z., and Li, H. (2011). Artificial bee colony algorithm with local search for numerical optimization. *Journal of Software*, 6(3):490–497.
- [267] Kannan, S., Renuga, P., Kalyani, S., and Muthukumaran, E. (2014). Optimal capacitor placement in radial distribution feeders using fuzzy-differential evolution for dynamic load condition. *J Inst Eng (India): Ser B*, pages 1–8.
- [268] Karaboga, D. (2010). Artificial bee colony algorithm. *scholarpedia*, 5(3):6915.
- [269] Karaboga, D. and Akay, B. (2009). A survey: algorithms simulating bee swarm intelligence. *Artificial Intelligence Review*, 31(1-4):61–85.
- [270] Karaboga, D. and Basturk, B. (2007). A powerful and efficient algorithm for numerical function optimization: Artificial Bee Colony (ABC) algorithm. *Journal of global optimization*, 39(3):459–471.
- [271] Karaboga, D., Gorkemli, B., Ozturk, C., and Karaboga, N. (2014). A comprehensive survey: Artificial Bee Colony (ABC) algorithm and applications. *Artificial Intelligence Review*, 42(1):21–57.
- [272] Kennedy, J., Eberhart, R. C., and Shi, Y. (2001). *Swarm intelligence*. Morgan Kaufmann.
- [273] Khan, N., Ghoshal, S., and Ghosh, S. (2015). Optimal allocation of distributed generation and shunt capacitors for the reduction of total voltage deviation and total line loss in radial distribution systems using binary collective animal behavior optimization algorithm. *Electric Power Components and Systems*, 43(2):119–133.
- [274] Khator, S. K. and Leung, L. C. (1997). Power distribution planning: a review of models and issues. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(3):1151–1159.
- [275] Khodr, H. (2004). Curso tutorial: Optimización aplicada a la planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica. *IV Congreso Venezolano de Ingeniería Eléctrica*.
- [276] Khodr, H., Vale, Z., and Ramos, C. (2009). A benders decomposition and fuzzy multicriteria approach for distribution networks remuneration considering dg. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):1091–1101.

- [277] Kilby, P., Prosser, P., and Shaw, P. (1999). Guided local search for the vehicle routing problem with time windows. In *Meta-Heuristics*, pages 473–486. Springer.
- [278] Kiliç, M. (2003). *Multiobjective genetic algorithm approaches to project scheduling under risk*. PhD thesis, Sabanci University.
- [279] Kim, D.-H. and Abraham, A. (2007). A hybrid genetic algorithm and bacterial foraging approach for global optimization and robust tuning of pid controller with disturbance rejection. In *Hybrid Evolutionary Algorithms*, pages 171–199. Springer.
- [280] Kirkpatrick, S., Gelatt, C. D., Vecchi, M. P., et al. (1983). Optimization by simulated annealing. *science*, 220(4598):671–680.
- [281] Knight, U. t. (1960). The logical design of electrical networks using linear programming methods. *Proceedings of the IEE-Part A: Power Engineering*, 107(33):306–314.
- [282] Knowles, J. and Corne, D. (1999). The pareto archived evolution strategy: A new baseline algorithm for pareto multiobjective optimisation. In *Evolutionary Computation, 1999. CEC 99. Proceedings of the 1999 Congress on*, volume 1. IEEE.
- [283] Kong, T., Cheng, H., Hu, Z., and Yao, L. (2009). Multiobjective planning of open-loop mv distribution networks using comgis network analysis and MOGA. *Electric Power Systems Research*, 79(2):390–398.
- [284] Koutsoukis, N., Georgilakis, P., and Hatziaargyriou, N. (2014). A tabu search method for distribution network planning considering distributed generation and uncertainties. *Proc. PMAPS, 2014*.
- [285] Kowaliw, T., Kharma, N., Jensen, C., Moghnieh, H., and Yao, J. (2005). Using competitive co-evolution to evolve better pattern recognisers. *International Journal of Computational Intelligence and Applications*, 5(03):305–320.
- [286] Koza, J. R. (1992). *Genetic programming: on the programming of computers by means of natural selection*. MIT.
- [287] Kumar, D. and Samantaray, S. (2014). Design of an advanced electric power distribution systems using seeker optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 63:196–217.
- [288] Kumar, D., Samantaray, S., and Joos, G. (2014). A reliability assessment based graph theoretical approach for feeder routing in power distribution networks including distributed generations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 57:11–30.
- [289] Kuwabara, H. and Nara, K. (1997). Multi-year and multi-state distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(1):457–463.
- [290] Laguna, M., Feo, T. A., and Elrod, H. C. (1994). A greedy randomized adaptive search procedure for the two-partition problem. *Operations Research*, 42(4):677–687.

- [291] Laguna, M. y C. D. (2007). Introducción a los metaheurísticos: Procedimientos metaheurísticos en economía y empresa. *T.l. blanch, Editor.*, pages 53–28.
- [292] Lai, Y.-J. and Hwang, C.-L. (1994). *Fuzzy multiple objective decision making*. Springer.
- [293] Lai, Y.-J., Liu, T.-Y., and Hwang, C.-L. (1994). Topsis for MODM. *European Journal of Operational Research*, 76(3):486–500.
- [294] Lakervi, E. and Holmes, E. J. (1995). *Electricity distribution network design*. Number 21. IET.
- [295] Lameda, F. A. M. (2010). Diseño multiobjetivo y multietapa de sistemas de distribución de energía eléctrica aplicando algoritmos evolutivos.
- [296] Lavorato, M., Rider, M., Garcia, A., and Romero, R. (2010). A constructive heuristic algorithm for distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(3):1734–1742.
- [297] Leão, M. and Matos, M. A. (1999). Multicriteria distribution network planning using simulated annealing. *International Transactions in Operational Research*, 6(4):377–391.
- [298] Lemmens, N., De Jong, S., Tuyls, K., and Nowé, A. (2008). Bee behaviour in multi-agent systems. In *Adaptive Agents and Multi-Agent Systems III. Adaptation and Multi-Agent Learning*, pages 145–156. Springer.
- [299] Leung, L. C., Khator, S. K., and Schnepf, J. C. (1995). Planning substation capacity under the single-contingency scenario. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(3):1442–1447.
- [300] Liang, J. J., Qu, B.-Y., Suganthan, P., and Niu, B. (2012). Dynamic multi-swarm particle swarm optimization for multi-objective optimization problems. In *IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, pages 1–8. IEEE.
- [301] Lin, C.-J., Chen, C.-H., and Lin, C.-T. (2009). A hybrid of cooperative particle swarm optimization and cultural algorithm for neural fuzzy networks and its prediction applications. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews*, 39(1):55–68.
- [302] Lin, X., Sun, J., Ai, S., Xiong, X., Wan, Y., and Yang, D. (2014). Distribution network planning integrating charging stations of electric vehicle with V2G. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 63:507–512.
- [303] Linares, P., Ramos, A., Sánchez, P., Sarabia, Á., and Vitoriano, B. (2001). Modelos matemáticos de optimización. *Universidad Pontificia Comillas. Madrid, ES*.
- [304] López Milla, J. (2000). La liberalización del sector eléctrico español: una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales.
- [305] Los, M. and Lardinois, C. (1982). Combinatorial programming, statistical optimization and the optimal transportation network problem. *Transportation Research Part B: Methodological*, 16(2):89–124.

- [306] Lotero, R. and Contreras, J. (2011). Distribution system planning with reliability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4):2552–2562.
- [307] Lourenço, H. R., Martin, O. C., and Stützle, T. (2003). *Iterated local search*. Springer.
- [308] López, L., Hincapié, R. A., Gallego, R. A., et al. (2011). Planteamiento multiobjetivo de sistemas de distribución usando un algoritmo evolutivo NSGA-II. *Revista EIA*, (15):141–151.
- [309] Łukasik, S. and Żak, S. (2009). Firefly algorithm for continuous constrained optimization tasks. In *Computational Collective Intelligence. Semantic Web, Social Networks and Multiagent Systems*, pages 97–106. Springer.
- [310] Luong, H.N. Grond, M. B. P. L. P. H. (2014). Medium-voltage distribution network expansion planning with genepool optimal mixing evolutionary algorithms. *Artificial Evolution. Berlin: Springer*, page 93–105.
- [311] M. Carneiro S, P. M. F. and Silveira, P. D. (1993). Long-range planning of power distribution systems: primary networks. *Electric Power Syst. Research*, 27(3):223–231.
- [312] Mandal, K. K., Bhattacharya, B., Tudu, B., and Chakraborty, N. (2011). Logistic map adaptive differential evolution for optimal capacitor placement and sizing. *Swarm, Evolutionary, and Memetic Computing*, pages 68–76.
- [313] Maniezzo, V., Mingozzi, A., and Baldacci, R. (1998). A bionomic approach to the capacitated p-median problem. *Journal of Heuristics*, 4(3):263–280.
- [314] Marín, V. M. V., Isaza, R. A. H., and Rendón, R. A. G. (2014). Algoritmo de búsqueda tabú especializado aplicado al diseño de redes secundarias de energía eléctrica. *Revista EIA*, 11(21):23–39.
- [315] Marler, R. and Arora, J. (2004). Survey of multi-objective optimization methods for engineering. *Structural and Multidisciplinary Optimization*, 26(6):369–395.
- [316] Martí, R. (2003). Procedimientos metaheurísticos en optimización combinatoria. *Matemáticas*, 1(1):3–62.
- [317] Martí, R. and Moreno-Vega, J. (2003). Métodos multiarreglo. *Mathematical programming*, (19):49–60.
- [318] Martí, R., Campos, V., Resende, M. G., and Duarte, A. (2015). Multiobjective GRASP with path relinking. *European Journal of Operational Research*, 240(1):54–71.
- [319] Martins, V. and Borges, C. (2011). Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4):2164–2172.
- [320] Masud, E. (1974). An interactive procedure for sizing and timing distribution substations using optimization techniques. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (5):1281–1286.

- [321] Mateo Domingo, C., Gómez San Román, T., Sánchez-Miralles, A., Peco González, J., and Candela Martínez, A. (2011). A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):190–197.
- [322] Mazhari, S. and Monsef, H. (2013). Dynamic sub-transmission substation expansion planning using learning automata. *Electric Power Systems Research*, 96:255–266.
- [323] Mendoza, F., Bernal-Agustin, J., and Domínguez-Navarro, J. (2006). NSGA and SPEA applied to multiobjective design of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4):1938–1945.
- [324] Mendoza, J., López, M., Fingerhuth, S., Peña, H., and Salinas, C. (2013). Low voltage distribution planning considering micro distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 103:233–240.
- [325] Mendoza, J., López, M., Peña, H., and Labra, D. (2012). Low voltage distribution optimization: Site, quantity and size of distribution transformers. *Electric Power Systems Research*, 91:52–60.
- [326] Metropolis, N., Rosenbluth, A. W., Rosenbluth, M. N., Teller, A. H., and Teller, E. (1953). Equation of state calculations by fast computing machines. *The journal of chemical physics*, 21(6):1087–1092.
- [327] Michalewicz, Z. and Fogel, D. B. (2013). *How to solve it: modern heuristics*. Springer Science & Business Media.
- [328] Miguez, E., Cidrás, J., Díaz-Dorado, E., and García-Dornelas, J. (2002). An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4):931–936.
- [329] Millar, R., Kazemi, S., Lehtonen, M., and Saarijärvi, E. (2012). Impact of mv connected microgrids on MV distribution planning. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):2100–2108.
- [330] Miranda, V., Ranito, J., and Proenca, L. M. (1994). Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(4):1927–1931.
- [331] Mirhoseini, S., Hosseini, S., Ghanbari, M., and Ahmadi, M. (2014). A new improved adaptive imperialist competitive algorithm to solve the reconfiguration problem of distribution systems for loss reduction and voltage profile improvement. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 55:128–143.
- [332] Mistry, K. and Roy, R. (2014). Enhancement of loading capacity of distribution system through distributed generator placement considering techno-economic benefits with load growth. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54:505–515.
- [333] Mladenovic, N. (1995). A variable neighborhood algorithm—a new metaheuristic for optimization combinatorial. In *Abstract of papers presented at Optimization Days, Montreal*, volume 12.

- [334] Mladenović, N. and Hansen, P. (1997). Variable neighborhood search. *Computers & Operations Research*, 24(11):1097–1100.
- [335] Mohamed Imran, A. and Kowsalya, M. (2014). A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using fireworks algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 62:312–322.
- [336] Mohamed Imran, A., Kowsalya, M., and Kothari, D. (2014). A novel integration technique for optimal network reconfiguration and distributed generation placement in power distribution networks. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 63:461–472.
- [337] Molina, J. (2012). Multi-objective metaheuristics: Overview and current trends. *The Southern Operational Research Group (SORG) and The Management Mathematics Group (MMG)*, page 143.
- [338] Molina, J., Laguna, M., Martí, R., and Caballero, R. (2007). Sspmo: A scatter tabu search procedure for non-linear multiobjective optimization. *INFORMS Journal on Computing*, 19(1):91–100.
- [339] Moreira, J., Míguez, E., Vilachá, C., and Otero, A. (2012). Large-scale network layout optimization for radial distribution networks by parallel computing: Implementation and numerical results. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(3):1468–1476.
- [340] Moreira, J., Miguez, E., Vilacha, C., and Otero, A. (2011). Large-scale network layout optimization for radial distribution networks by parallel computing. *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- [341] Mori, H. and Iimura, Y. (2004). An improved tabu search approach to distribution network expansion planning under new environment. 1:981–986.
- [342] Moscato, P. (1989). On evolution, search, optimization, genetic algorithms and martial arts: Towards memetic algorithms. *Caltech concurrent computation program, C3P Report*, 826:1989.
- [343] Mousa, A., El-Wahed, W. F. A., and Rizk-Allah, R. (2011). A hybrid ant colony optimization approach based local search scheme for multiobjective design optimizations. *Electric Power Systems Research*, 81(4):1014–1023.
- [344] Moustafa, Y., Amer, A., Mansour, M., Temraz, H., and Madeour, M. (1996). An artificial neural network for optimum topology in distribution expansion planning. In *Electrical and Computer Engineering, 1996. Canadian Conference on*, volume 2, pages 786–789. IEEE.
- [345] Mühlenbein, H. and Paass, G. (1996). From recombination of genes to the estimation of distributions i. binary parameters. In *Parallel Problem Solving from Nature—PPSN IV*, pages 178–187. Springer.
- [346] Naderi, E., Seifi, H., and Sepasian, M. (2012). A dynamic approach for distribution system planning considering distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(3):1313–1322.

- [347] Nahman, J. and Perić, D. (2008). Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2):790–795.
- [348] Nahman, J. and Spirić, J. (1997). Optimal planning of rural medium voltage distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 19(8):549–556.
- [349] Najafi, S., Hosseinian, S., Abedi, M., Vahidnia, A., and Abachezadeh, S. (2009). A framework for optimal planning in large distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):1019–1028.
- [350] Nakrani, S. and Tovey, C. (2004). On honey bees and dynamic server allocation in internet hosting centers. *Adaptive Behavior*, 12(3-4):223–240.
- [351] Nara, K., Hayashi, Y., Muto, S., and Tuchida, K. (1998). A new algorithm for distribution feeder expansion planning in urban area. *Electric Power Systems Research*, 46(3):185–193.
- [352] Nara, K., Kuwabara, H., Kitagawa, M., and Ohtaka, K. (1994). Algorithm for expansion planning in distribution systems taking faults into consideration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1):324–330.
- [353] Nara, K., Satoh, T., Aoki, K., and Kitagawa, M. (1991). Multi-year expansion planning for distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3):952–958.
- [354] Nara, K., Satoh, T., Kuwabara, H., Aoki, K., Kitagawa, M., and Ishihara, T. (1992). Distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(1):208–214.
- [355] Narimani, M., Vahed, A., Azizipanah-Abarghooee, R., and Javidsharifi, M. (2014). Enhanced gravitational search algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration considering reliability, loss and operational cost. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 8(1):55–69.
- [356] Navarro, A. and Rudnick, H. (2009a). Large-scale distribution planning - Part I: Simultaneous network and transformer optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):744–751.
- [357] Navarro, A. and Rudnick, H. (2009b). Large-scale distribution planning - Part II: Macro-optimization with voronoi's diagram and Tabu Search. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):752–758.
- [358] Naveen, S., Sathish Kumar, K., and Rajalakshmi, K. (2015). Distribution system reconfiguration for loss minimization using modified bacterial foraging optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 69:90–97.
- [359] Nazar, M. and Haghifam, M. (2009). Multiobjective electric distribution system expansion planning using hybrid energy hub concept. *Electric Power Systems Research*, 79(6):899–911.

- [360] Nazar, M., Haghifam, M., and Nažar, M. (2012). A scenario driven multiobjective primary-secondary distribution system expansion planning algorithm in the presence of wholesale-retail market. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 40(1):29–45.
- [361] Nguyen, T. and Truong, A. (2015). Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 68:233–242.
- [362] Nguyen, T. T. and Yao, X. (2006). Hybridizing cultural algorithms and local search. In *Intelligent Data Engineering and Automated Learning—IDEAL 2006*, pages 586–594. Springer.
- [363] Nicholson, T. (1971). Optimization in industry. *Longman Press*, 11.
- [364] Niknam, T. (2009). An efficient hybrid evolutionary algorithm based on pso and hbmo algorithms for multi-objective distribution feeder reconfiguration. *Energy Conversion and Management*, 50(8):2074–2082.
- [365] Nobahari, H., Nikusokhan, M., and Siarry, P. (2011). Non-dominated sorting gravitational search algorithm. In *Proc. of the 2011 International Conference on Swarm Intelligence, ICSI*, pages 1–10.
- [366] Ocampo, R. A. B., Flórez, C. A. C., and Zuluaga, A. H. E. (2009). Planeamiento multiobjetivo de la expansión de la transmisión considerando seguridad e incertidumbre en la demanda. *Ingeniería e Investigación*, 29(3):74–78.
- [367] Ochoa, A., Ponce, J., Hernández, A., and Li, L. (2009). Resolution of a combinatorial problem using cultural algorithms. *Journal of Computers*, 4(8):738–741.
- [368] Okdem, S. (2004). A simple and global optimization algorithm for engineering problems: differential evolution algorithm. *Turk J Elec Engin*, 12(1).
- [369] Osman, I. y. J. K. (1996). Metaheuristics: Theory & applications. *Kluwer Academic Publishers, Boston*.
- [370] Ostermeier, A., Gawelczyk, A., and Hansen, N. (1994). A derandomized approach to self-adaptation of evolution strategies. *Evolutionary Computation*, 2(4):369–380.
- [371] Ouyang, W., Cheng, H., Zhang, X., Yao, L., and Bazargan, M. (2010). Distribution network planning considering distributed generation by genetic algorithm combined with graph theory. *Electric Power Components and Systems*, 38(3):325–339.
- [372] Paiva, P., Khodr, H., Dominguez-Navarro, J., Yusta, J., and Urdaneta, A. (2005). Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2):1134–1143.
- [373] Palacios, R. (2014). Planeamiento energético, su análisis y futuro. In *1º Jornada de Doctorandos de la UBU*, pages 87–91. Universidad de Burgos.
- [374] Palacios, R. (2015). Optimisation of power distribution planning. a state of the art. In *2º Jornada de Doctorandos de la UBU*, pages 521–530. Universidad de Burgos.

- [375] Palacios, R., Mosquera, J. D., and Valés, E. (2016). New models of power distribution systems. smart grids and distributed generation. In *3^o Jornada de Doctorandos de la UBU*, pages 521–530. Universidad de Burgos.
- [376] Palacios, R. and Pacheco, J. (2016). Los métodos de decisión multicriterio discretos. un punto de vista racional aplicado a la toma de decisiones. *The Anahuac Journal*, 1(16):47–78.
- [377] Pant, M., Thangaraj, R., and Abraham, A. (2009). Particle swarm optimization: performance tuning and empirical analysis. In *Foundations of Computational Intelligence Volume 3*, pages 101–128. Springer.
- [378] Parada, V., Ferland, J., Arias, M., Daniels, K., et al. (2004). Optimization of electrical distribution feeders using simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(3):1135–1141.
- [379] Parada, V., Ferland, J., Arias, M., Schwarzenberg, P., and Vargas, L. (2010). Heuristic determination of distribution trees. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(2):861–869.
- [380] Partanen, J. (1990). A modified dynamic programming algorithm for sizing, locating and timing of feeder reinforcements. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 5(1):277–283.
- [381] Passino, K. (2002). Biomimicry of bacterial foraging for distributed optimization and control. *IEEE Control Systems Magazine*, 22(3):52–67.
- [382] Peco Gonzalez, J. P. (2001). *Modelo de cobertura geográfica de una red de distribución de energía eléctrica*. Tesis Doctoral. Universidad Pontificia de Comillas, España.
- [383] Peponis, G. and Papadopoulos, M. (1997). New dynamic, branch exchange method for optimal distribution system planning. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 144(3):333–339.
- [384] Peponis, G., Papadopoulos, M., and Hatziargyriou, N. (1996). Optimal operation of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1):59–67.
- [385] Pereira Junior, B., Cossi, A., Contreras, J., and Mantovani, J. (2014). Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 8(1):35–45.
- [386] Pérez, F., Molina, J., Cabellero, R., Coello, C., and Hernández-Díaz, A. (2007). Hibridación de métodos exactos y heurísticos para el problema multiobjetivo. *XV Jornadas de ASEPUMA y III Encuentro Internacional*, 9(2007):13.
- [387] Perez Arriaga, J. (1998). Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica. *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. CNSE*.
- [388] Pham, D., Ghanbarzadeh, A., Koc, E., Otri, S., Rahim, S., and Zaidi, M. (2011). The bees algorithm—a novel tool for complex optimisation. In *Intelligent Production Machines and Systems-2nd I* PROMS Virtual International Conference 3-14 July 2006*, page 454. Elsevier.

- [389] Pilo, F., Celli, G., Mocci, S., and Soma, G. (2010). Multi-objective programming for optimal dg integration in active distribution systems. *Proc. IEEE PES GM*.
- [390] Pinol, H. and Beasley, J. E. (2006). Scatter search and bionomic algorithms for the aircraft landing problem. *European Journal of Operational Research*, 171(2):439 – 462.
- [391] Pollack, J. B. and Blair, A. D. (1998). Co-evolution in the successful learning of backgammon strategy. *Machine Learning*, 32(3):225–240.
- [392] Polya, G. (1957). *How to solve it*. Princeton University Press.
- [393] Ponnavaikko, N., Rao, K., and Venkata, S. (1987). Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2(4):1157–1163.
- [394] Popović, Z., Kerleta, V., and Popović, D. (2014). Hybrid simulated annealing and mixed integer linear programming algorithm for optimal planning of radial distribution networks with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 108:211–222.
- [395] Popović, Z. and Popović, D. (2010). Graph theory based formulation of multi-period distribution expansion problems. *Electric Power Systems Research*, 80(10):1256–1266.
- [396] Portela, N. F. (2014). Funcionamiento y diseño de los mercados eléctricos:¿ qué nos enseña la teoría de juegos? *Economía industrial*, (393):25–32.
- [397] Portela, N. F. and Utray, J. F. (2009). El diseño de mercado para el sector eléctrico español. *Papeles de economía española*, (121):141–158.
- [398] Potter, M. A. and De Jong, K. A. (1994). A cooperative coevolutionary approach to function optimization. In *Parallel problem solving from nature—PPSN III*, pages 249–257. Springer.
- [399] Potter, M. A. and De Jong, K. A. (2000). Cooperative coevolution: An architecture for evolving coadapted subcomponents. *Evolutionary computation*, 8(1):1–29.
- [400] Quintana, V., Temraz, H., and Hipel, K. (1993). Two-stage power system distribution planning algorithm. *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, 140(1):17–29.
- [401] R., M. (2003). Multistart methods. *Mathematical programming*, pages 355–368.
- [402] Rahimi-Vahed, A., Rabbani, M., Tavakkoli-Moghaddam, R., Torabi, S. A., and Jolai, F. (2007). A multi-objective scatter search for a mixed-model assembly line sequencing problem. *Advanced Engineering Informatics*, 21(1):85–99.
- [403] Ramírez-Rosado, I., Adams, R., and Gönen, T. (1994). Computer-aided design of power-distribution systems: multiobjective mathematical simulations. *International journal of energy systems*, 14(1):9–12.
- [404] Ramirez-Rosado, I. J. and Bernal-Agustin, J. L. (1998). Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2):696–703.

- [405] Ramírez-Rosado, I. J. and Domínguez-Navarro, J. A. (2004). Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(4):1801–1810.
- [406] Ramírez-Rosado, I. J. and Domínguez-Navarro, J. A. (2006). New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1):224–233.
- [407] Ramirez-Rosado, I. J. and Gönen, T. (1991). Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(1):245–254.
- [408] Ramírez-Rosado, I. and Bernal-Agustín, J. (2001). Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(1):111–118.
- [409] Ranjan, R., Venkatesh, B., and Das, D. (2002). A new algorithm for power distribution system planning. *Electric Power Systems Research*, 62(1):55–65.
- [410] Rao, R., Ravindra, K., Satish, K., and Narasimham, S. (2013). Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):317–325.
- [411] Rashedi, E., Nezamabadi-pour, H., and Saryazdi, S. (2009). GSA: A gravitational search algorithm. *Information Sciences*, 179(13):2232–2248.
- [412] Ravadanegh, S. and Roshanagh, R. (2013). A heuristic algorithm for optimal multistage sizing, siting and timing of mv distribution substations. *Electric Power Systems Research*, 105:134–141.
- [413] Ravadanegh, S. N. and Roshanagh, R. G. (2014). On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54:487 – 497.
- [414] Rechenberg, I. (1965). Cybernetic solution path of an experimental problem.
- [415] Resende, M. G. and Ribeiro, C. C. (2014). GRASP: greedy randomized adaptive search procedures. In *Search methodologies*, pages 287–312. Springer.
- [416] Reynolds, R. and Liu, D. (2011). Multi-objective cultural algorithms. In *IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, pages 1233–1241. IEEE.
- [417] Reynolds, R. G. (1994). An introduction to cultural algorithms. In *Proceedings of the third annual conference on evolutionary programming*, pages 131–139. Singapore.
- [418] Reynolds, R. G. (1999). Cultural algorithms: Theory and applications. In *New ideas in optimization*, pages 367–378. McGraw-Hill Ltd., UK.
- [419] Ribeiro, C. C. and Hansen, P. (2012). *Essays and surveys in metaheuristics*, volume 15. Springer Science & Business Media.
- [420] Ritter, D., Franco, J., and Romero, R. (2015). Analysis of the radial operation of distribution systems considering operation with minimal losses. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 67:453–461.

- [421] Rivas-Dávalos, F. and Irving, M. R. (2005). An approach based on the Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 for power distribution system planning. pages 707–720.
- [422] Rivas-Dávalos, F., Moreno-Goytia, E., Gutierrez-Alcaraz, G., and Tovar-Hernandez, H. (2007). Multiobjective optimization challenges in power system: the next step forward. pages 681–686.
- [423] Rodríguez, P. L. G., Torres, J. M. F., González, P. P., and Usano, R. R. (2006). Optimización de sistemas a medida mediante el algoritmo cross-entropy. In *X Congreso de Ingeniería de Organización*.
- [424] Rodríguez Romero, L. (1999). Regulación, estructura y competencia en el sector eléctrico español.
- [425] Rodríguez Romero, L. and Castro Rodríguez, F. (1994). Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?
- [426] Rosin, C. D. and Belew, R. K. (1997). New methods for competitive coevolution. *Evolutionary Computation*, 5(1):1–29.
- [427] Rosing, K. E., Reville, C. S., and Schilling, D. A. (1999). A gamma heuristic for the p-median problem. *European Journal of Operational Research*, 117(3):522–532.
- [428] Rubinstein, R. Y. (1997). Optimization of computer simulation models with rare events. *European Journal of Operational Research*, 99(1):89–112.
- [429] Rubinstein, R. Y. (2001). Combinatorial optimization, cross-entropy, ants and rare events. *Stochastic optimization: algorithms and applications*, 54:303–363.
- [430] Sabri, N. M., Puteh, M., and Mahmood, M. R. (2013). A review of gravitational search algorithm. *Int J Advance Soft Comput Appl*, 5(3):1–39.
- [431] Sadeghi, M. and Kalantar, M. (2014). Multi types dg expansion dynamic planning in distribution system under stochastic conditions using covariance matrix adaptation evolutionary strategy and monte-carlo simulation. *Energy Conversion and Management*, 87:455–471.
- [432] Sadik, S., Ali, A., Ahmad, F., and Suguri, H. (2006). Using honey bee teamwork strategy in software agents. In *Computer Supported Cooperative Work in Design, 2006. CSCWD'06. 10th International Conference on*, pages 1–6. IEEE.
- [433] Sadiq, M. Sait., H. Y. (1999). Interactive computer algorithms and their application to engineering. *IEEE Computer Society Press*.
- [434] Sahoo, N., Ganguly, S., and Das, D. (2011). Simple heuristics-based selection of guides for multi-objective pso with an application to electrical distribution system planning. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 24(4):567–585.
- [435] Sahoo, N., Ganguly, S., and Das, D. (2012a). Fuzzy-pareto-dominance driven possibilistic model based planning of electrical distribution systems using multi-objective particle swarm optimization. *Expert Systems with Applications*, 39(1):881 – 893.

- [436] Sahoo, N., Ganguly, S., and Das, D. (2012b). Multi-objective planning of electrical distribution systems incorporating sectionalizing switches and tie-lines using particle swarm optimization. *Swarm and Evolutionary Computation*, 3:15–32.
- [437] Sakawa, M. and Yano, H. (1985). An interactive fuzzy satisficing method using augmented minimax problems and its application to environmental systems. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, (6):720–729.
- [438] Salazar, J. J. (2001). *Programación matemática*. Díaz de Santos.
- [439] Salehi, J. and Haghifam, M.-R. (2012). Long term distribution network planning considering urbanity uncertainties. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 42(1):321–333.
- [440] Salis, G. and Safigianni, A. (1998). Optimum long-term planning of a radial primary distribution network: Part I: Data description and first proposed network form. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 20(1):35–41.
- [441] Samper, M. and Vargas, A. (2013a). Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation - Part I: Model formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):2331–2340.
- [442] Samper, M. and Vargas, A. (2013b). Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation - Part II: Implementation and results. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):2341–2351.
- [443] Samui, A., Samantaray, S., and Panda, G. (2012a). Distribution system planning considering reliable feeder routing. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 6(6):503–514.
- [444] Samui, A., Singh, S., Ghose, T., and Samantaray, S. (2012b). A direct approach to optimal feeder routing for radial distribution system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(1):253–260.
- [445] Sánchez, R. M. and Laguna, M. (2003). Scatter search: Diseño básico y estrategias avanzadas. *Inteligencia artificial: Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial*, 7(19):123–130.
- [446] Sarada, A. K., Khator, S., and Leung, L. (1995). Distribution planning in an electric utility: feeder configurations. *Computers & industrial engineering*, 28(2):329–339.
- [447] Schaffer, J. D. (1985). Multiple objective optimization with vector evaluated genetic algorithms. In *Proceedings of the 1st international Conference on Genetic Algorithms*, pages 93–100. L. Erlbaum Associates Inc.
- [448] Schoen, F. (2002). Two phase methods for global optimization.mathematical programming. *Handbook of Global Optimization 2: Heuristic Approaches*, pages 151–178.
- [449] Schwefel, H.-P. (1981). *Numerical optimization of computer models*. John Wiley & Sons, Inc.

- [450] Schwefel, H. P. (1984). Evolution strategies: A family of non-linear optimization techniques based on imitating some principles of organic evolution. *Annals of Operations Research*, 1(2):165–167.
- [451] Schwefel, H.-P. and Rudolph, G. (1995). *Contemporary evolution strategies*. Springer.
- [452] Schweickardt, G. and Miranda, V. (2009). A two-stage planning and control model toward economically adapted power distribution systems using analytical hierarchy processes and fuzzy optimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 31(6):277–284.
- [453] Sebag, M., Schoenauer, M., and Ravisé, C. (1997). Inductive learning of mutation step-size in evolutionary parameter optimization. In *Evolutionary Programming VI*, pages 247–261. Springer.
- [454] Sedghi, M., Aliakbar-Golkar, M., and Haghifam, M.-R. (2013). Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified pso algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 52(1):221–230.
- [455] Sedighizadeh, M., Ahmadi, S., and Sarvi, M. (2013). An efficient hybrid big bang-big crunch algorithm for multi-objective reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems in fuzzy framework. *Electric Power Components and Systems*, 41(1):75–99.
- [456] Sedighizadeh, M., Esmaili, M., and Esmaili, M. (2014a). Application of the hybrid big bang-big crunch algorithm to optimal reconfiguration and distributed generation power allocation in distribution systems. *Energy*, 76:920–930.
- [457] Sedighizadeh, M., Ghalambor, M., and Rezazadeh, A. (2014b). Reconfiguration of radial distribution systems with fuzzy multi-objective approach using modified big bang-big crunch algorithm. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 39(8):6287–6296.
- [458] Self, G. D. and Steuer, R. E. (1988). Multiple criteria optimization: Theory, computation and application.
- [459] Serafini, P. (1994). Simulated annealing for multi objective optimization problems. In *Multiple criteria decision making*, pages 283–292. Springer.
- [460] Sharif, S. S., Salama, M., and Vannelli, A. (1994). Optimal model for future expansion of radial distribution networks using mixed integer programming. pages 152–155.
- [461] Shen, H., Zhu, Y., Zhou, X., Guo, H., and Chang, C. (2009). Bacterial foraging optimization algorithm with particle swarm optimization strategy for global numerical optimization. In *Proceedings of the first ACM/SIGEVO Summit on Genetic and Evolutionary Computation*, pages 497–504. ACM.
- [462] Shi, X., Li, Y., Li, H., Guan, R., Wang, L., and Liang, Y. (2010). An integrated algorithm based on artificial bee colony and particle swarm optimization. In *2010 Sixth International Conference on Natural Computation*.

- [463] Shi, Y. and Eberhart, R. (1998a). A modified particle swarm optimizer. In *Evolutionary Computation Proceedings, 1998. IEEE World Congress on Computational Intelligence., The 1998 IEEE International Conference on*, pages 69–73. IEEE.
- [464] Shi, Y. and Eberhart, R. C. (1998b). Parameter selection in particle swarm optimization. In *Evolutionary programming VII*, pages 591–600. Springer.
- [465] Shi, Y. and Eberhart, R. C. (1999). Empirical study of particle swarm optimization. In *Evolutionary Computation, 1999. CEC 99. Proceedings of the 1999 Congress on*, volume 3. IEEE.
- [466] Shi, Y.-j., Teng, H.-f., and Li, Z.-q. (2005). Cooperative co-evolutionary differential evolution for function optimization. In *Advances in natural computation*, pages 1080–1088. Springer.
- [467] Short, T. A. (2014). *Electric power distribution handbook*. CRC press.
- [468] Shu, J., Wu, L., Li, Z., Shahidehpour, M., Zhang, L., and Han, B. (2012). A new method for spatial power network planning in complicated environments. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(1):381–389.
- [469] Shuaib, Y., Kalavathi, M., and Rajan, C. (2015). Optimal capacitor placement in radial distribution system using gravitational search algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst*, 64(1):384–397.
- [470] Silver, E. A., Victor, R., Vidal, V., and de Werra, D. (1980). A tutorial on heuristic methods. *European Journal of Operational Research*, 5(3):153–162.
- [471] Simon, D. (2008). Biogeography-based optimization. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 12(6):702–713.
- [472] Sims, K. (1994). Evolving 3d morphology and behavior by competition. *Artificial life*, 1(4):353–372.
- [473] Singh, P., Makram, E. B., and Adams, W. P. (1998). A new technique for optimal time-dynamic distribution substation and feeder planning. *Electric Power Systems Research*, 47(3):197–204.
- [474] Singh, S., Ghose, T., and Goswami, S. (2012). Optimal feeder routing based on the bacterial foraging technique. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(1):70–78.
- [475] Skok, M., Krajcar, S., and Skrlec, D. (2005). Dynamic planning of medium voltage open-loop distribution networks under uncertainty. In *Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on*, pages 6–pp. IEEE.
- [476] Skok, M., Skrlec, D., and Krajcar, S. (2002). Genetic algorithm and gis enhanced long term planning of large link structured distribution systems. pages 55–60.
- [477] Solanilla, A. M. M., Isaza, R. A. H., and Rendón, R. A. G. (2015). Planeación óptima de sistemas de distribución considerando múltiples objetivos: costo de inversión, confiabilidad y pérdidas técnicas. *Tecnura*, 19(43):106–118.

- [478] Sörensen, K. (2015). Metaheuristics—the metaphor exposed. *International Transactions in Operational Research*, 22(1):3–18.
- [479] Soroudi, A. and Amraee, T. (2013). Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28:376–384.
- [480] Souza, B., Carrano, E., Neto, O., and Takahashi, R. (2011). Immune system memetic algorithm for power distribution network design with load evolution uncertainty. *Electric Power Systems Research*, 81(2):527–537.
- [481] Souza, S., Romero, R., and Franco, J. (2015). Artificial immune networks copt-ainet and opt-ainet applied to the reconfiguration problem of radial electrical distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 119:304–312.
- [482] Srinivas, N. and Deb, K. (1994). Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms. *Evolutionary Computation*, 2(3):221–248.
- [483] Stanley, K. O. and Miikkulainen, R. (2004). Competitive coevolution through evolutionary complexification. *J. Artif. Intell. Res.(JAIR)*, 21:63–100.
- [484] Storn, R. and Price, K. (1997). Differential evolution—a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *Journal of global optimization*, 11(4):341–359.
- [485] Stützle, T. and Hoos, H. H. (2000). Max–min ant system. *Future generation computer systems*, 16(8):889–914.
- [486] Stützle, T. G. (1999). *Local search algorithms for combinatorial problems: analysis, improvements, and new applications*, volume 220. Infix Sankt Augustin, Germany.
- [487] Su, C.-T. and Lee, C.-S. (2001). Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 58(2):97–102.
- [488] Sultana, S. and Roy, P. (2014). Optimal capacitor placement in radial distribution systems using teaching learning based optimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54:387–398.
- [489] Sun, D., Farris, D., Cote, P., Shoults, R., and Chen, M.-S. (1982). Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (3):602–609.
- [490] Taher, S. and Afsari, S. (2014). Optimal location and sizing of dstatcom in distribution systems by immune algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 60:34–44.
- [491] Talbi, E.-G. (2009). *Metaheuristics: from design to implementation*, volume 74. John Wiley & Sons.
- [492] Tan, K. C., Yang, Y., and Goh, C. K. (2006). A distributed cooperative coevolutionary algorithm for multiobjective optimization. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 10(5):527–549.

- [493] Tang, Y. (1996). Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1):181–189.
- [494] Tatiana García-Segura, Víctor Yepes, J. V. M. y. J. A. (2015). Algoritmo híbrido de enjambre de luciérnagas y aceptación por umbrales para diseño de vigas. In *Actas del X Congreso Español sobre Metaheurísticas, Algoritmos Evolutivos y Bioinspirados*, pages 699–705. MAEB 2015.
- [495] Teghem, J., Tuytens, D., and Ulungu, E. L. (2000). An interactive heuristic method for multi-objective combinatorial optimization. *Computers & Operations Research*, 27(7):621–634.
- [496] Teimourzadeh, S. and Zare, K. (2014). Application of binary group search optimization to distribution network reconfiguration. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 62:461–468.
- [497] Temraz, H. and Quintana, V. (1993). Distribution system expansion planning models: An overview. *Electric Power Systems Research*, 26(1):61–70.
- [498] Thangaraj, R., Pant, M., Abraham, A., and Bouvry, P. (2011). Particle swarm optimization: hybridization perspectives and experimental illustrations. *Applied Mathematics and Computation*, 217(12):5208–5226.
- [499] Trillas, F. (2006). El control corporativo en la industria eléctrica. *Energía: del monopolio al mercado. CNE: diez años en perspectiva, Madrid, Thomson Civitas*, pages 507–532.
- [500] TÜRKAY, B. and ARTAÇ, T. (2005). Optimal distribution network design using genetic algorithms. *Electric Power Components and Systems*, 33(5):513–524.
- [501] Ulungu, E., Teghem, J., and Ost, C. (1998). Efficiency of interactive multi-objective simulated annealing through a case study. *Journal of the Operational Research Society*, 49(10):1044–1050.
- [502] Urrego, C. A. A., Rendón, R. A. G., and Isaza, R. H. (2012). Reubicación óptima de transformadores de distribución para reducción de pérdidas técnicas. *Scientia et Technica*, 2(51):28–34.
- [503] Valdés García, E. (2016). *Problema Bioobjetivo del Agente Viajero con Múltiples Viajes*. Tesis de Maestría. Universidad Autónoma de Nuevo León, México.
- [504] Van Dantzig, D. (1947). On the principles of intuitionistic and affirmative mathematics. *Indagationes Mathematicae*, 9:429–440.
- [505] Van Veldhuizen, D. A. (1999). Multiobjective evolutionary algorithms: classifications, analyses, and new innovations. Technical report, PhD thesis. Air Force Institute of Technology, Ohio. USA.
- [506] Van Veldhuizen, D. A. and Lamont, G. B. (2000). Multiobjective evolutionary algorithms: Analyzing the state-of-the-art. *Evolutionary computation*, 8(2):125–147.

- [507] Vaziri, J., Tomsovic, K., Bose, A., and Gonen, T. (2001). Distribution expansion problem: formulation and practicality for a multistage globally optimal solution. In *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, volume 3, pages 1461–1466. IEEE.
- [508] Vaziri, M., Tomsovic, K., and Bose, A. (2004a). A directed graph formulation of the multistage distribution expansion problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(3):1335–1341.
- [509] Vaziri, M., Tomsovic, K., and Bose, A. (2004b). A directed graph formulation of the multistage distribution expansion problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(3):1335–1341.
- [510] Vecchi, T. P. B. and Volpi, N. M. P. (2004). Um estudo de modelos matemáticos para expansão de redes de distribuição de energia elétrica. *Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, Universidade Federal do Paraná*.
- [511] Venkatesh, B. and Ranjan, R. (2003). Optimal radial distribution system reconfiguration using fuzzy adaptation of evolutionary programming. *International Journal of Electrical Power and Energy System*, 25(10):775–780.
- [512] Villegas, J. G., Prins, C., Prodhon, C., Medaglia, A. L., and Velasco, N. (2010). GRASP/VND and multi-start evolutionary local search for the single truck and trailer routing problem with satellite depots. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 23(5):780–794.
- [513] Viral, R. and Khatod, D. (2012). Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7):5146–5165.
- [514] Vitorino, R., Jorge, H., and Neves, L. (2013). Loss and reliability optimization for power distribution system operation. *Electric Power Systems Research*, 96:177–184.
- [515] Vives, X. (2006). El reto de la competencia en el sector eléctrico. *Occasional Paper OP*, (06/13).
- [516] Voß, S. (1993). Solving quadratic assignment problems using the reverse elimination method. *Technische Hochschule Darmstadt*.
- [517] Voß, S., Martello, S., Osman, I. H., and Roucairol, C. (2012). *Meta-heuristics: Advances and trends in local search paradigms for optimization*. Springer Science & Business Media.
- [518] Voudouris, C. (1997). *Guided local search for combinatorial optimisation problems*. PhD thesis, University of Essex.
- [519] Voudouris, C. and Tsang, E. (1999). Guided local search and its application to the traveling salesman problem. *European journal of operational research*, 113(2):469–499.
- [520] Wang, D.-C., Ochoa, L., and Harrison, G. (2011). Modified ga and data envelopment analysis for multistage distribution network expansion planning under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2):897–904.

- [521] Wedde, H. F., Farooq, M., and Zhang, Y. (2004). Beehive: An efficient fault-tolerant routing algorithm inspired by honey bee behavior. pages 83–94.
- [522] Willis, H. (1996). *Spatial Electric Load Forecasting*. Marcel Dekker Inc. New York.
- [523] Willis, H. L., Tram, H., Engel, M. V., and Finley, L. (1995). Optimization applications to power distribution. *Computer Applications in Power, IEEE*, 8(4):12–17.
- [524] Wilson, H. and Berry, K. (1996). *Previsiones en los negocios*, volume 1. Irwin.
- [525] Wilson, P. and Macleod, M. (1993). Low implementation cost iir digital filter design using genetic algorithms. In *IEE/IEEE workshop on natural algorithms in signal processing*, volume 1, pages 1–4.
- [526] Wolsey, L. A. and Nemhauser, G. L. (2014). *Integer and combinatorial optimization*. John Wiley & Sons.
- [527] Wong, S., Bhattacharya, K., and Fuller, J. (2009). Electric power distribution system design and planning in a deregulated environment. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 3(12):1061–1078.
- [528] Wu, C., Zhang, N., Jiang, J., Yang, J., and Liang, Y. (2007). Improved bacterial foraging algorithms and their applications to job shop scheduling problems. In *Adaptive and Natural Computing Algorithms*, pages 562–569. Springer.
- [529] Yang, X.S. Deb, S. (2010a). Engineering optimisation by cuckoo search. *Int J Math Model Numer Optim*, (1):330–343.
- [530] Yang, X.-S. (2010b). *Engineering optimization: an introduction with metaheuristic applications*. John Wiley & Sons.
- [531] Yang, X.-S. (2010c). Firefly algorithm, levy flights and global optimization. *Research and development in intelligent systems XXVI*, pages 209–218.
- [532] Yang, X.-S. (2010d). *Nature-inspired metaheuristic algorithms*. Luniver press.
- [533] Yao, W., Zhao, J., Wen, F., Dong, Z., Xue, Y., Xu, Y., and Meng, K. (2014). A multi-objective collaborative planning strategy for integrated power distribution and electric vehicle charging systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4):1811–1821.
- [534] Yebra Morón, J. (1986). *Compensación de Potencia reactiva en Sistemas Eléctricos*. Mc Graw-Hill.
- [535] Youssef, H. and Hackam, R. (1988). Dynamic solution of distribution planning in intermediate time range. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 3(1):341–348.
- [536] Zanakis, S. H. and Evans, J. R. (1981). Heuristic “optimization”: Why, when, and how to use it. *Interfaces*, 11(5):84–91.
- [537] Zeleny, M. (1986). Optimal system design with multiple criteria: De novo programming approach. *Engineering costs and production economics*, 10(2):89–94.

- [538] Zeng, B., Zhang, J., Yang, X., Wang, J., Dong, J., and Zhang, Y. (2014). Integrated planning for transition to low-carbon distribution system with renewable energy generation and demand response. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(3):1153–1165.
- [539] Zhao, H., Wang, Z., Yu, D., and Chen, X. (2007). New formulations and hybrid algorithms for distribution system planning. *Electric Power Components and Systems*, 35(4):445–460.
- [540] Ziari, I., Ledwich, G., and Ghosh, A. (2011). Optimal integrated planning of mv-lv distribution systems using dpso. *Electric Power Systems Research*, 81(10):1905–1914.
- [541] Ziari, I., Ledwich, G., Ghosh, A., and Platt, G. (2012). Integrated distribution systems planning to improve reliability under load growth. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(2):757–765.
- [542] Ziari, I., Ledwich, G., Ghosh, A., and Platt, G. (2013). Optimal distribution network reinforcement considering load growth, line loss, and reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):587–597.
- [543] Zidan, A., Shaaban, M., and El-Saadany, E. (2013). Long-term multi-objective distribution network planning by dg allocation and feeders' reconfiguration. *Electric Power Systems Research*, 105:95–104.
- [544] Zitzler, E. (1999). *Evolutionary algorithms for multiobjective optimization: Methods and applications*, volume 63. Citeseer.
- [545] Zitzler, E., Laumanns, M., Thiele, L., Zitzler, E., Zitzler, E., Thiele, L., and Thiele, L. (2001). Spea2: Improving the strength pareto evolutionary algorithm.
- [546] Zitzler, E. and Thiele, L. (1998). Multiobjective optimization using evolutionary algorithms—a comparative case study. In *International Conference on Parallel Problem Solving from Nature*, pages 292–301. Springer.
- [547] Zitzler, E. and Thiele, L. (1999). Multiobjective evolutionary algorithms: a comparative case study and the strength pareto approach. *IEEE transactions on Evolutionary Computation*, 3(4):257–271.
- [548] Zou, K., Agalgaonkar, A., Muttaqi, K., and Perera, S. (2012). Distribution system planning with incorporating dg reactive capability and system uncertainties. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(1):112–123.

Anexo A

Valores Unitarios establecidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. CNMC

PROPUESTA DE VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA PARA LOS COSTES DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Expediente nº INF/DE/0027/14

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep María Guinart Solá

D^a. Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 26 de junio de 2014

Visto el expediente relativo a la propuesta de valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de distribución de energía eléctrica, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, acuerda emitir el siguiente:

RESUMEN EJECUTIVO

El objeto del presente informe es dar cumplimiento al Mandato recogido en el apartado 1.b) de la disposición adicional segunda del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que esta Comisión debe remitir al MINETUR, entre otras, una propuesta sobre las Instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de distribución, por elemento de inmovilizado.

El procedimiento seguido para el cálculo de los valores unitarios de referencia de inversión que se proponen ha consistido en partir de los utilizados en el informe *“Propuesta de retribución de referencia para el periodo regulatorio 2013-2016 de la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes. Aplicación al ejercicio 2013”*, acomodando los mismos a las distintas Tipologías de Instalaciones de distribución que se recogen en la Resolución de 29 de abril de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2014.

Respecto a los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento que se proponen, su cálculo se ha basado en los costes que, por tales conceptos, han venido declarando las empresas distribuidoras en cumplimiento de las sucesivas Circulares emitidas a efectos de la determinación de la retribución de la actividad de distribución de los últimos ejercicios, obteniéndose, para cada familia de instalaciones (líneas, centros de transformación, subestaciones, etc.) un porcentaje a aplicar a los valores unitarios de referencia de inversión propuestos que, en definitiva, permiten establecer una propuesta de valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento.

En las siguientes tablas se muestran los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para las distintas familias de instalaciones de distribución ubicadas en el territorio peninsular.

**Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a
31/12/2013 para líneas aéreas y subterráneas.**

Código inventario	CINI	Tipología	Recorrido	Numero de circuitos	Número de conductores	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-1	I202120	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aereo	Simple	Simplex	175.204 €/ km	1.818 €/ km y año
TI-2	I202210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aereo	Simple	Dúplex	225.312 €/ km	2.338 €/ km y año
TI-3	I202210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aereo	Doble	Simplex	189.027 €/ km	1.962 €/ km y año
TI-4	I202220	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aereo	Doble	Dúplex	253.242 €/ km	2.628 €/ km y año
TI-5	I203110	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aereo	Simple	Simplex	121.302 €/ km	1.259 €/ km y año
TI-6	I203120	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aereo	Simple	Dúplex	164.215 €/ km	1.704 €/ km y año
TI-7	I203210	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aereo	Doble	Simplex	132.080 €/ km	1.371 €/ km y año
TI-8	I203220	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aereo	Doble	Dúplex	183.010 €/ km	1.899 €/ km y año
TI-9	I204110	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Aereo	Simple	Simplex	68.172 €/ km	707 €/ km y año
TI-10	I204210	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Aereo	Doble	Simplex	73.089 €/ km	758 €/ km y año
TI-11	I205110	LBT U < 1 kV	Aereo	Simple sobre postes	Simplex	27.347 €/ km	284 €/ km y año
TI-12	I205410	LBT U < 1 kV	Aereo	Simple sobre fachada	Simplex	15.327 €/ km	159 €/ km y año
TI-13	I205210	LBT U < 1 kV	Aereo	Doble sobre postes	Simplex	35.034 €/ km	364 €/ km y año
TI-14	I202710	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	1.141.853 €/ km	11.850 €/ km y año
TI-15	I202610	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	815.095 €/ km	8.459 €/ km y año
TI-16	I203710	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	878.285 €/ km	9.114 €/ km y año
TI-17	I203610	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	436.016 €/ km	4.525 €/ km y año
TI-18	I204710	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	217.993 €/ km	2.262 €/ km y año
TI-19	I204610	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	146.733 €/ km	1.523 €/ km y año
TI-20	I205710	LBT U < 1 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	78.583 €/ km	815 €/ km y año
TI-21	I205610	LBT U < 1 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	58.686 €/ km	609 €/ km y año

**Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a
31/12/2013 para centros de transformación.**

Código inventario	Tipología	Potencia [kVA]	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-0C	Caseta	0	16.156 €/ ct	370 €/ ct
TI-22	Caseta	15	16.955 €/ ct	388 €/ ct
TI-23	Caseta	25	17.488 €/ ct	400 €/ ct
TI-24	Caseta	50	18.819 €/ ct	431 €/ ct
TI-25	Caseta	100	19.300 €/ ct	442 €/ ct
TI-26	Caseta	160	20.263 €/ ct	464 €/ ct
TI-27	Caseta	250	23.188 €/ ct	531 €/ ct
TI-28	Caseta	400	25.347 €/ ct	580 €/ ct
TI-29	Caseta	630	26.945 €/ ct	617 €/ ct
TI-30	Caseta	1000	32.323 €/ ct	740 €/ ct
TI-31	Caseta	1250	35.082 €/ ct	803 €/ ct
TI-32	Caseta	2x15	30.569 €/ ct	700 €/ ct
TI-33	Caseta	2x25	31.634 €/ ct	724 €/ ct
TI-34	Caseta	2x50	34.297 €/ ct	785 €/ ct

Código inventario	Tipología	Potencia [kVA]	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-35	Caseta	2x100	35.259 € / ct	807 € / ct
TI-36	Caseta	2x160	37.185 € / ct	851 € / ct
TI-37	Caseta	2x250	43.035 € / ct	985 € / ct
TI-38	Caseta	2x400	47.353 € / ct	1.084 € / ct
TI-39	Caseta	2x630	50.549 € / ct	1.157 € / ct
TI-40	Caseta	2x1000	61.304 € / ct	1.403 € / ct
TI-41	Caseta	2x1250	66.822 € / ct	1.529 € / ct
TI-0L	Local	0	14.223 € / ct	325 € / ct
TI-42	Local	15	15.023 € / ct	344 € / ct
TI-43	Local	25	15.556 € / ct	356 € / ct
TI-44	Local	50	16.887 € / ct	386 € / ct
TI-45	Local	100	17.367 € / ct	397 € / ct
TI-46	Local	160	18.330 € / ct	419 € / ct
TI-47	Local	250	19.366 € / ct	443 € / ct
TI-48	Local	400	22.615 € / ct	518 € / ct
TI-49	Local	630	24.544 € / ct	562 € / ct
TI-50	Local	1000	27.845 € / ct	637 € / ct
TI-51	Local	1250	31.001 € / ct	709 € / ct
TI-52	Local	2x15	24.522 € / ct	561 € / ct
TI-53	Local	2x25	25.587 € / ct	586 € / ct
TI-54	Local	2x50	28.250 € / ct	646 € / ct
TI-55	Local	2x100	29.210 € / ct	668 € / ct
TI-56	Local	2x160	31.136 € / ct	713 € / ct
TI-57	Local	2x250	33.208 € / ct	760 € / ct
TI-58	Local	2x400	39.706 € / ct	909 € / ct
TI-59	Local	2x630	43.564 € / ct	997 € / ct
TI-60	Local	2x1000	50.166 € / ct	1.148 € / ct
TI-61	Local	2x1250	56.478 € / ct	1.292 € / ct
TI-0I	Intemperie	0	11.143 € / ct	255 € / ct
TI-62	Intemperie	15	11.941 € / ct	273 € / ct
TI-63	Intemperie	25	12.474 € / ct	285 € / ct
TI-64	Intemperie	50	13.806 € / ct	316 € / ct
TI-65	Intemperie	100	14.257 € / ct	326 € / ct
TI-66	Intemperie	160	15.930 € / ct	365 € / ct
TI-67	Intemperie	250	17.912 € / ct	410 € / ct
TI-0S	Subterráneo	0	34.324 € / ct	785 € / ct
TI-68	Subterráneo	15	35.123 € / ct	804 € / ct
TI-69	Subterráneo	25	35.123 € / ct	804 € / ct

Código inventario	Tipología	Potencia [kVA]	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-70	Subterráneo	50	36.987 € / ct	846 € / ct
TI-71	Subterráneo	100	37.467 € / ct	857 € / ct
TI-72	Subterráneo	160	38.431 € / ct	879 € / ct
TI-73	Subterráneo	250	39.431 € / ct	902 € / ct
TI-74	Subterráneo	400	41.707 € / ct	954 € / ct
TI-75	Subterráneo	630	42.689 € / ct	977 € / ct
TI-76	Subterráneo	1000	44.067 € / ct	1.008 € / ct
TI-77	Subterráneo	1250	46.757 € / ct	1.070 € / ct
TI-78	Subterráneo	2x15	65.751 € / ct	1.505 € / ct
TI-79	Subterráneo	2x25	65.751 € / ct	1.505 € / ct
TI-80	Subterráneo	2x50	69.479 € / ct	1.590 € / ct
TI-81	Subterráneo	2x100	70.439 € / ct	1.612 € / ct
TI-82	Subterráneo	2x160	72.367 € / ct	1.656 € / ct
TI-83	Subterráneo	2x250	74.366 € / ct	1.702 € / ct
TI-84	Subterráneo	2x400	78.918 € / ct	1.806 € / ct
TI-85	Subterráneo	2x630	80.883 € / ct	1.851 € / ct
TI-86	Subterráneo	2x1000	83.639 € / ct	1.914 € / ct
TI-87	Subterráneo	2x1250	89.017 € / ct	2.037 € / ct

Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para posiciones de subestación.

Código inventario	Tipo de posición	Nivel de tensión	Tipo de parque	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-88	Blindada	132 -110 kV	Interior	558.266 €/ posición	15.012 €/ posición y año
TI-89	Blindada	132 -110 kV	Intemperie	558.266 €/ posición	15.012 €/ posición y año
TI-90	Blindada	132 -110 kV	Móvil	558.266 €/ posición	15.012 €/ posición y año
TI-91	Convencional	132 -110 kV	Interior	373.230 €/ posición	10.036 €/ posición y año
TI-92	Convencional	132 -110 kV	Intemperie	373.230 €/ posición	10.036 €/ posición y año
TI-93	Híbrida	132 -110 kV	Interior	558.266 €/ posición	15.012 €/ posición y año
TI-94	Híbrida	132 -110 kV	Intemperie	558.266 €/ posición	15.012 €/ posición y año
TI-95	Blindada	110 kV> U ≥ 36 kV	Interior	439.415 €/ posición	11.816 €/ posición y año
TI-96	Blindada	110 kV> U ≥ 36 kV	Intemperie	439.415 €/ posición	11.816 €/ posición y año
TI-97	Blindada	110 kV> U ≥ 36 kV	Móvil	439.415 €/ posición	11.816 €/ posición y año
TI-98	Convencional	110 kV> U ≥ 36 kV	Interior	228.588 €/ posición	6.147 €/ posición y año
TI-99	Convencional	110 kV> U ≥ 36 kV	Intemperie	228.588 €/ posición	6.147 €/ posición y año
TI-100	Híbrida	110 kV> U ≥ 66 kV	Interior	439.415 €/ posición	11.816 €/ posición y año
TI-101	Híbrida	110 kV> U ≥ 66 kV	Intemperie	439.415 €/ posición	11.816 €/ posición y año
TI-102	Blindada	36 kV> U ≥ 1 kV	Interior	93.833 €/ posición	2.523 €/ posición y año
TI-103	Blindada	36 kV> U ≥ 1 kV	Móvil	93.833 €/ posición	2.523 €/ posición y año
TI-104	Blindada	36 kV> U ≥ 1 kV	Móvil	93.833 €/ posición	2.523 €/ posición y año
TI-105	Convencional	36 kV> U ≥ 1 kV	Interior	72.237 €/ posición	1.942 €/ posición y año
TI-106	Convencional	36 kV> U ≥ 1 kV	Intemperie	72.237 €/ posición	1.942 €/ posición y año
TI-107	Híbrida	36 kV> U ≥ 1 kV	Interior	93.833 €/ posición	2.523 €/ posición y año
TI-108	Híbrida	36 kV> U ≥ 1 kV	Intemperie	93.833 €/ posición	2.523 €/ posición y año

Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para transformadores de subestación, reactancias y condensadores.

Código inventario	Elementos	Tensión primario	Tensión secundario	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-157	Trafos	400 kV	220 kV > U ≥ 110 kV	8.106 €/ MVA	218 €/ MVA y año
TI-158	Trafos	400 kV	110 kV > U ≥ 36 kV	8.106 €/ MVA	218 €/ MVA y año
TI-159	Trafos	220 kV	220 kV > U ≥ 110 kV	11.211 €/ MVA	301 €/ MVA y año
TI-160	Trafos	220 kV	110 kV > U ≥ 36 kV	11.211 €/ MVA	301 €/ MVA y año
TI-161	Trafos	220 kV	36 kV > U ≥ 1 kV	17.895 €/ MVA	481 €/ MVA y año
TI-162	Trafos	132-110 kV	110 kV > U ≥ 36 kV	14.146 €/ MVA	380 €/ MVA y año
TI-163	Trafos	132-110 kV	36 kV > U ≥ 1 kV	16.802 €/ MVA	452 €/ MVA y año
TI-164	Trafos	66-36 kV	36 kV > U ≥ 1 kV	20.013 €/ MVA	538 €/ MVA y año
TI-165	Trafos	36 kV > U ≥ 1 kV	U < 1 kV	16.358 €/ MVA	440 €/ MVA y año
TI-166	Reactancia	132-110 kV		890 €/ MVAr	24 €/ MVAr y año
TI-167	Reactancia	66-36 kV		732 €/ MVAr	20 €/ MVAr y año
TI-168	Reactancia	36 kV > U ≥ 1 kV		637 €/ MVAr	17 €/ MVAr y año
TI-169	Condensador	132-110 kV		1.187 €/ MVAr	32 €/ MVAr y año
TI-170	Condensador	66-36 kV		976 €/ MVAr	26 €/ MVAr y año
TI-171	Condensador	36 kV > U ≥ 1 kV		850 €/ MVAr	23 €/ MVAr y año

Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para elementos de mejora de la fiabilidad en MT.

CINI	Elemento	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-174	Seccionador	3.189 €/ ud	87 €/ posición y año
TI-177	Reconectador	4.013 €/ ud	109 €/ posición y año
TI-179	Telesñalizador	262 €/ ud	7 €/ posición y año
TI-181	Fusible	2.196 €/ ud	60 €/ posición y año
TI-182	Seccionalizador	6.500 €/ ud	177 €/ posición y año
TI-183	Interruptor	10.510 €/ ud	286 €/ posición y año
TI-187	Interruptor-seccionador	4.000 €/ ud	109 €/ posición y año

Los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento en los territorios no peninsulares se obtendrían incrementando los anteriores en un 30%.

Anexo B

Metodología de la retribución de la actividad de distribución eléctrica.

B.1 Nomenclatura definida en la legislación.

R	Retribución por inversión y operación y mantenimiento.
R_{Base}^i	Retribución instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive.
R_{Base}^i	Retribución instalaciones puestas en servicio el primer año del primer periodo regulatorio.
R_{NI}^i	Retribución nuevas instalaciones, puestas en servicio con posterioridad al año base.
R_n^j	Retribución a percibir por el elemento de inmovilizado j , en el año n .
RI_{Base}^i	Término de retribución base a la inversión a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio.
RI_n^i	Término de retribución base por inversión a percibir el año n .
RI_n^j	Retribución de inversión del elemento de inmovilizado j en el año n .
ROM_{Base}^i	Retribución por O&M a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio.
ROM_{Base}^i	Retribución por O&M a percibir el año n .
ROM_n^j	Retribución por O&M del elemento de inmovilizado j en el año n .

$ROMNLAE_{NI}^i$	Retribución por O&M a percibir el año n .
$IAOM_n$	Índice de actualización de O&M.
$ROMAT_{Base}^i$	Retribución base por O&M de instalaciones de Alta Tensión.
$ROMBT_{Base}^i$	Retribución base por O&M de instalaciones de Baja Tensión.
A_{Base}^i	Retribución por amortización a percibir el primer año del primer periodo regulatorio.
A_{Base}^i	Retribución por amortización a percibir el año n .
A_n^j	Retribución por amortización del elemento de inmovilizado j en el año n .
RF_{Base}^i	Retribución financiera del activo neto a percibir el primer año del primer periodo regulatorio.
RF_n^i	Retribución financiera del activo neto a percibir el año n .
RF_n^j	Retribución financiera de la inversión de la instalación j en el año n .
IBR_{Base}^i	Inmovilizado base bruto con derecho a percibir retribución el primer año del primer periodo regulatorio.
IBR_n^i	Inmovilizado base bruto con derecho a percibir retribución el año n .
UF_{AT}^j	Son las unidades físicas de la instalación de alta tensión j que se encuentra en servicio el año base.
UF_{BT}^j	Son las unidades físicas de la instalación de baja tensión j que se encuentra en servicio el año base.
VU_{inv}^j	Valor unitario de referencia de inversión para una instalación de igual tipología a la j , actualizado al año base.
$VU_{O\&M}^j$	Valor unitario de referencia de O&M para una instalación de igual tipología a la j , actualizado al año base.
AY^j	Valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j .
VI^j	Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j .
VU^j	Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años.
VU_{Base}^i	Vida útil regulatoria media a 31 de diciembre del año base.
VR_{Base}^i	Vida residual promedio a 31 de diciembre del año base.

Q_n^i	Incentivo o Penalización de Calidad.
β^i	Coficiente que pondera la situación de una empresa respecto a la media nacional en el periodo regulatorio anterior.
$PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$	Precio de energía no suministrada por motivos de calidad.
$PInst_i^{n-2 \rightarrow n-4}$	Potencia promedio instalada en centros de transformación.
$K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Coficiente que valora la distribución zonal de la calidad.
\overline{NIEPI}_i^n	Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada, en el año n .
$\overline{NIEPI}_i^{n-j \rightarrow n-k}$	NIEPI promedio de la empresa distribuidora i entre los años $n-j$ a $n-k$.
μ_{NIEPI}^i	Coficiente que valora la evolución del NIEPI de empresa distribuidora i .
\overline{TIEPI}_i^n	Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada, en el año n .
$\overline{TIEPI}_i^{n-j \rightarrow n-k}$	TIEPI promedio de la empresa distribuidora i entre los años $n-j$ a $n-k$.
$TIEPI_{periodoanterior}^i$	TIEPI promedio de la empresa distribuidora i en el periodo regulatorio anterior.
$TIEPI_{periodoanterior}^{sector}$	TIEPI promedio del sector de distribución en el periodo regulatorio anterior.
P_n^i	Incentivo o Penalización de Perdidas.
α^i	Coficiente que pondera la situación de una empresa respecto a la media nacional en el periodo regulatorio anterior.
$PE_{n-2 \rightarrow n-4}$	Precio de energía de pérdidas.
$\sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Energía medida en los puntos frontera en el periodo de $n-2$ a $n-4$.
$P_{n-j \rightarrow n-k}^i$	Promedio de las pérdidas relativas de la empresa distribuidora i .
$P_{periodoanterior}^i$	Pérdidas promedio de la empresa distribuidora i en el periodo regulatorio anterior.
$P_{periodoanterior}^{sector}$	Pérdidas promedio del sector de distribución en el periodo regulatorio anterior.
$E_{perd}_{n-j \rightarrow n-k}^i$	Pérdidas de energía que la empresa distribuidora i .

B.2 Retribución a instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive.

La retribución base a percibir por la empresa distribuidora i el año n R_{Base}^i , en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año $n-2$, tomara el valor de R_{Base}^i para el primer año del primer periodo regulatorio y se calculara de acuerdo a la expresión B.1. Para los siguientes años años se tomara R_{Base}^i y se calculara de acuerdo a la expresión B.14

$$R_{Base}^i = RI_{Base}^i + ROM_{Base}^i \quad (B.1)$$

donde:

RI_{Base}^i

Término de retribución base a la inversión a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio en concepto de inversión correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y continúen en servicio en dicha fecha sin haber superado su vida útil regulatoria y sigan siendo titularidad de la empresa i . Y calculado de acuerdo a la expresión B.2.

ROM_{Base}^i

Término de retribución base a la operación y mantenimiento a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio en concepto de operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúen en servicio en dicha fecha y sigan siendo titularidad de la empresa i . Y calculado de acuerdo a la expresión B.10

$$RI_{Base}^i = A_{Base}^i + RF_{Base}^i \quad (B.2)$$

donde:

A_{Base}^i Término de retribución base por amortización de la empresa distribuidora i que ésta deberá percibir por ese concepto el primer año del primer periodo regulatorio. Se evaluará como la amortización lineal del inmovilizado base bruto de la empresa i correspondiente a sus instalaciones de distribución de acuerdo con la expresión B.3.

RF_{Base}^i Término de retribución financiera del activo neto de la empresa distribuidora i que ésta deberá percibir por ese concepto el primer año del primer periodo regulatorio correspondiente a las instalaciones propiedad de la empresa distribuidora i que han sido puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio dicho año. Este término se calculará de acuerdo a la expresión B.4.

$$A_{Base}^i = \frac{IBR_{Base}^i}{VU_{Base}^i} \quad (B.3)$$

donde:

IBR_{Base}^i Es el inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora i con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico el primer año del primer periodo regulatorio derivado de las instalaciones que se encuentran en servicio el año base y no hayan superado su vida útil regulatoria. En el cálculo de este valor sólo se considerarán aquellas instalaciones que no hayan superado su vida útil regulatoria a 31 de diciembre del año base. Se calcula de acuerdo con la expresión B.6.

VU_{Base}^i Vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa distribuidora i a 31 de diciembre del año base.

$$RF_{Base}^i = IN_{Base}^i * TRF_{Base} \quad (B.4)$$

donde:

TRF_{Base} Tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado durante el primer periodo regulatorio.

IN_{Base}^i

Inmovilizado base neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que se encuentran en servicio el año base. Este valor se calculará de acuerdo a la expresión B.5.

$$IN_{Base}^i = IBR_{Base}^i * \frac{VR_{Base}^i}{VU_{Base}^i} \quad (B.5)$$

donde:

 VR_{Base}^i

Es la vida residual promedio a 31 de diciembre del año base de las instalaciones de la empresa distribuidora i que no hayan superado su vida útil regulatoria dicho año base. Para el cálculo de este valor se tomará la vida útil residual de las instalaciones de cada una de las empresas. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

$$IBR_{Base}^i = (IBAT_{Base}^i + IBBT_{Base}^i + IBO_{Base}^i) * \lambda_{Base}^i * FRR_{Base}^i \quad (B.6)$$

donde:

 IBO_{Base}^i

Es el valor del inmovilizado bruto el año base, de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Su valor y el de su vida útil serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

λ_{Base}^i	Coeficiente en base uno que refleja para la empresa i el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base, que han sido financiadas y cedidas por terceros y el volumen de ayudas públicas recibido por cada una de las empresas. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.
$IBAT_{Base}^i$	Valor del inmovilizado base bruto para instalaciones de tensión superior a 1 kV resultante de valorar el inventario auditado de instalaciones de alta tensión que se encuentren en servicio el año base. Calculado de acuerdo a la expresión B.7.
$IBBT_{Base}^i$	Valor del inmovilizado bruto para instalaciones de tensión menor o igual a 1 kV resultante de valorar el inventario auditado de instalaciones que se encuentren en servicio el año base. Calculado de acuerdo a la expresión B.8.
$FRRI_{Base}^i$	Factor de retardo retributivo derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por inversión. Calculado de acuerdo a la expresión B.9.

$$IBAT_{Base}^i = kinm_{i-AT} * \sum_{\forall instalacinj} UF_{AT}^j * VU_{inv}^j \quad (B.7)$$

donde:

$kinm_{i-AT}$	Es el coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de alta tensión y reflejará en cuanto se ajusta para la empresa i el inventario real de instalaciones mayores de 1 kV al inventario que debería tener una empresa eficiente que distribuyera energía eléctrica en un mercado similar. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.
---------------	--

UF_{AT}^j	Son las unidades físicas de la instalación de alta tensión j que se encuentra en servicio el año base. A los efectos retributivos del presente real decreto, los centros de transformación se considerarán como instalaciones de alta tensión.
VU_{inv}^j	Valor unitario de referencia de inversión para una instalación de igual tipología a la j , actualizado al año base.

$$IBBT_{Base}^i = kinm_{i-BT} * \sum_{\forall instalacinj} UF_{BT}^j * VU_{inv}^j \quad (B.8)$$

donde:

$kinm_{i-BT}$	Es el coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de baja tensión y reflejará en cuanto se ajusta el inventario real de instalaciones de tensión menor o igual a 1 kV de la empresa i al inventario que debería tener una empresa eficiente que distribuyera energía eléctrica en ese mercado. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.
UF_{BT}^j	Son las unidades físicas de la instalación de baja tensión j que se encuentra en servicio el año base.

$$FRRR_{Base}^i = \varphi_{2011 \rightarrow base}^i * (1 + TRF_{Base})^{tr_{2011 \rightarrow base}} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base}^i) * (1 + TRF_{Base})^{tr_{pre \rightarrow 2011}} \quad (B.9)$$

donde:

$tr_{2011 \rightarrow base}$	Tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 1,5 para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011.
------------------------------	---

$tr_{pre \rightarrow 2011}$	Tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 0,5 para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011.
$\phi_{2011 \rightarrow base}^i$	Factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base respecto del total de instalaciones de la empresa i que se encuentran en servicio el 31 de diciembre del año base. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

$$ROM_{Base}^i = (ROMAT_{Base}^i + ROMBT_{Base}^i + ROMLAE_{Base}^i * \alpha_{O\&MBase}^i) * FRROM_{Base}^i \quad (B.10)$$

donde:

$ROMAT_{Base}^i$	Término de retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de alta tensión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de alta tensión que se encuentran en servicio en el año base. El importe de dicha retribución se determinará aplicando al inventario auditado de instalaciones de tensión superior a 1 kV los valores unitarios de operación y mantenimiento. Calculado de acuerdo a la expresión B.11.
$ROMBT_{Base}^i$	Término de retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de baja tensión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de baja tensión que se encuentran en servicio el año base. El importe de dicha retribución se determinará aplicando al inventario auditado de instalaciones de tensión menor o igual a 1 kV los valores unitarios de operación y mantenimiento. Calculado de acuerdo a la expresión B.12.

$ROMLAE_{Base}^i$	término de retribución base por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i percibe el primer año del primer periodo regulatorio, asociado a la labor de mantenimiento realizada el año base que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Esta retribución se calculará apoyándose en la información regulatoria de costes. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.
$\alpha_{O\&M}^i$	Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.
$FRROM_{Base}^i$	Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento. Calculado de acuerdo a la expresión B.13.

$$ROMAT_{Base}^i = kinm_{i-AT} * \sum_{\forall instalacinj} UF_{AT}^j * VU_{O\&M}^j \quad (B.11)$$

$$ROMBT_{Base}^i = kinm_{i-BT} * \sum_{\forall instalacinj} UF_{BT}^j * VU_{O\&M}^j \quad (B.12)$$

donde:

$VU_{O\&M}^j$ Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la j , actualizado al año base.

$$FRROM_{Base}^i = \varphi_{2011 \rightarrow base}^i * (1 + TRF_{APS})^{tr_{baseO\&M}} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base}^i) \quad (B.13)$$

donde:

TRF_{APS}

Tasa de retribución financiera del primer periodo regulatorio.

$tr_{baseO\&M}$

Tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011 hasta el año base. Este factor tomará un valor de 1 para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011.

$$R_{Base}^i = RI_{Base}^i + ROM_{Base}^i \quad (B.14)$$

donde:

RI_{Base}^i

Término de retribución base por inversión a percibir el año n por la empresa distribuidora i derivado de la retribución por inversión correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base. Calculado de acuerdo a la expresión B.15.

ROM_{Base}^i

Término de retribución base por operación y mantenimiento a percibir el año n por la empresa distribuidora i derivado las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de la empresa i el año $n-2$. Calculado de acuerdo a la expresión B.20.

$$RI_{Base}^i = A_{Base}^i + RF_{Base}^i \quad (B.15)$$

donde:

A_{Base}^i

Término de retribución base por amortización de la empresa distribuidora i el año n . Calculado de acuerdo a la expresión B.16.

RF_{Base}^i

Término de retribución financiera del activo neto correspondiente a las instalaciones propiedad de la empresa distribuidora i que fueron puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de dicha empresa el año $n-2$. Calculado de acuerdo a la expresión B.17.

$$A_{Base}^i = \frac{IBR_{Base}^i}{VU_{Base}^i} \quad (B.16)$$

donde:

IBR_{Base}^i

Toma el valor de IBR_{Base}^i hasta el año que en la información aportada anualmente por la empresa distribuidora i , se produjese un ritmo de cierre de instalaciones puestas en servicio con anterioridad al año base por un valor superior al doble del término A_{Base}^i . En cuyo caso se efectuará un nuevo cálculo para la determinación término IBR_{Base}^i . En la realización de este nuevo cálculo para los activos que se encuentran en servicio el año $n-2$ y que fueron puestos en servicio con anterioridad al año base se emplearán la metodología y los parámetros utilizados para calcular IBR_{Base}^i .

$$RF_{Base}^i = IN_{Base}^i * TRF_n \quad (B.17)$$

donde:

IN_{Base}^i

Inmovilizado base neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que fueron puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de dicha empresa el año $n-2$. Calculado de acuerdo a la expresión B.18.

TRF_n

Tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado el año n . Se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

$$IN_{Base}^i = IBR_{Base}^i * \frac{VR_{n-2}^i}{VU_{Base}^i} \quad (B.18)$$

donde:

VR_{n-2}^i Es la vida residual de las instalaciones de la empresa distribuidora i el año $n-2$. Calculado de acuerdo a la expresión B.19.

$$VR_{n-2}^i = VR_{base}^i - k \quad (B.19)$$

donde:

k Número de años transcurridos desde el año base hasta el año $n-2$.

$$ROM_{Base}^i = \left(ROM_{Base}^i - \Delta ROM_{Cierre}^i \right) * (1 + IAOM_n) \quad (B.20)$$

donde:

ROM_{Base}^i Retribución por operación y mantenimiento base reconocida por la actividad de distribución a la empresa distribuidora i en el año $n-1$ asociada a las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que aún continúan en servicio el año $n-3$.

ΔROM_{Cierre}^i Retribución por operación y mantenimiento asociada a las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que a lo largo del año $n-3$ han dejado de estar en servicio o han dejado de ser titularidad de la empresa distribuidora i .

$IAOM_n$ Índice de actualización de operación y mantenimiento vinculado a los índices de precios de consumo y de precios industriales de bienes de equipo del año $n-2$.

B.3 Retribución a instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base.

La retribución por inversión y por operación y mantenimiento R_{NI}^i , que recibe la empresa i el año n correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de dicha empresa el año $n-2$. Se calcula de acuerdo a la expresión B.21.

$$R_{NI}^i = \sum_{\forall \text{instalacin } j} R_n^j + ROMNLAE_{NI}^i * \alpha_{O\&MNI}^i \quad (\text{B.21})$$

donde:

R_n^j retribución a percibir por el elemento de inmovilizado j de la red de distribución de la empresa i , en el año n por estar en servicio el año $n-2$. En todo caso el elemento de inmovilizado j deberá haber sido puesto en servicio con posterioridad al año base. Se calcula de acuerdo a la expresión B.22.

$ROMNLAE_{NI}^i$ Retribución por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i percibe el año n , asociado a la labor de mantenimiento realizada el año $n-2$ que no está retribuida en el término ROM_{base}^i ni está directamente ligada ni retribuida en la retribución a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Esta retribución se calculará apoyándose en la información regulatoria de costes. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución para cada una de las empresas.

$\alpha_{O\&MNI}^i$ Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas.

$$R_n^j = RI_n^j * ROM_n^j \quad (\text{B.22})$$

donde:

RI_n^j Retribución de inversión del elemento de inmovilizado j en el año n por el hecho de estar en servicio el año $n-2$ y no haber superado su vida útil regulatoria. Se calcula de acuerdo a la expresión B.23.

ROM_n^j Retribución de operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado j en el año n por el hecho de estar en servicio el año $n-2$. Se calcula de acuerdo a la expresión B.29.

$$RI_n^j = A_n^j + RF_n^j \quad (\text{B.23})$$

donde:

A_n^j Retribución por amortización de la inversión del elemento de inmovilizado j en el año n . Se calcula de acuerdo a la expresión B.24.

RF_n^j Retribución financiera de la inversión de la instalación j en el año n . Este término se calculará cada año n aplicando la tasa de retribución al valor neto de la inversión. Se calcula de acuerdo a la expresión B.27.

$$A_n^j = \frac{VI^j}{VU^j} \quad (\text{B.24})$$

donde:

VI^j Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j . Se calcula de acuerdo a la expresión B.25.

VU^j Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Con carácter general tomará un valor de 40 años salvo que en la orden en la que se fijan los valores unitarios de referencia se disponga otro valor específicamente para ese tipo de instalación o activo. Los despachos de maniobra con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 12 años. La vida útil regulatoria de una instalación será aquella que establezca la orden en la que se fijan los de valores unitarios de referencia que le sea de aplicación en el momento concesión de la autorización de explotación para una instalación de igual tipología.

$$VI^j = \left(\left(VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2} * (VI_{n-2}^{j,VU} - VI_{n-2}^{j,real}) \right) * \sigma_j - AY^j \right) * FRR I_{n-2}^j \quad (B.25)$$

donde:

$VI_{n-2}^{j,real}$	Valor real auditado de inversión de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$.
$VI_{n-2}^{j,VU}$	Valor de la inversión de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$ calculado empleando los valores unitarios de referencia.
σ_j	Coefficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.
AY^j	Valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j . En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido.
$FRR I_{n-2}^j$	Factor de retardo retributivo de la inversión de la instalación j concesión de la autorización de explotación del año $n-2$. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión. Se calcula de acuerdo a la expresión B.26.

$$FRR I_{n-2}^j = (1 + TRF_{APS})^{tr_j} \quad (B.26)$$

donde:

tr_j	Tiempo de retardo retributivo de inversión de la instalación j . Este parámetro tomará un valor de 1,5.
--------	---

$$RF_n^j = VN_n^j * TRF_n \quad (B.27)$$

donde:

VN_n^j Valor neto de la inversión de la instalación j con derecho a retribución a cargo del sistema el año n . Se calcula de acuerdo a la expresión B.28.

$$VN_n^j = VI^j - (k - 2) * \frac{VI^j}{VU^j} \quad (B.28)$$

donde:

k Número de años transcurridos desde la concesión de la autorización de explotación.

$$ROM_n^j = \left(VU_{O\&M_{n-2}}^j * UF_j \right) * FRROM_{n-2}^i \quad (B.29)$$

donde:

$VU_{O\&M_{n-2}}^j$ Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la de la instalación j , actualizado al año $n-2$.

UF_j Unidades físicas de la instalación j .

$FRROM_{n-2}^i$ Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento. Se calcula de acuerdo a la expresión B.30.

$$FRROM_{n-2}^i = 1 + TRF_{n-2}^{trO\&M_j} \quad (B.30)$$

donde:

TRF_{n-2} Tasa de retribución financiera del año $n-2$.

$tr_{O\&M_j}$ Tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j expresado en años. Este parámetro tomará como valor uno.

B.4 Incentivo o Penalización de Calidad.

El incentivo o penalización de pérdidas Q_n^i , es retribuido el año n asociado al nivel de pérdidas de su red entre los años $n-4$ a $n-2$. Y podrá oscilar entre +2% y -3% de su retribución sin incentivos de dicho año. Y cuyo calculo se desarrolla de la siguiente forma.

$$Q_n^i = \beta^i * \mu_{NIEPI}^i * K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4} * PENS^{n-2 \rightarrow n-4} * PInst_i^{n-2 \rightarrow n-4} * (\overline{TIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5} - \overline{TIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4})$$

donde:

$PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$ Precio de energía no suministrada por motivos de calidad de suministro, en €/kWh con el que se valorará el incentivo de calidad de suministro a percibir en la retribución del año n asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años $n-4$ a $n-2$. Este precio tomará el valor de treinta veces del precio medio horario peninsular promedio ponderado del periodo que transcurre entre los años $n-4$ a $n-2$. Este parámetro podrá ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

$PInst_i^{n-2 \rightarrow n-4}$ Es la potencia promedio instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en Media Tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-4$ a $n-2$.

$K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4}$ Coeficiente que valora la distribución zonal de la calidad. Este coeficiente tomará el valor de 1 siempre que el incentivo tome valor negativo. Y si el incentivo es positivo el valor se calcula con la expresión B.32.

$\overline{TIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4}$ promedio del TIEPI de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-j$ a $n-k$. Este término se calculará de acuerdo a la expresión B.31.

- μ_{NIEPI}^i Coeficiente que valora la evolución del NIEPI de empresa distribuidora i . Este parámetro estará acotado entre 0,75 y 1,25. Si $\overline{TIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4}$ es menor que $\overline{TIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5}$ se calculará con la expresión B.33 en caso contrario se cogera el mayor valor entre 1 y el valor de la expresión B.34.
- β^i Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto a la media nacional en el periodo regulatorio anterior. Se calcula de función de la relación del TIEPI de la empresa en el periodo anterior $TIEPI_{periodoanterior}^i$ y el TIEPI medio del sector de distribución $TIEPI_{periodoanterior}^{sector}$ y de la evolución del TIEPI promedio de la empresa entre los años $n-3$ y $n-5$; y $n-2$ y $n-4$ como se puede ver en la siguiente tabla.

$TIEPI_{n-2\ n-4}^i$ <	$TIEPI_{per_ant}^i < TIEPI_{per_ant}^{sec} \Rightarrow TIEPI_{per_ant}^{sec} / TIEPI_{per_ant}^i$
$TIEPI_{n-3\ n-5}^i$	$TIEPI_{per_ant}^i > TIEPI_{per_ant}^{sec} \Rightarrow TIEPI_{per_ant}^i / TIEPI_{per_ant}^{sec}$
$TIEPI_{n-2\ n-4}^i$ >	$TIEPI_{per_ant}^i < TIEPI_{per_ant}^{sec} \Rightarrow TIEPI_{per_ant}^i / TIEPI_{per_ant}^{sec}$
$TIEPI_{n-3\ n-5}^i$	$TIEPI_{per_ant}^i > TIEPI_{per_ant}^{sec} \Rightarrow TIEPI_{per_ant}^{sec} / TIEPI_{per_ant}^i$

donde:

$TIEPI_{periodoanterior}^i$ TIEPI promedio de la empresa distribuidora i en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

$TIEPI_{\text{periodoanterior}}^{\text{sector}}$ TIEPI promedio del sector de distribución en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

$$TIEPI_{n-2 \rightarrow n-4}^i = \frac{PInst_i^{n-4} * TIEPI_{n-4}^i + PInst_i^{n-3} * TIEPI_{n-3}^i + PInst_i^{n-2} * TIEPI_{n-2}^i}{PInst_i^{n-4} + PInst_i^{n-3} + PInst_i^{n-2}} \quad (\text{B.31})$$

donde:

\overline{TIEPI}_i^n Valor del TIEPI (Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada) en el año n excepto aquel imputable a generación, a terceros y a fuerza mayor de la empresa distribuidora i .

$$K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1 - 0.1\delta \quad (\text{B.32})$$

donde:

δ Número de veces que a lo largo del periodo que transcurre entre los años $n-4$ a $n-2$ supera en alguna de las zonas de calidad de suministro definidas reglamentariamente por la Administración General del Estado y en algún año en más de un 10% los umbrales mínimos de TIEPI establecidos para dicha zona por la normativa básica estatal. En ningún caso el valor de este coeficiente resultará negativo.

$$\mu_{NIEPI}^i = \frac{\overline{NIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5}}{\overline{NIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4}} \quad (\text{B.33})$$

donde:

$\overline{NIEPI}_i^{n-j \rightarrow n-k}$	promedio del NIEPI de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-j$ a $n-k$.
\overline{NIEPI}_i^n	Valor del NIEPI (Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada) en el año n excepto aquel imputable a generación, a terceros y a fuerza mayor de la empresa distribuidora i .

$$\mu_{NIEPI}^i = \frac{\overline{NIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4}}{\overline{NIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5}} \quad (\text{B.34})$$

B.5 Incentivo o Penalización de Perdidas.

El incentivo o penalización de perdidas P_n^i , es retribuido el año n asociado al nivel de perdidas de su red entre los años $n-4$ a $n-2$. Y podrá oscilar entre +1% y -2% de su retribución sin incentivos de dicho año. Y cuyo calculo se desarrolla de la siguiente forma.

$$P_n^i = \alpha^i * PE_{n-2 \rightarrow n-4} * (P_{n-3 \rightarrow n-5}^i - P_{n-2 \rightarrow n-4}^i) * \frac{1}{3} * \sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$$

donde:

$PE_{n-2 \rightarrow n-4}$	Precio de energía de pérdidas, en €/kWh para el periodo que transcurre entre los años $n-2$ y $n-4$. Este precio tomará el valor de 1,5 veces el precio medio horario peninsular ponderado promedio de los años $n-2$ a $n-4$. Este parámetro podrá ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.
$\sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Energía medida en los puntos frontera en el periodo de $n-2$ a $n-4$.
$P_{n-3 \rightarrow n-5}^i$ y $P_{n-2 \rightarrow n-4}^i$	Promedio de las pérdidas relativas de la empresa distribuidora i entre los años $n-3$ y $n-5$; y $n-2$ y $n-4$ respectivamente. Se calcula de acuerdo a la expresión B.35.

α^i Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto a la media nacional en el periodo regulatorio anterior. Se calcula de función de la relación de las pérdidas de la empresa $P^i_{per_ant}$ y las pérdidas medias del sector de distribución $P^{sector}_{per_ant}$ y de la evolución de las pérdidas promedio de la empresa entre los años $n-3$ y $n-5$; y $n-2$ y $n-4$ como se puede ver en la siguiente tabla.

$P^i_{n-2\ n-4}$	$P^i_{per_ant} < P^{sec}_{per_ant}$	\Rightarrow	$P^{sec}_{per_ant} / P^i_{per_ant}$
$P^i_{n-3\ n-5}$	$P^i_{per_ant} > P^{sec}_{per_ant}$	\Rightarrow	$P^i_{per_ant} / P^{sec}_{per_ant}$
$P^i_{n-2\ n-4}$	$P^i_{per_ant} < P^{sec}_{per_ant}$	\Rightarrow	$P^i_{per_ant} / P^{sec}_{per_ant}$
$P^i_{n-3\ n-5}$	$P^i_{per_ant} > P^{sec}_{per_ant}$	\Rightarrow	$P^{sec}_{per_ant} / P^i_{per_ant}$

donde:

$P^i_{per_ant}$ Pérdidas promedio de la empresa distribuidora i en los seis años que comprenden los primeros cuatro años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. En ausencia de la información correspondiente a estos seis años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer periodo regulatorio y este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

$P^{sector}_{per_ant}$ Pérdidas promedio del sector de distribución en los seis años que comprenden los primeros cuatro años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. En ausencia de la información correspondiente a estos seis años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer periodo regulatorio y este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

$$P_{n-j \rightarrow n-k}^i = \frac{E_{perd_{n-j \rightarrow n-k}}^i}{\sum_{pf} E_{pf}^{n-j \rightarrow n-k}} \quad (\text{B.35})$$

donde:

$E_{perd_{n-j \rightarrow n-k}}^i$ Pérdidas de energía que la empresa distribuidora i ha tenido en sus redes en el periodo comprendido entre $n-j$ y $n-k$ expresadas en kWh. Y se calcula de acuerdo a la expresión B.36

$$E_{perd_{n-j \rightarrow n-k}}^i = \sum_{pf} E_{pf}^{n-j \rightarrow n-k} - \sum_{consumidores} E_{consumidores}^{n-j \rightarrow n-k} \quad (\text{B.36})$$

Anexo C

Datos y características de las instancias.

Aquí se recogen los datos que definen cada instancia empleada. Las tablas recogen la topología las demandas, y las figuras representan la red existente junto con la propuesta. La primera tabla de cada instancia va a recoger los nodos; indicando para cada nodo n el valor de la demanda asociada a el D ; y tomando siendo este valor 0 para nodos en los que este propuesta la construcción de una subestación; y -1 para los nodos que ya dispongan de una subestación instalada. Y la segunda recoge para cada línea l sus características. Su existencia o no en la red actual, el tipo de línea T , su longitud lm , y sus nodos inicio N_i y final N_f .

n	Nodo al que hace referencia.
D	Demanda. En kVA.

l	Línea a la que hace referencia.
E	Existencia de la línea. No existe (0) o Existe (1).
T	Tipo de línea. Subterránea (0) o Aérea (1).
L	Longitud de la línea. En metros.
N_i	Nodo inicial de la línea.
N_f	Nodo final de la línea.

C.1 Instancia A

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8
D	-1	190	564	180	911	169	391	984	462

Tabla C.1 Nodos instancia A

l	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L	426	299	133	342	275	428	182	183	306	381	228	108	342
N_i	0	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7
N_f	1	3	6	7	2	6	5	4	7	8	6	7	8

Tabla C.2 Nodos instancia A

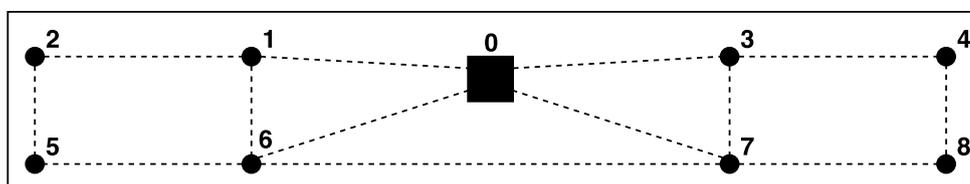


Fig. C.1 Instancia A

C.2 Instancia B

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8
D	-1	0	1020	724	1061	344	755	393	194

Tabla C.3 Nodos instancia B

l	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
E	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L	436	21	132	431	336	26	86	84	207	209	790	120
N_i	0	0	1	1	1	2	3	3	4	4	4	5
N_f	2	3	6	7	8	5	4	6	5	6	8	7

Tabla C.4 Líneas instancia B

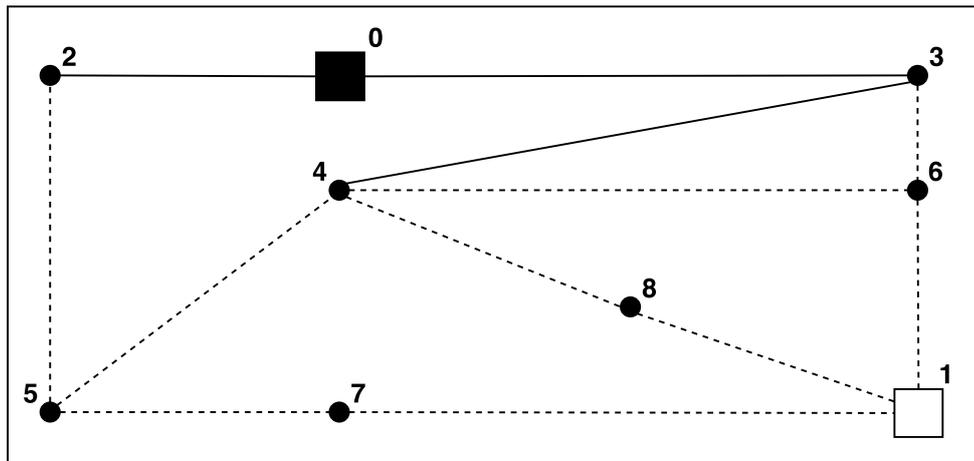


Fig. C.2 Instancia B

C.3 Instancia C

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>D</i>	-1	0	894	457	540	634	283	118	590	463	517

Tabla C.5 Nodos instancia C

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>E</i>	1	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0
<i>L</i>	220	120	125	229	205	612	730	550	1172	323	260	209	660	537
<i>N_i</i>	0	0	1	1	1	2	2	3	4	4	5	6	7	8
<i>N_f</i>	2	4	6	9	10	3	6	7	5	8	6	7	10	9

Tabla C.6 Lineas instancia C

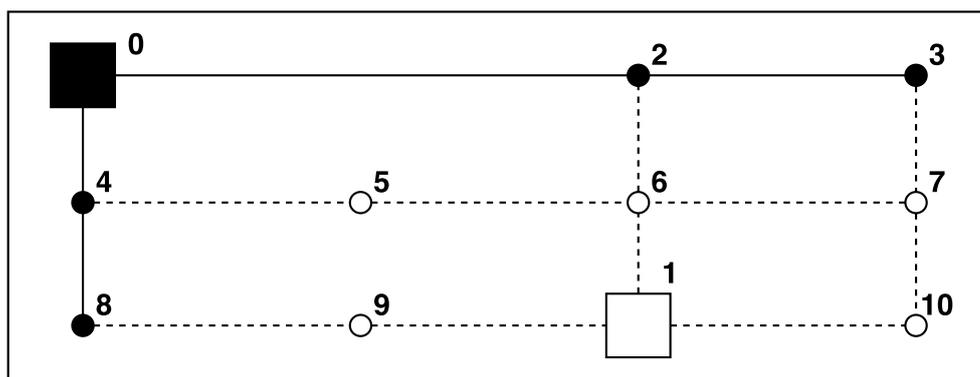


Fig. C.3 Instancia C

C.4 Instancia D

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
D	-1	639	775	208	748	128	407	972	621	423	533	968	442	449	576

Tabla C.7 Nodos instancia D

l	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
E	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L	285	430	384	236	453	424	419	353	477	111	844	325	402	101	197
N_i	0	0	0	0	0	2	2	2	3	3	4	5	5	5	5
N_f	1	2	3	4	6	3	7	8	5	8	6	6	8	9	10
l	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L	398	277	233	219	281	390	425	562	295	390	114	236	202	249	345
N_i	6	7	7	8	8	8	9	9	9	9	10	11	11	12	13
N_f	10	8	12	9	11	12	10	11	13	14	14	12	13	13	14

Tabla C.8 Líneas instancia D

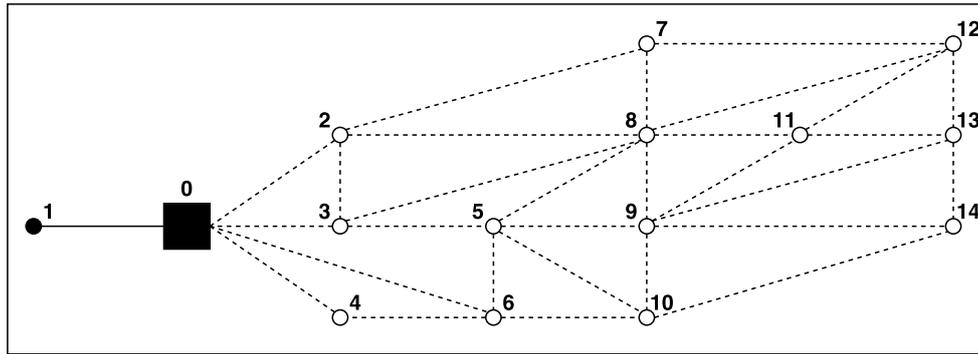


Fig. C.4 Instancia D

C.5 Instancia E

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>D</i>	-1	-1	0	0	583	950	597	657	1018
<i>N</i>	9	10	11	12	13	14	15	16	
<i>D</i>	763	434	120	783	1052	848	825	300	

Tabla C.9 Nodos instancia E

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>E</i>	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	431	336	126	826	284	207	209	579	312	262	373
<i>N_i</i>	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	3
<i>N_f</i>	4	8	5	10	13	7	11	14	12	15	16
<i>l</i>	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<i>E</i>	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	281	120	420	340	241	466	185	326	108	392	258
<i>N_i</i>	4	4	7	8	9	9	11	12	12	13	14
<i>N_f</i>	5	6	8	9	10	12	12	13	15	16	15

Tabla C.10 Lineas instancia E

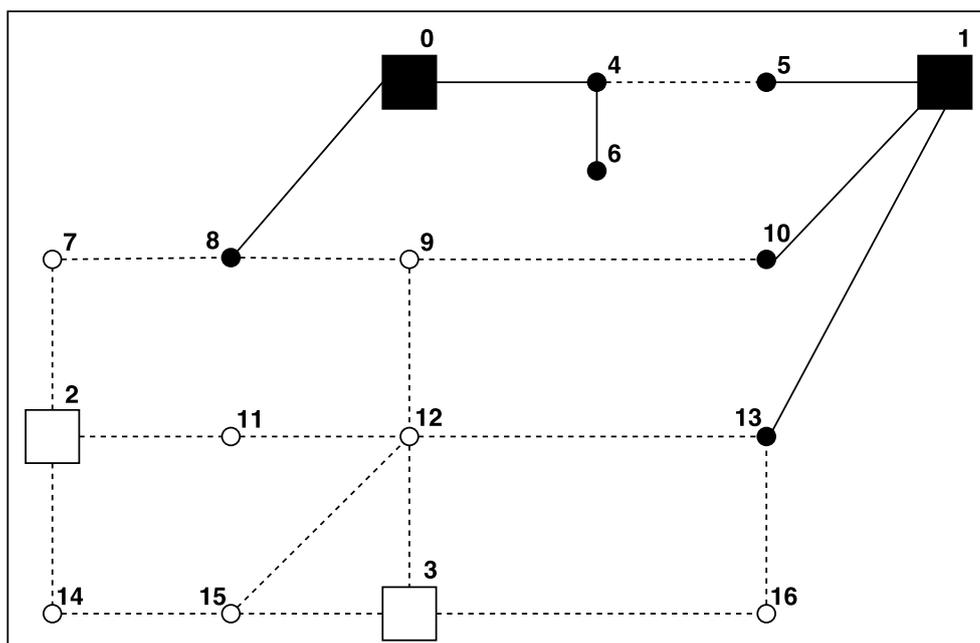


Fig. C.5 Instancia E

C.6 Instancia F

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D	-1	397	1641	653	759	1357	828	592	908	988	473
N	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
D	1062	455	1611	439	789	1725	901	1511	841	1396	

Tabla C.11 Nodos instancia F

l	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
T	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L	364	980	877	721	941	801	480	324	753	474	951	378	468
N_i	0	0	1	1	2	2	2	3	3	4	5	5	5
N_f	1	4	2	4	3	4	5	4	5	5	6	7	8

l	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L	684	1018	389	375	464	391	711	648	478	374	737	841	847
N_i	6	6	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9
N_f	7	11	8	9	12	9	10	11	12	10	11	12	13
l	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L	314	311	297	335	886	894	555	739	599	842	645	523	905
N_i	9	10	10	11	11	12	12	13	13	13	14	14	14
N_f	14	11	15	12	15	13	15	14	15	17	16	17	18
l	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49		
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
T	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
L	903	363	324	303	298	405	788	431	706	453	542		
N_i	14	14	15	16	16	16	17	17	18	18	19		
N_f	19	20	17	17	18	20	18	20	19	20	20		

Tabla C.12 Lineas instancia F

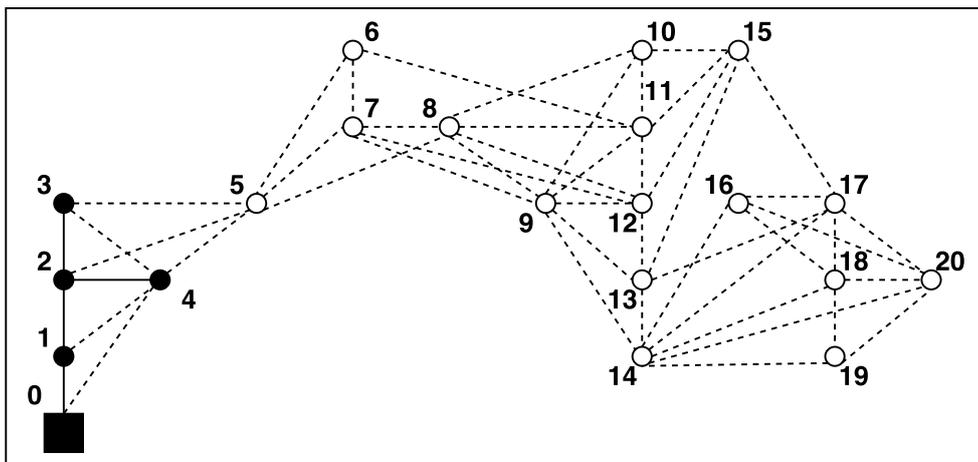


Fig. C.6 Instancia F

C.7 Instancia G

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
D	-1	197	144	1388	400	506	1104	575	339	655	735	220
N	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
D	809	202	1358	186	536	1472	648	1258	588	1143	1363	

Tabla C.13 Nodos instancia G

l	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1	0
L	369	254	387	496	321	784	347	509	243	823	353	742	905
N_i	0	1	1	1	2	3	3	4	4	4	5	6	7
N_f	9	2	3	4	16	4	7	5	8	9	6	16	8
l	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0
L	518	834	785	140	236	238	524	141	598	131	743	644	740
N_i	7	7	8	8	9	9	10	11	11	12	12	13	13
N_f	11	12	10	19	13	14	12	12	18	17	18	14	19
l	26	27	28	29	30	31	32	33	34				
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
T	0	0	0	0	0	0	1	0	0				
L	690	570	288	668	598	888	639	922	319				
N_i	14	14	15	15	16	18	19	20	21				
N_f	15	20	16	21	22	19	20	21	22				

Tabla C.14 Lineas instancia G

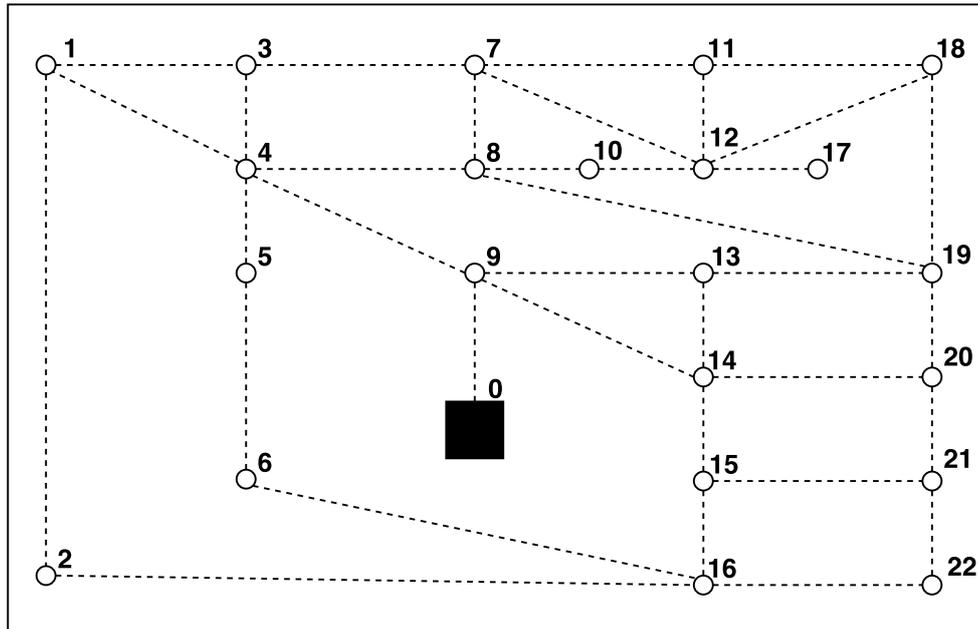


Fig. C.7 Instancia G

C.8 Instancia H

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<i>D</i>	-1	-1	0	0	42	56	429	133	164	344	185	114
<i>N</i>	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<i>D</i>	209	233	78	255	73	420	68	173	454	207	390	189

Tabla C.15 Nodos instancia H

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>E</i>	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
<i>L</i>	403	461	411	246	189	255	310	222	454	235	316	183	473
<i>N_i</i>	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3
<i>N_f</i>	4	9	17	19	23	13	15	20	21	22	6	8	11

l	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
E	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
T	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
L	238	433	514	321	479	454	132	180	181	324	132	361	127
N_i	4	4	4	4	5	7	8	8	9	10	11	12	13
N_f	5	7	10	11	6	9	12	16	13	15	17	17	14
l	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
T	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	
L	433	384	432	407	347	206	396	361	506	381	523	221	
N_i	13	14	14	15	16	16	17	18	18	20	21	22	
N_f	20	15	20	16	18	19	19	21	22	22	22	23	

Tabla C.16 Lineas instancia H

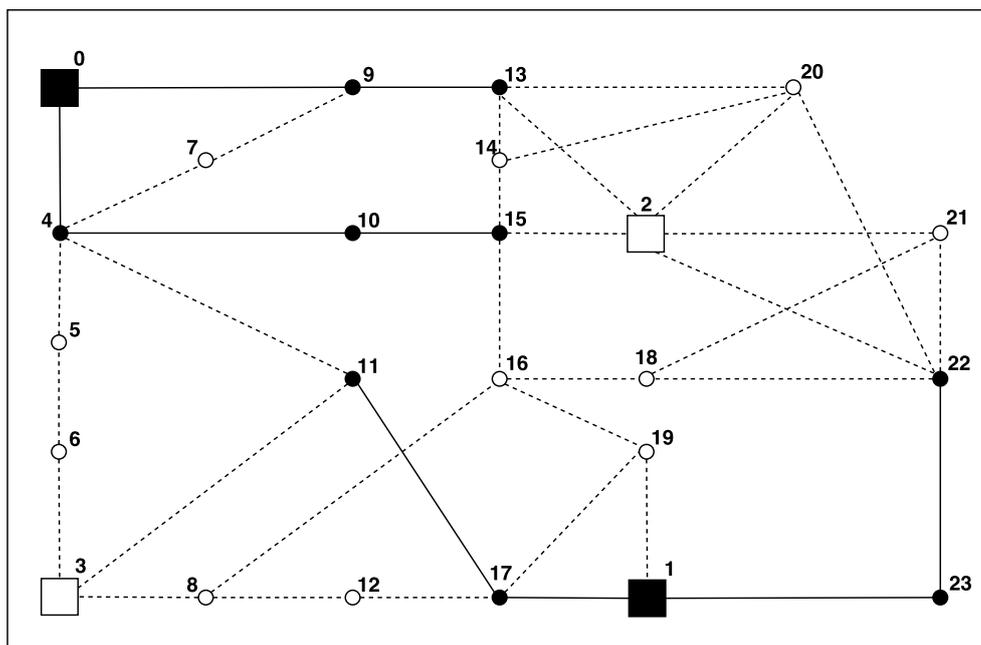


Fig. C.8 Instancia H

C.9 Instancia I

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
D	-1	89	99	373	155	179	310	194	142	211	229	116	245
N	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
D	112	366	108	185	391	210	344	197	319	367	325	190	

Tabla C.17 Nodos instancia I

l	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
E	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L	94	110	124	102	160	105	126	92	165	106	155	175	127	166
N_i	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	4	4	4	4
N_f	11	18	19	22	23	2	6	3	7	4	5	7	8	12
l	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	1	0	1
L	160	80	92	93	128	80	137	78	155	143	155	148	133	98
N_i	5	6	6	6	7	7	8	8	8	9	10	11	12	12
N_f	9	7	10	18	11	18	11	12	19	12	14	15	13	16
l	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39		
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
T	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1		
L	146	137	173	142	177	102	145	107	86	155	127	166		
N_i	13	14	15	16	16	17	17	19	19	20	21	23		
N_f	20	17	18	19	20	18	21	23	24	24	22	24		

Tabla C.18 Lineas instancia I

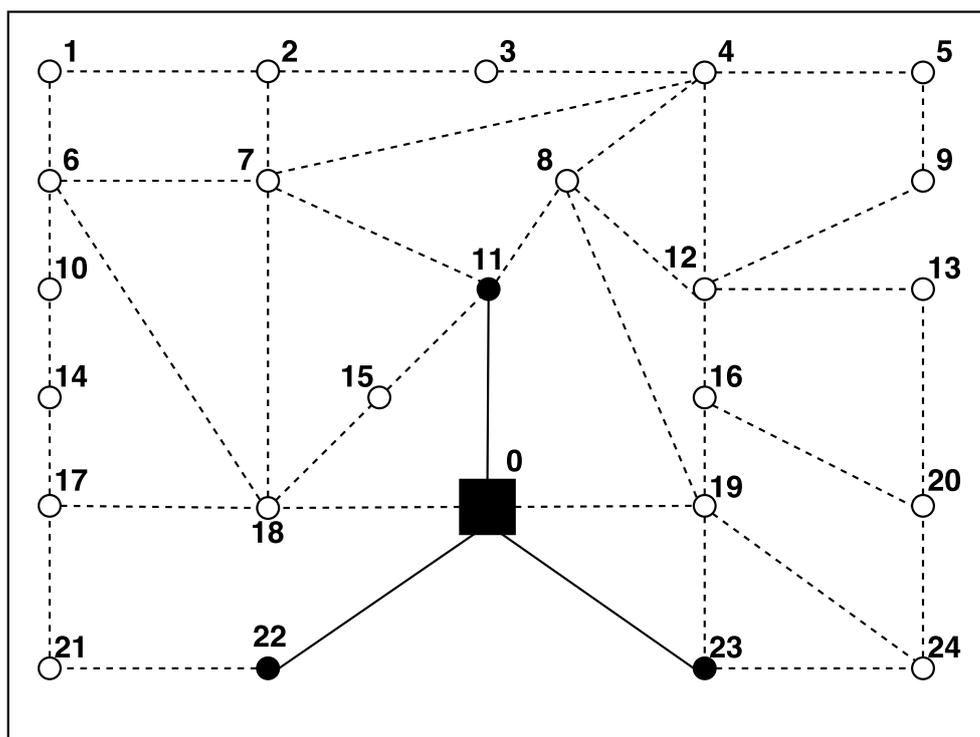


Fig. C.9 Instancia I

C.10 Instancia J

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8
D	-1	0	0	101	108	299	147	163	255
N	9	10	11	12	13	14	15	16	17
D	174	138	186	198	119	210	117	294	114
N	18	19	20	21	22	23	24	25	26
D	168	311	185	279	176	261	295	266	171

Tabla C.19 Nodos instancia J

l	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1
T	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L	136	169	197	153	269	159	200	133	278	161	258	299	202
N_i	0	0	0	0	1	1	1	2	2	3	3	4	4
N_f	8	9	14	18	11	16	17	20	23	4	8	5	9

<i>l</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>E</i>	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
<i>L</i>	281	269	108	132	132	204	108	222	105	258	234	258	245
<i>N_i</i>	5	6	6	7	9	9	10	11	11	13	14	14	15
<i>N_f</i>	6	7	12	13	10	15	11	12	13	17	15	19	16
<i>l</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>E</i>	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
<i>L</i>	215	145	240	222	295	232	303	152	239	163	121	258	203
<i>N_i</i>	15	15	16	17	17	18	19	20	21	22	23	23	24
<i>N_f</i>	20	22	22	25	26	19	21	21	24	23	24	25	26

Tabla C.20 Lineas instancia J

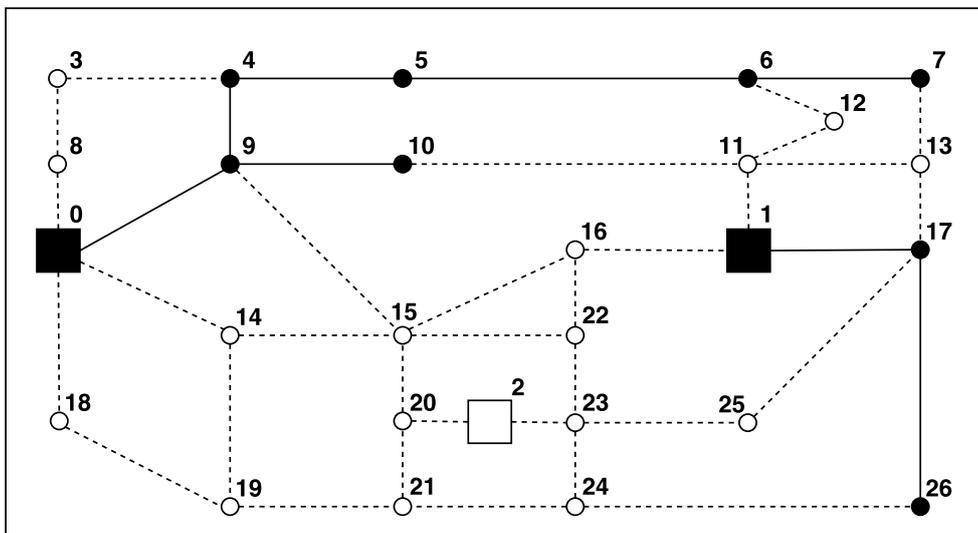


Fig. C.10 Instancia J

C.11 Instancia K

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>D</i>	-1	0	70	80	354	136	160	291	175	123	192
<i>N</i>	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<i>D</i>	210	97	226	93	347	89	166	372	191	325	178
<i>N</i>	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
<i>D</i>	300	348	306	171	123	178	223	151	342	162	228
<i>N</i>	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	
<i>D</i>	119	358	164	325	392	232	363	343	76	116	

Tabla C.21 Nodos instancia K

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
<i>L</i>	128	200	104	218	101	254	230	254	241	211	141	236	218
<i>N_i</i>	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2
<i>N_f</i>	2	3	7	8	9	38	39	40	41	42	5	6	7
<i>l</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	291	228	299	148	235	159	117	254	199	276	201	214	290
<i>N_i</i>	3	3	3	4	5	6	6	7	8	8	8	10	11
<i>N_f</i>	4	9	12	26	13	10	14	8	9	10	11	11	12
<i>l</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	236	167	101	241	297	254	249	139	128	282	256	217	272
<i>N_i</i>	12	13	13	14	14	15	15	16	17	18	18	18	19
<i>N_f</i>	15	14	17	16	17	19	20	19	22	19	22	23	20

<i>l</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	237	157	118	225	156	275	132	154	208	292	134	131	153
<i>N_i</i>	19	20	20	21	21	22	23	23	24	24	24	24	25
<i>N_f</i>	23	21	25	25	26	27	27	28	25	28	29	30	30
<i>l</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	0	1
<i>L</i>	135	215	199	157	131	221	247	249	116	115	111	121	259
<i>N_i</i>	26	27	28	29	29	30	31	32	33	33	33	33	34
<i>N_f</i>	30	31	31	32	34	35	32	36	34	37	39	41	35
<i>l</i>	65	66	67	68	69	70	71						
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0						
<i>T</i>	1	1	1	0	0	0	0						
<i>L</i>	261	176	222	187	248	198	168						
<i>N_i</i>	35	36	37	38	38	39	40						
<i>N_f</i>	41	37	42	39	42	40	41						

Tabla C.22 Lineas instancia K

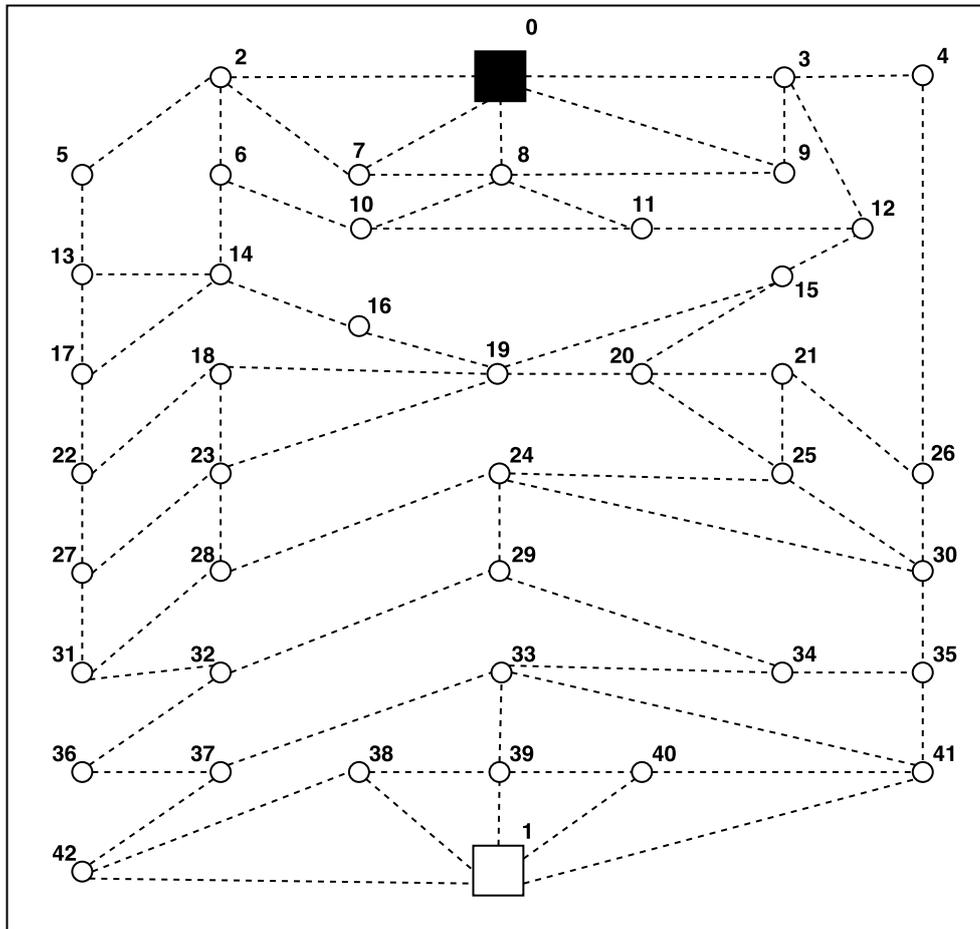


Fig. C.11 Instancia K

C.12 Instancia L

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>E</i>	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<i>T</i>	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	0	1	1
<i>L</i>	345	222	388	357	484	375	499	235	386	253	180	420	323
<i>N_i</i>	0	0	1	1	2	2	2	3	3	3	4	5	6
<i>N_f</i>	6	7	50	51	15	18	39	24	31	37	8	6	11
<i>l</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>E</i>	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
<i>T</i>	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
<i>L</i>	458	328	350	483	389	268	152	396	496	420	412	219	200
<i>N_i</i>	7	8	9	9	10	11	11	12	12	13	14	16	17
<i>N_f</i>	13	9	10	15	11	18	25	13	22	14	17	23	24
<i>l</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>E</i>	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
<i>L</i>	469	424	356	452	391	250	182	370	248	457	206	245	340
<i>N_i</i>	18	19	20	21	22	22	23	25	26	26	27	27	28
<i>N_f</i>	19	20	21	22	23	28	24	32	27	33	28	34	29
<i>l</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>E</i>	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	486	211	204	243	212	351	324	249	204	363	408	411	178
<i>N_i</i>	29	30	32	33	35	35	36	37	38	39	39	40	41
<i>N_f</i>	30	31	38	41	36	42	37	46	40	40	47	48	49
<i>l</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60				
<i>E</i>	1	0	0	0	0	1	1	0	0				
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
<i>L</i>	176	170	187	428	432	283	364	302	409				
<i>N_i</i>	42	43	44	45	46	48	49	51	52				
<i>N_f</i>	51	44	45	46	53	49	50	52	53				

Tabla C.23 Lineas instancia L

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<i>D</i>	-1	-1	0	0	150	164	537	241	272	452	293	222
<i>N</i>	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<i>D</i>	317	341	186	363	181	528	176	281	562	315	498	297
<i>N</i>	49	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
<i>D</i>	463	529	473	287	223	298	359	260	521	275	366	217
<i>N</i>	49	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
<i>D</i>	543	279	497	589	371	549	522	159	213	214	375	159
<i>N</i>	49	49	50	51	52	53						
<i>D</i>	416	154	498	442	496	468						

Tabla C.24 Nodos instancia L

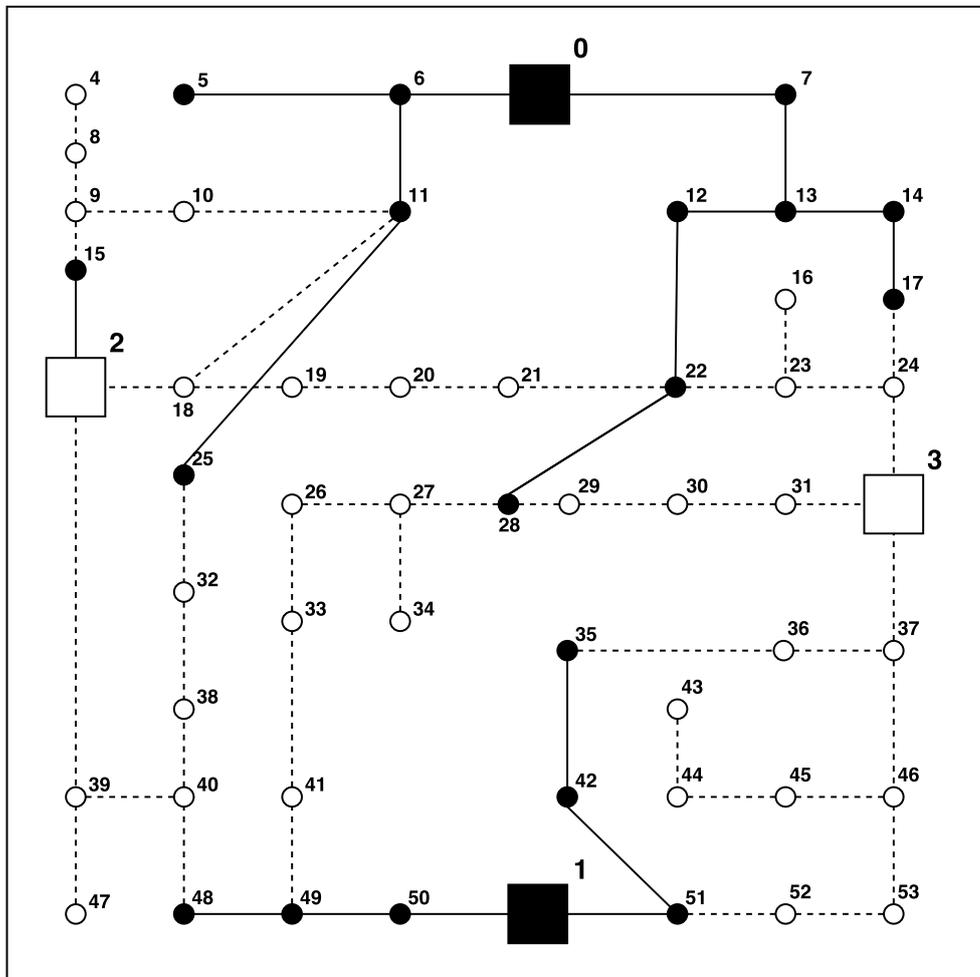


Fig. C.12 Instancia L

C.13 Instancia M

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	324	157	357	153	421	377	419	397	345	222	388	357	484
<i>N_i</i>	0	0	1	1	2	2	3	3	3	3	4	4	4
<i>N_f</i>	14	15	16	17	20	31	15	21	22	34	26	27	32
<i>l</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
<i>L</i>	375	499	235	386	253	180	420	323	458	328	350	483	389
<i>N_i</i>	5	5	6	6	7	7	7	8	8	9	9	10	10
<i>N_f</i>	28	29	35	36	32	37	38	40	41	45	46	47	48
<i>l</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	268	152	396	496	420	412	219	200	469	424	356	452	391
<i>N_i</i>	11	11	12	13	15	17	18	19	22	23	24	25	27
<i>N_f</i>	49	50	13	14	16	18	19	20	23	24	25	26	28
<i>l</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	250	182	370	248	457	206	245	340	486	211	204	243	212
<i>N_i</i>	29	30	30	33	34	34	36	38	39	41	42	43	44
<i>N_f</i>	30	31	33	41	35	42	37	39	40	43	44	52	45
<i>l</i>	52	53	54	55	56								
<i>E</i>	0	0	0	0	0								
<i>T</i>	1	1	1	1	1								
<i>L</i>	351	324	249	204	363								
<i>N_i</i>	44	46	48	50	51								
<i>N_f</i>	53	47	49	51	52								

Tabla C.25 Lineas instancia M

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
D	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
N	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
D	150	164	537	241	272	452	293	222	317	341	186	363
N	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
D	181	528	176	281	562	315	498	297	463	529	473	287
N	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
D	223	298	359	260	521	275	366	217	543	279	497	589
N	48	49	50	51	52	53						
D	371	549	522	159	213	214						

Tabla C.26 Nodos instancia M

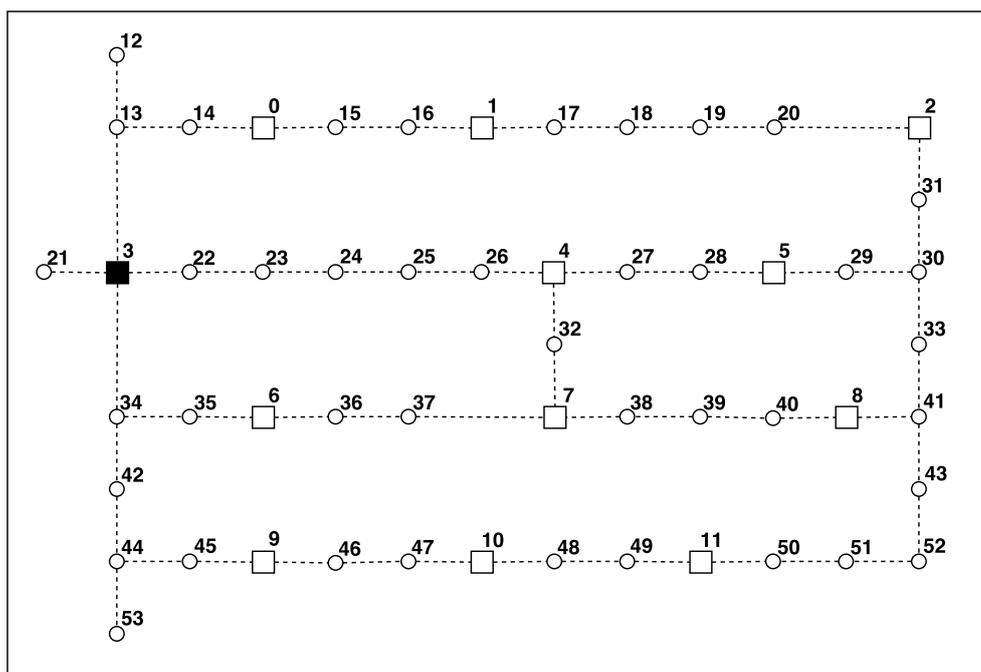


Fig. C.13 Instancia M

C.14 Instancia N

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<i>D</i>	-1	78	89	462	166	197	377	218	147	242	266	111
<i>N</i>	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<i>D</i>	288	106	453	101	206	487	240	423	222	388	454	398
<i>N</i>	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
<i>D</i>	212	148	223	284	185	446	200	291	142	468	204	422
<i>N</i>	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
<i>D</i>	514	296	474	447	84	138	139	300	84	341	79	423
<i>N</i>	48	49	50	51	52	53						
<i>D</i>	367	421	393	325	167	381						

Tabla C.27 Nodos instancia N

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	282	409	300	424	160	311	178	105	345	248	383	253	275	408
<i>N_i</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
<i>N_f</i>	7	10	13	19	24	27	28	37	43	46	52	23	40	41
<i>l</i>	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
<i>L</i>	314	193	77	321	421	345	337	144	125	394	349	281	377	316
<i>N_i</i>	1	1	2	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5
<i>N_f</i>	49	52	4	9	39	40	32	37	38	9	39	51	6	37
<i>l</i>	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
<i>L</i>	175	107	295	173	382	131	170	265	411	136	129	168	137	276
<i>N_i</i>	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9
<i>N_f</i>	38	7	37	38	8	24	37	38	15	25	26	38	18	51

<i>l</i>	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1
<i>L</i>	249	174	129	288	333	336	103	101	95	112	353	357	208	289
<i>N_i</i>	10	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	13	14	14
<i>N_f</i>	14	28	46	22	29	30	28	37	53	42	43	46	35	50
<i>l</i>	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1
<i>L</i>	227	334	247	194	361	360	124	107	98	96	142	310	154	274
<i>N_i</i>	14	15	15	15	16	16	16	17	17	17	17	18	18	19
<i>N_f</i>	53	24	26	52	27	48	52	25	26	40	51	25	38	27
<i>l</i>	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	164	203	367	185	185	304	317	391	186	242	178	343	334	268
<i>N_i</i>	19	19	19	20	20	20	20	21	21	21	22	22	22	23
<i>N_f</i>	43	47	48	33	42	44	46	23	44	45	31	32	37	43
<i>l</i>	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
<i>L</i>	328	219	264	283	383	309	114	240	216	115	93	267	310	103
<i>N_i</i>	23	23	23	25	26	26	26	27	28	29	29	30	30	33
<i>N_f</i>	45	47	49	51	40	41	52	52	37	36	53	31	36	34
<i>l</i>	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<i>L</i>	397	368	313	399	172	320	332	249	307	130	155	406	202	
<i>N_i</i>	33	34	35	35	39	40	41	42	42	43	43	47	48	
<i>N_f</i>	50	50	36	50	40	41	52	43	45	45	47	48	49	

Tabla C.28 Lineas instancia A

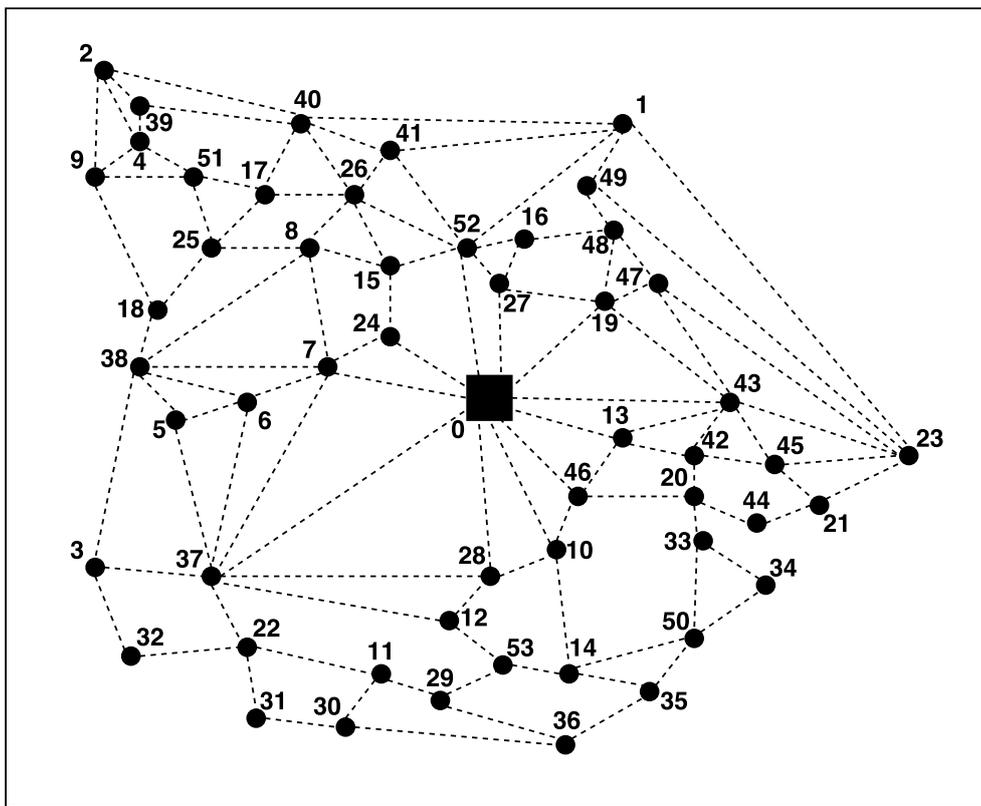


Fig. C.14 Instancia N

C.15 Instancia O

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	483	407	399	206	187	456	411	343	439	378	237	169	357
<i>N_i</i>	0	1	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5
<i>N_f</i>	8	74	10	11	25	31	32	39	40	47	50	56	57
<i>l</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
<i>L</i>	235	444	193	232	327	473	198	191	230	199	338	311	236
<i>N_i</i>	5	6	6	7	7	8	8	10	10	11	11	12	12
<i>N_f</i>	66	7	13	8	13	9	16	11	17	12	18	13	19
<i>l</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	191	350	395	398	165	163	157	174	415	419	270	351	289
<i>N_i</i>	13	14	15	15	16	17	18	18	19	20	21	22	23
<i>N_f</i>	14	15	16	22	23	25	19	26	20	21	22	29	30
<i>l</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
<i>L</i>	396	309	256	423	422	186	169	160	158	204	372	216	336
<i>N_i</i>	24	24	26	27	27	28	28	29	29	30	32	32	33
<i>N_f</i>	25	31	32	28	34	29	35	30	36	37	33	41	34
<i>l</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
<i>L</i>	226	265	429	247	247	366	379	453	248	304	240	405	396
<i>N_i</i>	34	35	36	36	36	37	38	39	39	41	42	43	44
<i>N_f</i>	43	44	37	44	45	38	39	40	46	42	43	44	45
<i>l</i>	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
<i>L</i>	330	390	281	326	345	445	371	176	302	278	177	155	329
<i>N_i</i>	44	45	46	47	47	48	49	51	52	53	53	55	55
<i>N_f</i>	52	53	49	48	50	51	56	57	53	54	59	56	61

<i>l</i>	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	372	165	459	430	375	461	234	382	394	311	369	192	217
<i>N_i</i>	58	58	59	59	60	61	62	64	65	65	67	68	68
<i>N_f</i>	59	62	60	68	63	64	67	65	66	72	73	69	74
<i>l</i>	91	92	93	94	95	96	97	98					
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0					
<i>T</i>	0	0	0	0	1	1	1	1					
<i>L</i>	468	264	181	482	244	156	172	440					
<i>N_i</i>	69	70	70	70	71	73	74	75					
<i>N_f</i>	70	71	75	76	72	74	75	76					

Tabla C.29 Lineas instancia O

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>D</i>	-1	-1	-1	0	0	0	114	120	286	154	168	248	177
<i>N</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>D</i>	146	188	199	130	208	128	282	125	172	297	187	268	179
<i>N</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>D</i>	253	282	257	175	146	179	207	163	279	169	210	143	288
<i>N</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>D</i>	171	268	309	212	291	279	118	142	142	214	118	232	115
<i>N</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
<i>D</i>	268	244	268	255	225	155	250	232	305	242	313	162	249
<i>N</i>	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	
<i>D</i>	173	131	268	213	290	215	228	304	250	181	115	255	

Tabla C.30 Nodos instancia O

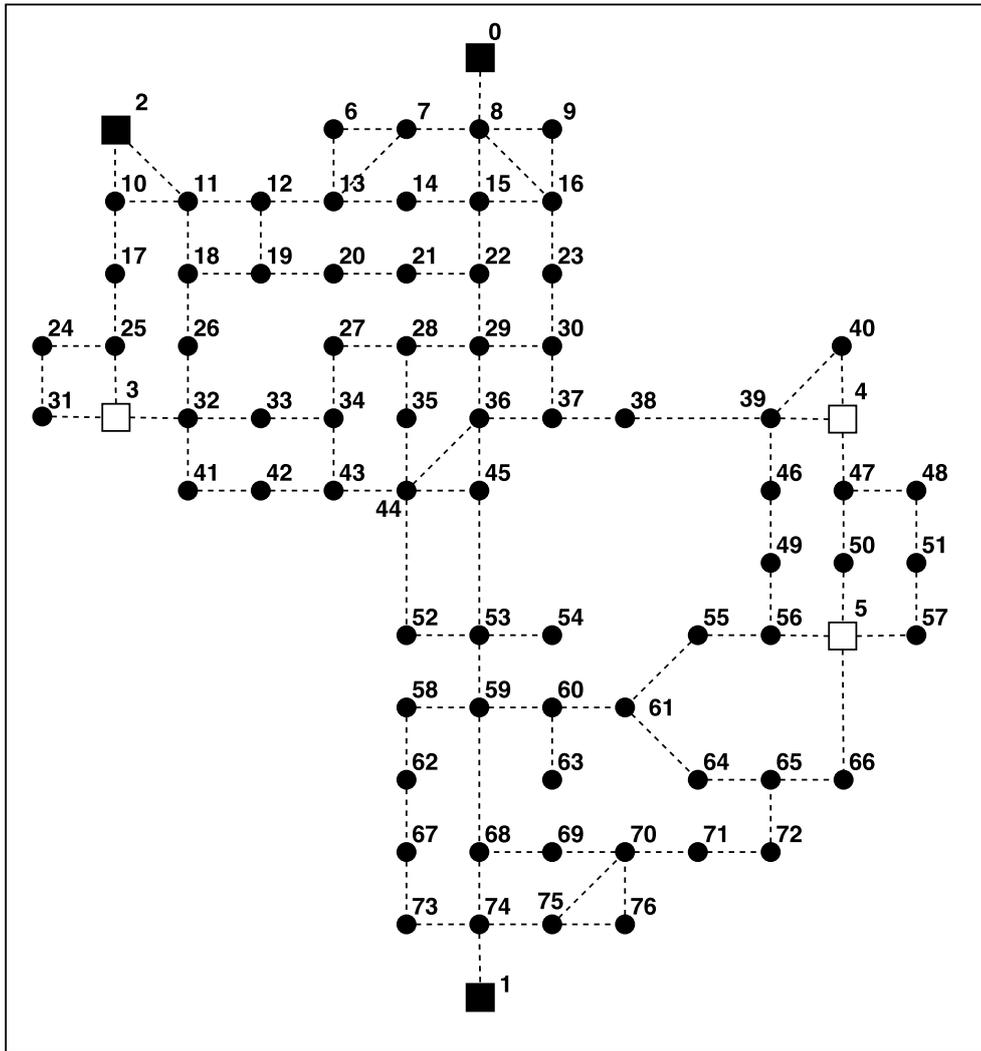


Fig. C.15 Instancia O

C.16 Instancia P

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	545	294	333	428	574	299	292	331	300	439	412	337	292
<i>N_i</i>	0	1	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5
<i>N_f</i>	8	74	10	11	25	31	32	39	40	47	50	56	57
<i>l</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	451	496	499	266	264	258	275	516	520	371	452	390	497
<i>N_i</i>	5	6	6	7	7	8	8	10	10	11	11	12	12
<i>N_f</i>	66	7	13	8	13	9	16	11	17	12	18	13	19
<i>l</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	410	357	524	523	287	270	261	259	305	473	317	437	327
<i>N_i</i>	13	14	15	15	16	17	18	18	19	20	21	22	23
<i>N_f</i>	14	15	16	22	23	25	19	26	20	21	22	29	30
<i>l</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	366	530	348	348	467	480	554	349	405	341	506	497	431
<i>N_i</i>	24	24	26	27	27	28	28	29	29	30	32	32	33
<i>N_f</i>	25	31	32	28	34	29	35	30	36	37	33	41	34
<i>l</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	491	382	427	446	546	472	277	403	379	278	256	430	473
<i>N_i</i>	34	35	36	36	36	37	38	39	39	41	42	43	44
<i>N_f</i>	43	44	37	44	45	38	39	40	46	42	43	44	45
<i>l</i>	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	266	560	531	476	562	335	483	495	412	470	293	318	569
<i>N_i</i>	44	45	46	47	47	48	49	51	52	53	53	55	55
<i>N_f</i>	52	53	49	48	50	51	56	57	53	54	59	56	61

<i>l</i>	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	365	282	583	345	257	273	541	432	482	273	472	243	346
<i>N_i</i>	58	58	59	59	60	61	62	64	65	65	67	68	68
<i>N_f</i>	59	62	60	68	63	64	67	65	66	72	73	69	74
<i>l</i>	91	92	93	94	95	96	97	98					
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0					
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1					
<i>L</i>	554	425	352	392	553	359	361	408					
<i>N_i</i>	69	70	70	70	71	73	74	75					
<i>N_f</i>	70	71	75	76	72	74	75	76					

Tabla C.31 Lineas instancia P

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>D</i>	-1	-1	-1	0	0	96	99	265	133	147	227	156	125
<i>N</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>D</i>	167	178	109	187	107	261	104	151	276	166	247	158	232
<i>N</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>D</i>	261	236	154	125	158	186	142	258	148	189	122	267	150
<i>N</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>D</i>	247	288	191	270	258	97	121	121	193	97	211	94	247
<i>N</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
<i>D</i>	223	247	234	204	134	229	211	284	221	292	141	228	152
<i>N</i>	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
<i>D</i>	110	247	192	269	194	207	283	229	160	94	234	290	247
<i>N</i>	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	
<i>D</i>	242	132	121	275	249	210	265	230	150	111	218	149	

Tabla C.32 Nodos instancia P

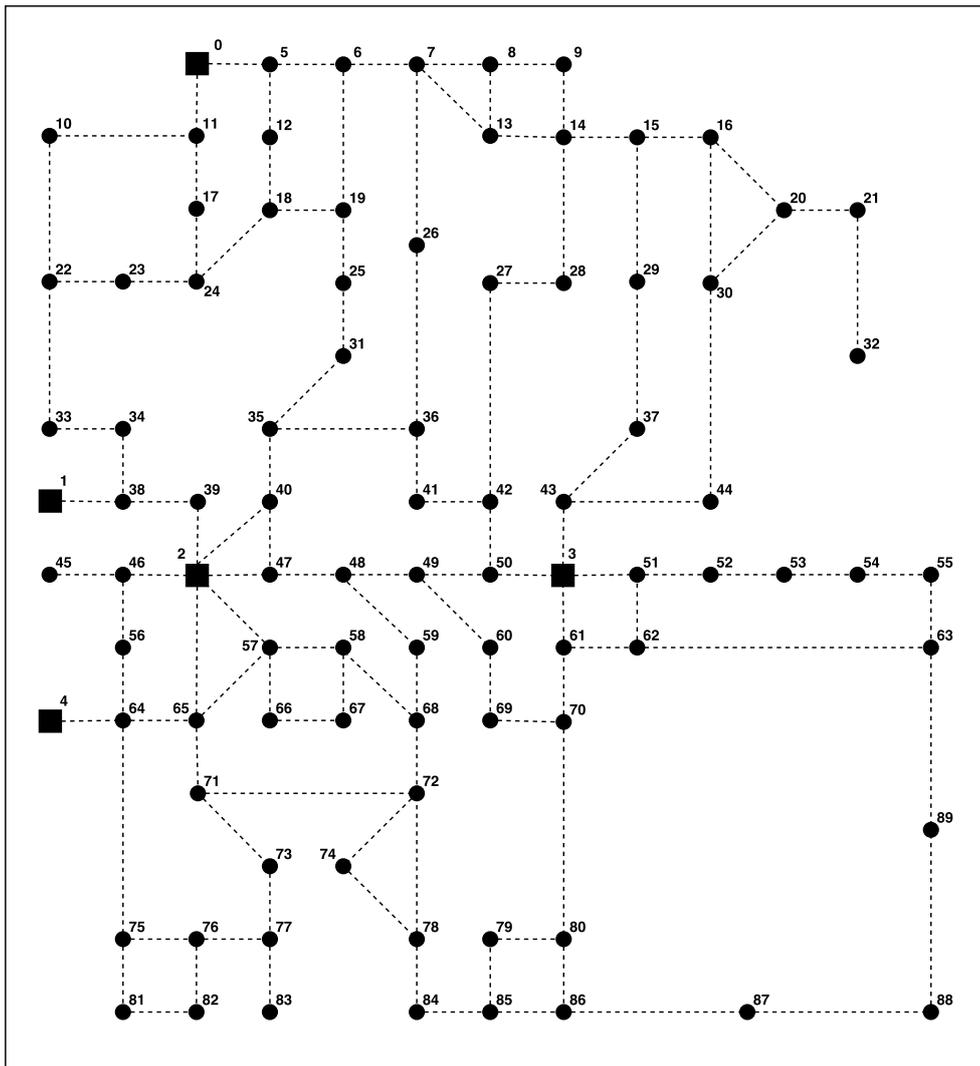


Fig. C.16 Instancia P

C.17 Instancia Q

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>D</i>	-1	93	99	265	133	147	227	156	125	167	178	109	187
<i>N</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>D</i>	107	261	104	151	276	166	247	158	232	261	236	154	125
<i>N</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>D</i>	158	186	142	258	148	189	122	267	150	247	288	191	270
<i>N</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>D</i>	258	97	121	121	193	97	211	94	247	223	247	234	204
<i>N</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
<i>D</i>	134	229	211	284	221	292	141	228	152	110	247	192	269
<i>N</i>	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
<i>D</i>	194	207	283	229	160	94	234	290	247	242	132	121	275
<i>N</i>	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
<i>D</i>	249	210	265	230	150	111	218	149	268	125	147	201	285
<i>N</i>	91	92	93	94	95	96	97	98	99				
<i>D</i>	127	124	146	128	208	192	150	124	214				

Tabla C.33 Nodos instancia Q

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	496	499	266	264	258	275	516	520	371	452	390	497	410	357	524
<i>N_i</i>	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3
<i>N_f</i>	1	2	10	10	19	20	25	32	10	11	12	4	13	14	15
<i>l</i>	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	523	287	270	261	259	305	473	317	437	327	366	530	348	348	467
<i>N_i</i>	4	4	4	4	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	8
<i>N_f</i>	5	13	14	15	6	15	16	7	15	16	8	16	17	18	9

<i>l</i>	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	480	554	349	405	341	506	497	431	491	382	427	446	546	472	277
<i>N_i</i>	8	8	9	9	10	10	11	11	12	12	12	13	13	13	14
<i>N_f</i>	17	18	17	18	11	20	12	20	13	20	21	14	21	22	15
<i>l</i>	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	403	379	278	256	430	473	266	560	531	476	562	335	483	495	412
<i>N_i</i>	14	14	15	15	15	16	17	17	17	17	18	18	19	19	19
<i>N_f</i>	22	23	22	23	27	17	18	24	28	29	24	30	32	37	38
<i>l</i>	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	470	293	318	569	365	282	583	345	257	273	541	432	482	273	472
<i>N_i</i>	20	20	20	21	21	21	22	22	22	23	23	23	24	24	24
<i>N_f</i>	25	26	32	22	26	33	23	27	34	27	34	35	28	29	30
<i>l</i>	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	243	346	554	425	352	392	553	359	361	408	263	535	504	301	560
<i>N_i</i>	25	25	26	26	26	27	27	27	28	28	28	29	29	29	30
<i>N_f</i>	26	38	33	38	39	28	35	41	36	41	42	30	36	42	31
<i>l</i>	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	410	282	550	379	310	520	443	276	456	562	427	352	394	317	302
<i>N_i</i>	30	30	30	31	31	31	32	33	33	33	33	33	34	34	34
<i>N_f</i>	36	43	44	43	44	45	38	34	39	40	46	51	35	40	46

<i>l</i>	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	479	586	458	480	427	272	499	290	319	546	487	391	581	292	251
<i>N_i</i>	34	35	35	35	36	36	37	37	37	37	38	38	39	39	39
<i>N_f</i>	47	40	41	47	42	48	38	49	55	56	39	50	46	50	51
<i>l</i>	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	302	241	370	376	365	266	396	414	399	474	524	436	326	368	441
<i>N_i</i>	40	40	40	41	41	42	42	43	43	43	44	44	44	44	45
<i>N_f</i>	46	47	59	42	47	43	48	44	48	52	45	48	52	53	52
<i>l</i>	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	544	450	328	481	433	545	364	365	455	511	397	309	482	531	501
<i>N_i</i>	45	46	46	47	47	48	49	49	49	49	50	50	50	51	52
<i>N_f</i>	53	51	58	58	59	52	54	55	63	72	51	56	57	57	53
<i>l</i>	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	553	303	509	331	341	483	397	575	303	242	316	552	350	540	505
<i>N_i</i>	52	52	52	53	53	54	54	54	54	55	55	55	56	56	56
<i>N_f</i>	62	69	70	62	69	55	63	71	72	56	63	72	57	63	64
<i>l</i>	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	576	334	376	530	245	324	256	415	385	238	290	486	347	376	429
<i>N_i</i>	57	57	58	58	58	58	58	58	59	59	59	60	60	60	60
<i>N_f</i>	64	65	59	59	60	65	66	67	60	66	67	61	67	74	75

<i>l</i>	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	329	290	340	264	484	353	514	467	436	551	245	327	547	477	249
<i>N_i</i>	61	61	61	61	61	62	62	63	63	64	64	64	65	65	65
<i>N_f</i>	67	68	74	75	79	69	70	64	72	65	76	77	73	77	66
<i>l</i>	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	293	292	382	384	288	239	423	504	437	318	539	259	407	264	366
<i>N_i</i>	66	66	66	66	67	68	68	68	68	69	71	71	71	71	73
<i>N_f</i>	67	73	74	78	74	69	75	80	85	70	72	81	82	91	77
<i>l</i>	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	470	310	519	420	384	251	585	294	254	258	273	519	572	278	312
<i>N_i</i>	73	73	73	74	75	75	76	76	76	77	77	77	77	78	78
<i>N_f</i>	78	83	84	79	79	80	77	82	83	78	82	83	87	84	87
<i>l</i>	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	505	581	412	249	445	518	560	416	469	587	507	488	550	586	494
<i>N_i</i>	79	79	79	79	80	80	80	81	81	81	82	82	83	83	83
<i>N_f</i>	80	85	88	89	85	88	89	86	90	91	83	86	84	86	87
<i>l</i>	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	511	243	366	349	264	512	329	537	559	254	551	561	408	479	370
<i>N_i</i>	84	84	85	86	86	86	87	87	88	88	88	89	90	90	91
<i>N_f</i>	87	94	89	90	91	92	93	94	89	95	96	96	91	92	92

l	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267
E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L	385	499	481	357	458	416	577	273	584	246	453	362	416
N_i	92	93	93	93	94	94	94	95	95	95	96	97	98
N_f	93	94	97	98	95	97	98	96	98	99	99	98	99

Tabla C.34 Lineas instancia Q

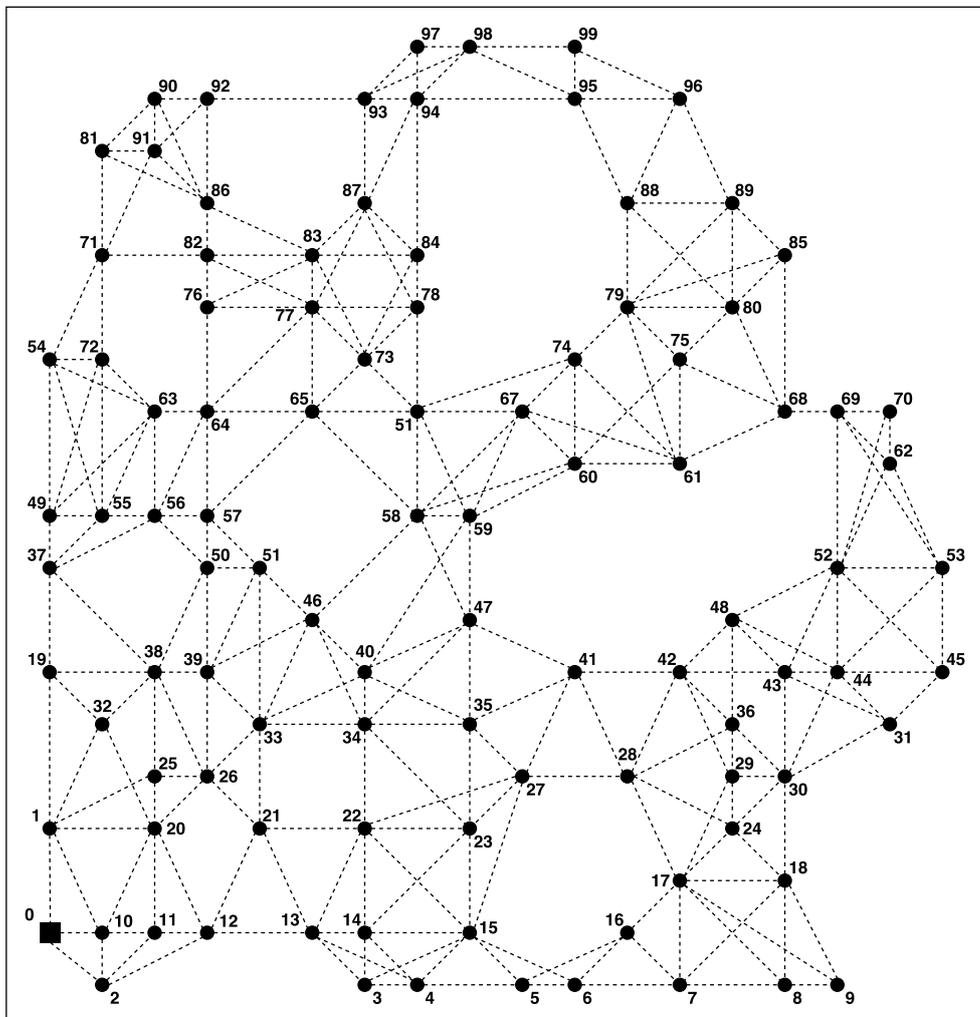


Fig. C.17 Instancia Q

C.18 Instancia R

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>D</i>	-1	-1	102	117	532	203	238	437	261	182	288	314	143	339
<i>N</i>	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
<i>D</i>	137	522	131	248	560	285	489	265	450	524	460	255	183	266
<i>N</i>	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
<i>D</i>	335	225	514	241	342	176	539	245	488	590	348	545	515	112
<i>N</i>	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
<i>D</i>	172	173	352	112	398	106	489	427	487	456	380	205	442	398
<i>N</i>	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
<i>D</i>	579	424	601	223	440	249	144	488	349	542	356	388	578	444
<i>N</i>	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
<i>D</i>	271	105	454	596	489	476	200	173	558	494	396	534	446	245
<i>N</i>	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97
<i>D</i>	148	416	242	540	182	238	373	582	189	180	236	190	390	351
<i>N</i>	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111
<i>D</i>	244	179	406	471	475	142	140	131	155	499	504	292	408	320
<i>N</i>	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125
<i>D</i>	472	348	272	511	510	172	148	135	132	198	438	215	387	229
<i>N</i>	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
<i>D</i>	284	520	259	259	430	448	553	261	341	250	485	472	377	463
<i>N</i>	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153
<i>D</i>	307	373	399	542	436	158	337	303	159	128	376	438	142	562
<i>N</i>	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167
<i>D</i>	521	442	565	240	452	469	351	433	181	217	575	284	165	595
<i>N</i>	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	
<i>D</i>	255	129	152	535	379	450	152	436	110	256	554	369	265	

Tabla C.35 Nodos instancia R

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>E</i>	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<i>T</i>	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
<i>L</i>	330	219	220	247	164	320	302	186	334	248	175	328	230
<i>N_i</i>	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2
<i>N_f</i>	14	149	150	172	181	10	72	73	161	163	174	3	5
<i>l</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>E</i>	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0
<i>L</i>	191	311	267	171	274	335	258	215	239	195	186	288	349
<i>N_i</i>	2	3	5	6	7	7	7	8	8	8	11	12	13
<i>N_f</i>	149	4	6	148	8	35	76	9	10	74	151	152	152
<i>l</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>E</i>	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
<i>L</i>	275	288	258	169	299	179	196	326	292	237	346	180	157
<i>N_i</i>	14	15	15	17	18	19	19	20	20	21	22	23	24
<i>N_f</i>	15	16	17	18	19	20	22	21	143	23	36	24	25
<i>l</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>E</i>	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
<i>L</i>	186	151	225	228	222	166	240	250	242	285	313	263	200
<i>N_i</i>	25	26	27	27	27	28	29	29	30	31	31	32	32
<i>N_f</i>	173	173	28	29	170	179	30	175	31	92	148	33	175
<i>l</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
<i>E</i>	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	224	266	324	271	201	289	261	325	222	222	274	306	241
<i>N_i</i>	33	33	34	34	35	36	36	38	38	38	40	41	42
<i>N_f</i>	34	81	35	80	92	37	171	39	42	171	153	153	45
<i>l</i>	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
<i>E</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	191	289	317	300	330	187	305	203	209	290	241	342	187
<i>N_i</i>	42	42	42	43	44	45	46	48	49	50	50	50	50
<i>N_f</i>	48	154	155	156	156	46	47	157	158	51	158	159	169

<i>l</i>	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
<i>E</i>	1	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0
<i>T</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
<i>L</i>	152	194	329	214	322	302	343	204	229	317	154	199	160
<i>N_i</i>	52	52	53	53	53	55	56	56	56	58	59	59	59
<i>N_f</i>	53	159	54	56	160	160	57	58	82	60	86	95	123
<i>l</i>	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103
<i>E</i>	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
<i>L</i>	251	234	150	180	291	212	229	259	202	180	208	165	291
<i>N_i</i>	60	61	62	63	63	64	64	64	65	65	66	67	67
<i>N_f</i>	61	62	63	64	75	65	138	166	66	123	67	68	91
<i>l</i>	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	216	307	281	263	329	154	201	326	286	156	181	181	232
<i>N_i</i>	67	67	67	68	69	70	71	73	74	74	76	76	78
<i>N_f</i>	96	126	180	164	165	165	161	74	75	76	77	78	79
<i>l</i>	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129
<i>E</i>	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
<i>L</i>	233	178	150	255	302	264	196	322	162	247	165	223	282
<i>N_i</i>	79	80	81	83	84	84	85	87	87	88	89	89	91
<i>N_f</i>	80	81	82	163	163	99	99	88	99	89	90	91	93
<i>l</i>	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0	1	0	1
<i>L</i>	191	310	254	233	157	348	182	159	161	170	310	340	173
<i>N_i</i>	93	94	95	95	95	98	99	99	100	100	101	102	103
<i>N_f</i>	94	95	96	97	98	120	100	106	101	104	102	103	104
<i>l</i>	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
<i>L</i>	192	302	346	249	156	268	310	334	252	282	349	303	293
<i>N_i</i>	103	103	103	104	104	105	106	106	107	108	108	109	109
<i>N_f</i>	105	110	177	107	109	109	108	108	115	112	113	113	114

<i>l</i>	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	328	348	296	306	153	223	213	164	306	202	321	333	159
<i>N_i</i>	109	110	111	112	113	113	114	116	117	120	121	121	122
<i>N_f</i>	119	114	115	116	116	117	117	118	118	121	122	128	123
<i>l</i>	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	328	334	247	287	225	234	299	289	218	275	251	343	170
<i>N_i</i>	122	123	123	126	128	128	129	130	132	133	133	135	136
<i>N_f</i>	135	124	125	127	129	132	130	131	133	134	135	136	137
<i>l</i>	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	348	154	273	221	252	279	312	277	340	249	247	349	197
<i>N_i</i>	137	139	139	140	140	142	144	144	144	146	147	150	151
<i>N_f</i>	138	140	166	141	167	167	145	167	168	168	169	178	152
<i>l</i>	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	189	237	287	301	156	272	310	242	183	276	164	342	307
<i>N_i</i>	151	153	155	157	161	162	162	164	168	170	174	176	178
<i>N_f</i>	172	154	156	158	162	164	180	165	169	173	181	177	179

Tabla C.36 Lineas instancia R

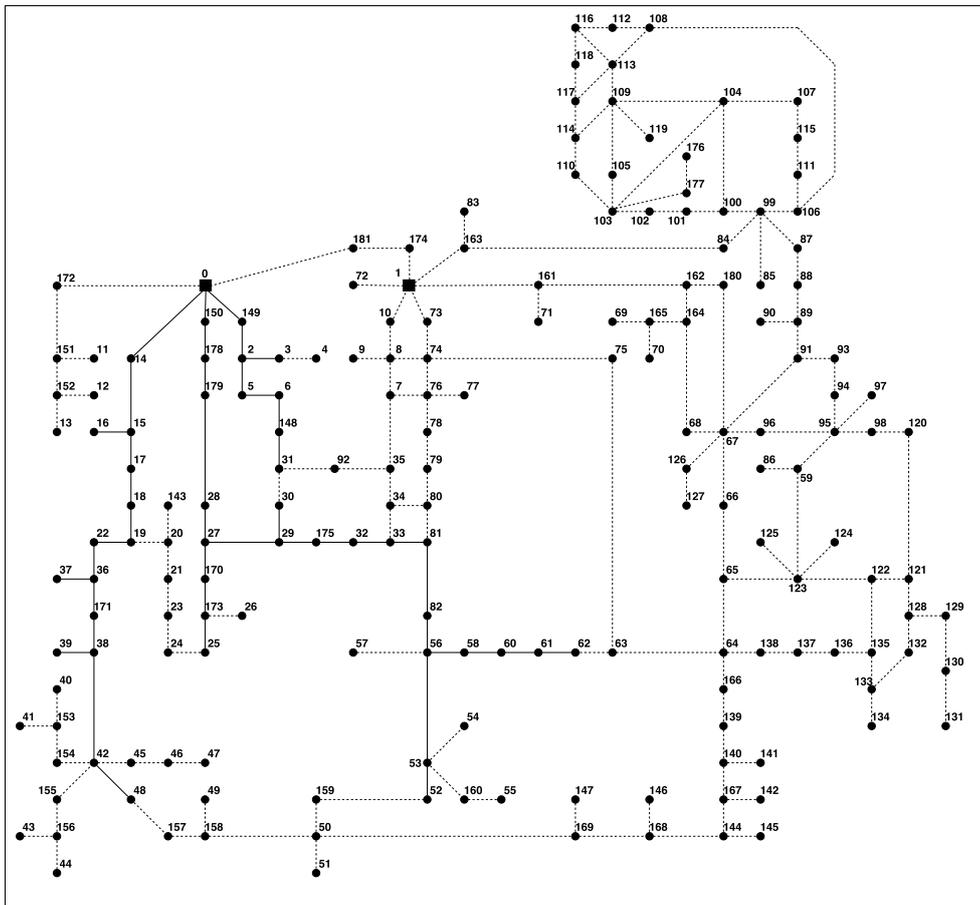


Fig. C.18 Instancia R

C.19 Instancia S

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>D</i>	-1	339	137	522	131	248	560	285	489	265	450	524	460	255
<i>N</i>	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
<i>D</i>	183	266	335	225	514	241	342	176	539	245	488	590	348	545
<i>N</i>	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
<i>D</i>	515	112	172	173	352	112	734	910	267	146	921	990	265	933
<i>N</i>	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
<i>D</i>	937	1017	767	235	181	833	278	121	801	260	966	849	209	077
<i>N</i>	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
<i>D</i>	790	198	281	149	920	993	861	835	245	488	590	348	545	515
<i>N</i>	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
<i>D</i>	112	172	173	352	112	734	910	267	146	921	990	265	933	937
<i>N</i>	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97
<i>D</i>	117	767	235	181	833	278	121	245	488	590	348	545	515	112
<i>N</i>	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111
<i>D</i>	172	173	352	112	734	910	1267	146	921	990	265	933	937	117
<i>N</i>	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125
<i>D</i>	767	435	181	833	278	102	801	260	966	849	209	177	235	118
<i>N</i>	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
<i>D</i>	833	278	121	801	126	966	849	209	177	790	109	281	149	920
<i>N</i>	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153
<i>D</i>	993	861	835	139	322	247	26	292	392	449	253	324	485	376
<i>N</i>	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167
<i>D</i>	351	435	483	359	382	18	184	162	46	383	134	417	447	34
<i>N</i>	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181
<i>D</i>	435	449	242	338	190	211	365	341	173	309	253	471	58	481
<i>N</i>	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195
<i>D</i>	22	303	180	253	318	395	313	463	247	241	484	124	105	218
<i>N</i>	196	197	198	199	200	201	202							
<i>D</i>	303	180	253	318	395	303	180							

Tabla C.37 Nodos instancia S

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	287	426	299	133	342	275	428	182	183	306	381	228	108
<i>N_i</i>	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3
<i>N_f</i>	91	122	189	12	13	16	91	6	8	9	19	11	12
<i>l</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	342	408	368	439	99	469	100	16	117	438	164	420	373
<i>N_i</i>	4	4	5	7	7	9	9	10	10	11	13	15	16
<i>N_f</i>	5	17	6	8	18	10	87	14	85	14	15	18	17
<i>l</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	470	141	199	408	20	128	36	252	211	11	82	347	159
<i>N_i</i>	19	19	19	19	20	20	20	20	20	21	21	22	22
<i>N_f</i>	32	43	50	57	46	48	49	56	71	32	52	27	54
<i>l</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	198	436	21	132	431	336	26	86	84	207	209	79	12
<i>N_i</i>	23	23	24	24	25	25	26	26	27	28	29	30	31
<i>N_f</i>	28	53	34	43	29	52	55	30	35	33	38	39	36
<i>l</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	262	373	281	120	420	40	241	46	185	326	108	392	258
<i>N_i</i>	31	32	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
<i>N_f</i>	43	54	83	46	37	44	41	40	48	46	42	45	47
<i>l</i>	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	209	29	482	87	33	38	59	392	247	26	292	392	449
<i>N_i</i>	44	45	47	50	50	51	56	56	56	56	57	57	58
<i>N_f</i>	48	49	49	51	53	55	124	146	147	148	59	61	68

<i>l</i>	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	253	324	485	376	351	435	483	359	382	18	184	162	46
<i>N_i</i>	58	58	59	60	61	62	63	64	64	65	66	66	67
<i>N_f</i>	69	76	60	62	63	70	66	68	70	70	67	88	69
<i>l</i>	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	383	134	417	447	34	435	449	242	338	190	211	365	341
<i>N_i</i>	67	67	71	71	71	72	72	73	74	75	76	77	78
<i>N_f</i>	84	92	72	73	75	76	79	74	80	80	77	78	82
<i>l</i>	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	173	309	253	471	58	481	22	303	180	253	318	395	313
<i>N_i</i>	79	82	83	83	83	83	83	83	85	86	87	93	93
<i>N_f</i>	81	89	98	103	106	108	109	117	90	91	88	97	110
<i>l</i>	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	463	247	241	484	124	105	218	199	408	20	128	36	252
<i>N_i</i>	93	93	93	94	94	95	95	96	96	97	98	99	99
<i>N_f</i>	112	118	119	105	111	100	116	115	116	115	101	100	101
<i>l</i>	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	211	11	82	347	159	198	436	21	132	431	336	26	86
<i>N_i</i>	102	102	103	104	105	107	111	112	113	117	118	118	118
<i>N_f</i>	106	109	104	107	110	108	114	113	114	121	120	121	199
<i>l</i>	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	84	207	209	79	12	262	373	281	120	420	40	241	46
<i>N_i</i>	119	123	123	123	124	126	128	128	128	128	129	129	130
<i>N_f</i>	122	125	126	157	127	127	140	150	153	159	130	140	156

<i>l</i>	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	185	326	108	392	258	209	29	482	87	33	38	59	392
<i>N_i</i>	131	131	132	132	133	133	134	134	134	135	136	136	137
<i>N_f</i>	135	152	139	156	138	153	144	151	194	141	143	155	158
<i>l</i>	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	247	26	292	392	449	253	324	485	376	351	435	483	359
<i>N_i</i>	137	137	138	139	140	141	142	143	144	145	147	150	150
<i>N_f</i>	154	193	142	146	152	146	149	147	145	148	149	151	154
<i>l</i>	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	382	18	184	162	46	383	134	417	447	34	435	449	242
<i>N_i</i>	153	157	158	158	158	158	158	158	159	159	159	161	161
<i>N_f</i>	155	199	160	171	181	183	189	198	178	179	180	168	182
<i>l</i>	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	338	190	211	365	341	173	309	253	471	58	481	22	303
<i>N_i</i>	162	162	163	163	164	165	165	166	166	167	167	169	171
<i>N_f</i>	170	183	164	184	172	169	189	174	186	175	187	173	184
<i>l</i>	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	180	253	318	395	313	463	247	241	484	124	105	218	199
<i>N_i</i>	171	172	173	174	175	176	177	181	181	183	188	188	188
<i>N_f</i>	187	178	179	180	178	179	180	182	185	186	189	192	197
<i>l</i>	221	222	223	224	225								
<i>E</i>	0	0	0	0	0								
<i>T</i>	1	1	1	1	1								
<i>L</i>	408	20	128	36	252								
<i>N_i</i>	190	191	195	196	199								
<i>N_f</i>	196	198	197	198	200								

Tabla C.38 Lineas instancia S

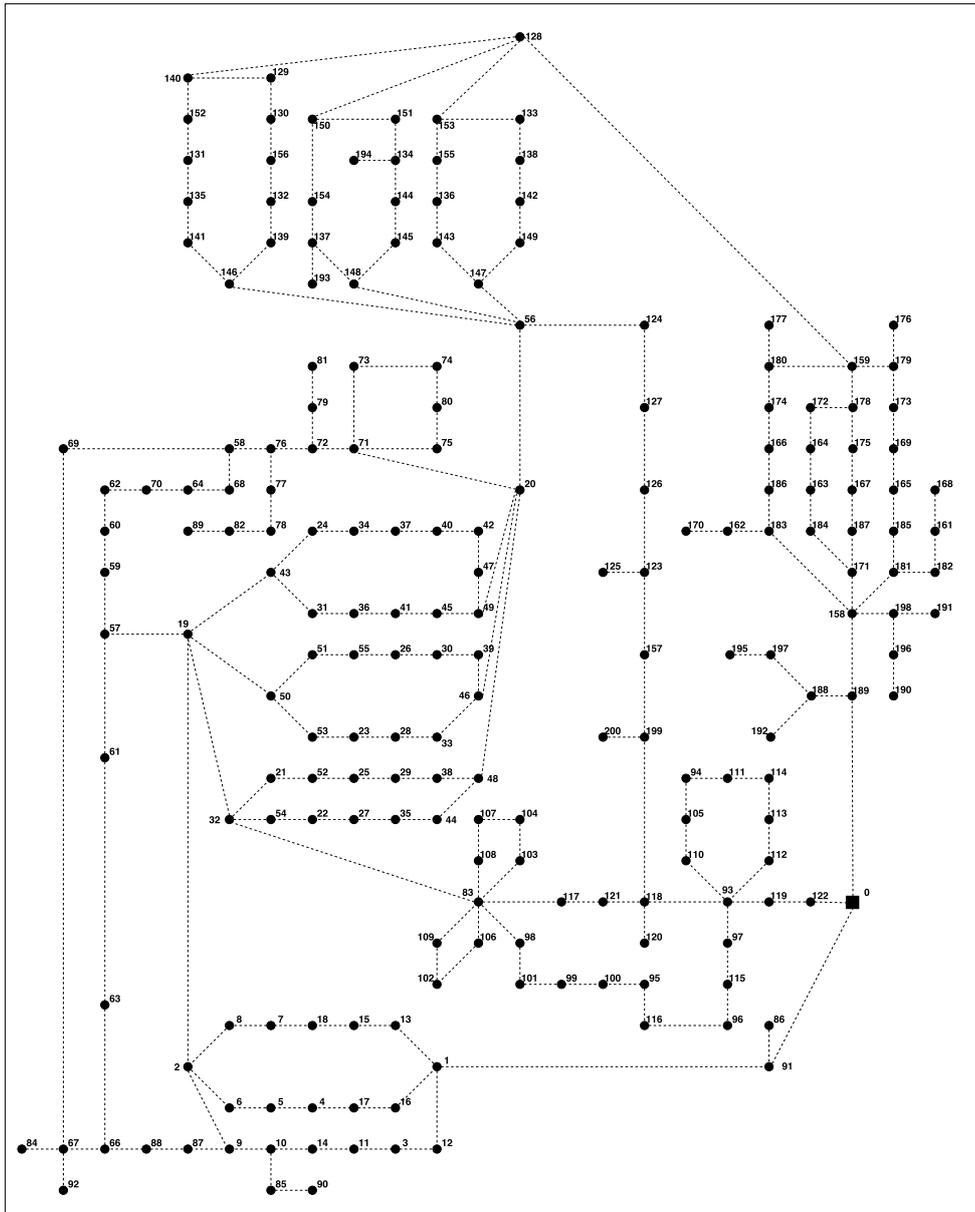


Fig. C.19 Instancia S

C.20 Instancia T

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>D</i>	-1	725	743	241	846	888	127	916	822	948	980	774	109	767
<i>N</i>	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
<i>D</i>	229	760	900	275	945	189	921	143	231	155	908	822	922	104
<i>N</i>	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
<i>D</i>	872	220	892	114	814	249	897	188	310	120	257	221	737	809
<i>N</i>	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
<i>D</i>	811	125	738	108	730	189	115	187	149	159	848	133	180	298
<i>N</i>	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
<i>D</i>	111	324	871	130	902	776	188	122	254	103	168	1296	135	928
<i>N</i>	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
<i>D</i>	729	148	318	189	274	843	811	273	195	178	243	138	897	781
<i>N</i>	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97
<i>D</i>	112	893	251	821	888	151	301	829	819	885	831	171	123	896
<i>N</i>	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111
<i>D</i>	818	190	168	172	773	770	760	788	202	208	953	192	987	169
<i>N</i>	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125
<i>D</i>	121	929	216	215	809	781	765	761	841	128	861	167	877	944
<i>N</i>	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
<i>D</i>	227	913	913	118	140	266	916	112	902	185	169	156	159	971
<i>N</i>	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153
<i>D</i>	150	182	253	126	792	108	967	793	757	154	129	773	278	228
<i>N</i>	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167
<i>D</i>	133	281	891	145	165	124	123	819	863	292	943	801	317	908
<i>N</i>	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181
<i>D</i>	757	786	245	157	143	785	126	734	910	267	146	921	990	265
<i>N</i>	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195
<i>D</i>	933	937	117	767	235	181	833	278	121	801	260	966	849	129
<i>N</i>	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205				
<i>D</i>	177	790	198	281	149	920	993	861	835	143				

Tabla C.39 Nodos instancia T

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1682	2149	1722	1161	1865	1642	2155	1327	1332	1744	1998	1481	1078
<i>N_i</i>	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3
<i>N_f</i>	91	122	189	12	13	16	19	6	8	9	19	11	12
<i>l</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1867	2089	1952	2192	1048	1990	1177	1222	1874	1481	2292	1051	769
<i>N_i</i>	4	4	7	7	9	9	10	10	11	13	15	16	19
<i>N_f</i>	5	17	8	18	10	87	14	85	14	15	18	17	32
<i>l</i>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1109	2188	1266	2130	1970	2296	1188	1383	2087	783	1145	834	1562
<i>N_i</i>	19	19	19	20	20	20	20	20	21	21	22	22	23
<i>N_f</i>	43	50	57	46	48	49	56	71	32	52	27	54	28
<i>l</i>	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1426	750	990	1884	1249	1382	1626	1167	991	1218	873	1878	1278
<i>N_i</i>	23	24	24	25	25	26	26	27	28	29	30	31	31
<i>N_f</i>	53	34	43	29	52	30	55	35	33	38	39	36	43
<i>l</i>	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	2012	1798	1655	2184	784	1159	2165	1845	801	1002	998	1410	1420
<i>N_i</i>	32	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	44
<i>N_f</i>	54	83	46	37	44	41	40	48	46	42	45	47	48
<i>l</i>	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	979	756	1597	1969	1662	1119	2129	849	1526	870	1337	1812	1079
<i>N_i</i>	45	47	50	50	51	56	56	56	56	57	57	58	58
<i>N_f</i>	49	49	51	53	55	124	146	147	148	59	61	68	69

<i>l</i>	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	2035	1584	1419	812	2337	1006	824	844	912	2035	2277	934	1091
<i>N_i</i>	58	59	60	61	62	63	64	64	65	65	66	66	67
<i>N_f</i>	76	60	62	63	70	66	68	70	67	69	67	88	84
<i>l</i>	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1971	2318	1545	801	1699	2033	2225	1567	1806	2349	1980	1895	2180
<i>N_i</i>	67	71	71	71	72	72	73	74	75	76	77	78	79
<i>N_f</i>	92	72	73	75	76	79	74	80	80	77	78	82	81
<i>l</i>	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	2341	1922	2000	776	1335	1261	869	2003	1166	2118	2218	827	2180
<i>N_i</i>	82	83	83	83	83	83	83	85	86	87	93	93	93
<i>N_f</i>	89	98	103	106	108	109	117	90	91	88	97	110	112
<i>l</i>	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	2228	1531	1852	1354	1425	1944	1863	1295	1757	1565	2300	911	2334
<i>N_i</i>	93	93	94	94	95	95	96	96	97	98	99	99	102
<i>N_f</i>	118	119	105	111	100	116	115	116	115	101	100	101	106
<i>l</i>	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	788	1736	1319	1566	1784	2046	1767	2272	1547	1526	2343	1132	1068
<i>N_i</i>	102	103	104	105	107	111	112	113	117	118	118	118	119
<i>N_f</i>	109	104	107	110	108	114	113	114	121	120	121	199	122
<i>l</i>	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1450	1852	1964	801	1730	2030	1492	1019	1765	869	2289	2009	2142
<i>N_i</i>	123	123	123	124	125	126	128	128	128	128	129	129	130
<i>N_f</i>	125	126	157	127	203	127	140	150	153	159	130	140	156

<i>l</i>	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1438	759	1104	1673	2162	843	1508	2240	2141	2125	1904	2319	1090
<i>N_i</i>	131	131	132	132	133	133	134	134	134	135	136	136	137
<i>N_f</i>	135	152	139	156	138	153	144	151	194	141	143	155	148
<i>l</i>	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	996	1808	2070	1053	777	2056	1647	1500	1452	988	2029	2146	903
<i>N_i</i>	137	137	138	139	140	141	142	143	144	145	147	150	150
<i>N_f</i>	154	193	142	146	152	146	149	147	145	148	149	151	154
<i>l</i>	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1707	2029	1097	1509	1396	1553	1876	1999	1255	806	1717	1217	843
<i>N_i</i>	153	157	157	157	158	158	158	158	158	159	159	159	160
<i>N_f</i>	155	199	204	205	160	181	183	189	198	178	179	180	171
<i>l</i>	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1495	1101	884	1798	2119	1298	1238	1101	884	1503	2216	1907	1406
<i>N_i</i>	160	161	161	162	162	163	163	164	164	165	165	166	166
<i>N_f</i>	184	168	182	170	183	201	203	184	202	169	185	174	186
<i>l</i>	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	884	2043	1153	808	1306	2165	2127	1450	1151	1424	1339	1790	1437
<i>N_i</i>	167	167	169	171	172	172	173	174	175	176	177	181	181
<i>N_f</i>	175	187	173	187	178	202	179	180	178	179	180	182	185
<i>l</i>	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	1767	1963	1479	1609	1735	1242	1134	1403	1909	1798	1037	2286	806
<i>N_i</i>	181	183	188	188	188	190	191	195	196	199	200	201	203
<i>N_f</i>	189	186	189	192	197	196	198	197	198	200	201	204	205

Tabla C.40 Lineas instancia T

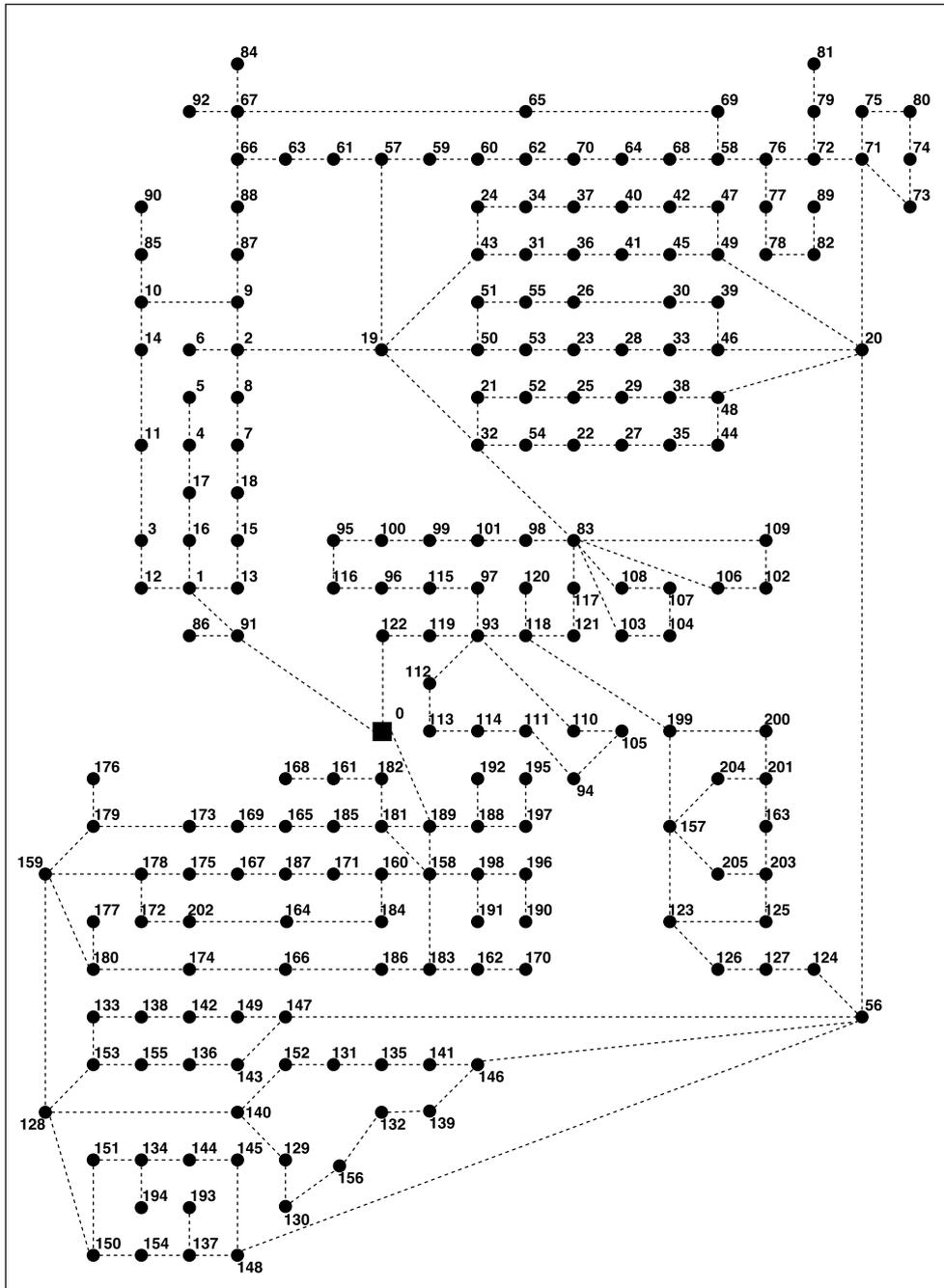


Fig. C.20 Instancia T

C.21 Instancia U

<i>N</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>D</i>	-1	-1	-1	142	930	305	372	751	415	266	466	517	190	564
<i>N</i>	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
<i>D</i>	180	911	169	391	984	462	848	424	775	914	795	404	267	426
<i>N</i>	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
<i>D</i>	555	347	897	378	570	254	943	385	847	140	580	956	898	132
<i>N</i>	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
<i>D</i>	247	249	588	133	676	122	848	731	844	785	642	308	760	676
<i>N</i>	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
<i>D</i>	100	724	161	344	755	393	194	846	583	950	597	657	101	763
<i>N</i>	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
<i>D</i>	434	120	783	152	848	825	300	249	980	857	672	934	767	386
<i>N</i>	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97
<i>D</i>	201	710	379	946	266	372	629	125	278	262	367	281	660	586
<i>N</i>	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111
<i>D</i>	383	261	692	815	822	189	185	169	214	868	878	475	694	527
<i>N</i>	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125
<i>D</i>	816	582	437	890	889	247	201	176	170	297	752	329	654	354
<i>N</i>	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
<i>D</i>	460	908	411	412	736	770	970	415	567	394	841	816	637	800
<i>N</i>	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153
<i>D</i>	504	627	679	949	748	219	561	496	222	164	634	752	189	988
<i>N</i>	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167
<i>D</i>	909	760	993	376	778	810	587	743	263	331	1012	459	233	150
<i>N</i>	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181
<i>D</i>	403	164	209	936	639	775	208	748	128	407	972	621	423	533
<i>N</i>	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195
<i>D</i>	968	442	449	576	180	921	835	284	989	581	234	960	496	310
<i>N</i>	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209
<i>D</i>	879	671	217	705	994	626	422	538	328	288	768	105	711	770
<i>N</i>	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223
<i>D</i>	626	205	822	254	334	949	791	529	144	259	150	288	122	472

<i>N</i>	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237
<i>D</i>	488	458	191	934	309	376	755	419	270	470	521	194	568	184
<i>N</i>	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251
<i>D</i>	915	173	395	988	466	852	428	779	918	799	408	271	430	559
<i>N</i>	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265
<i>D</i>	351	901	382	574	258	947	389	851	1044	584	960	902	136	251
<i>N</i>	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279
<i>D</i>	253	592	137	680	126	852	735	848	789	646	312	764	680	104
<i>N</i>	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293
<i>D</i>	728	165	348	759	397	198	850	587	954	601	661	122	767	438
<i>N</i>	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307
<i>D</i>	124	787	156	852	829	304	253	984	861	676	938	771	390	205
<i>N</i>	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321
<i>D</i>	714	383	950	270	376	633	129	282	266	371	285	664	590	387
<i>N</i>	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335
<i>D</i>	265	696	819	826	193	189	173	218	872	882	479	698	531	820
<i>N</i>	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349
<i>D</i>	586	441	894	893	251	205	180	174	301	756	333	658	358	464
<i>N</i>	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363
<i>D</i>	912	415	416	740	774	974	419	571	398	845	820	641	804	508
<i>N</i>	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377
<i>D</i>	631	683	953	752	223	565	500	226	168	638	756	193	992	913
<i>N</i>	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391
<i>D</i>	764	997	380	782	814	591	747	267	335	1016	463	237	154	407
<i>N</i>	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405
<i>D</i>	168	213	940	643	779	212	752	132	411	976	625	427	537	972
<i>N</i>	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416			
<i>D</i>	446	453	580	184	925	839	288	993	585	238	964			

Tabla C.41 Nodos instancia U

<i>l</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
<i>L</i>	229	331	399	280	131	187	287	426	299	133	342	275	428	182
<i>N_i</i>	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2
<i>N_f</i>	201	214	349	350	372	210	272	273	361	363	374	91	122	189
<i>l</i>	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1
<i>L</i>	183	306	381	228	108	342	408	368	439	99	379	138	151	344
<i>N_i</i>	3	3	4	4	5	6	7	7	8	9	9	9	10	10
<i>N_f</i>	11	12	5	17	6	416	8	18	416	10	87	416	14	85
<i>l</i>	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	228	469	100	16	117	438	164	420	373	470	141	199	408	20
<i>N_i</i>	11	12	13	13	15	16	16	19	19	19	19	19	20	20
<i>N_f</i>	14	415	15	415	18	415	17	416	32	43	50	57	46	48
<i>l</i>	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	128	36	252	211	11	82	347	159	198	271	134	82	150	47
<i>N_i</i>	20	20	20	21	21	22	22	23	23	24	24	25	25	26
<i>N_f</i>	49	56	71	32	52	27	54	28	53	34	43	29	52	30
<i>l</i>	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	346	167	385	322	279	436	21	132	431	336	26	86	84	207
<i>N_i</i>	26	27	28	29	30	31	31	32	32	33	34	35	36	37
<i>N_f</i>	55	35	33	38	39	36	43	54	83	46	37	44	41	40
<i>l</i>	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	209	79	12	262	373	281	120	420	40	241	46	185	326	108
<i>N_i</i>	38	39	40	41	42	44	45	47	50	50	51	56	56	56
<i>N_f</i>	48	46	42	45	47	48	49	49	51	53	55	124	146	147

<i>l</i>	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	392	258	209	29	482	87	33	38	59	392	464	65	112	373
<i>N_i</i>	56	57	57	58	58	58	59	60	61	62	63	64	64	65
<i>N_f</i>	148	59	61	68	69	76	60	62	63	70	66	68	70	251
<i>l</i>	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	476	247	26	292	392	449	253	324	485	376	351	435	483	359
<i>N_i</i>	65	65	66	66	67	67	67	69	71	71	71	72	72	73
<i>N_f</i>	381	383	67	88	84	92	383	381	72	73	75	76	79	74
<i>l</i>	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
<i>L</i>	382	18	184	162	46	383	134	417	447	34	435	449	242	338
<i>N_i</i>	74	75	76	77	78	79	82	83	83	83	83	83	83	84
<i>N_f</i>	80	80	77	78	82	81	89	98	103	106	108	109	117	243
<i>l</i>	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	190	211	365	341	173	309	253	471	58	481	22	303	180	253
<i>N_i</i>	85	86	87	89	91	93	93	93	93	93	94	94	95	95
<i>N_f</i>	90	91	88	369	415	97	110	112	118	119	105	111	100	116
<i>l</i>	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
<i>L</i>	318	395	313	463	247	241	484	124	105	218	338	371	26	302
<i>N_i</i>	96	96	97	98	99	99	102	102	103	104	105	107	111	112
<i>N_f</i>	115	116	115	101	100	101	106	109	104	107	110	108	114	113
<i>l</i>	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
<i>L</i>	391	231	90	312	46	468	385	424	215	13	116	285	430	38
<i>N_i</i>	113	117	118	118	118	119	123	123	123	124	125	126	128	128
<i>N_f</i>	114	121	120	121	199	122	157	125	126	127	199	127	140	150

<i>l</i>	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0
<i>L</i>	236	453	424	419	353	477	111	84	325	402	101	19	398	277
<i>N_i</i>	128	128	129	129	130	131	131	132	132	133	133	134	134	134
<i>N_f</i>	153	159	130	140	156	135	152	139	156	138	153	144	151	194
<i>l</i>	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	233	219	81	390	425	56	295	390	114	236	202	249	345	381
<i>N_i</i>	135	136	136	137	137	137	138	139	140	141	142	143	144	145
<i>N_f</i>	141	143	155	148	154	193	142	146	152	146	149	147	145	148
<i>l</i>	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0
<i>L</i>	160	27	298	149	38	232	115	51	322	417	173	156	234	446
<i>N_i</i>	147	150	150	153	158	158	158	158	159	159	159	160	160	161
<i>N_f</i>	149	151	154	155	160	181	183	198	178	179	180	171	184	168
<i>l</i>	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0
<i>L</i>	354	205	50	395	130	28	176	431	419	218	130	211	186	320
<i>N_i</i>	161	162	162	163	163	164	165	165	166	166	167	167	169	171
<i>N_f</i>	182	170	183	164	184	172	169	185	174	186	175	187	173	187
<i>l</i>	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
<i>L</i>	233	335	403	284	135	191	291	430	303	137	346	279	432	186
<i>N_i</i>	172	173	174	175	176	177	181	181	183	188	188	188	189	190
<i>N_f</i>	178	179	180	178	179	180	182	185	186	189	192	197	198	196
<i>l</i>	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	187	310	385	232	112	346	412	372	443	103	383	142	155	348
<i>N_i</i>	191	195	196	199	201	202	202	202	203	205	206	207	207	207
<i>N_f</i>	198	197	198	200	374	203	205	349	204	206	348	208	235	276

<i>l</i>	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	232	473	104	20	121	442	168	424	377	474	145	203	412	24
<i>N_i</i>	208	208	208	211	212	213	214	215	215	217	218	219	219	220
<i>N_f</i>	209	210	274	351	352	352	215	216	217	218	219	220	222	221
<i>l</i>	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	132	40	256	215	15	86	351	163	202	275	138	86	154	51
<i>N_i</i>	220	221	222	223	224	225	226	227	227	227	228	229	229	230
<i>N_f</i>	343	223	236	224	225	373	373	228	229	370	379	230	375	231
<i>l</i>	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	350	171	389	326	283	440	25	136	435	340	30	90	88	211
<i>N_i</i>	231	231	232	232	233	233	234	234	235	236	236	238	238	238
<i>N_f</i>	292	348	233	375	234	281	235	280	292	237	371	239	371	242
<i>l</i>	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1
<i>L</i>	213	83	16	266	377	285	124	424	44	245	50	189	330	112
<i>N_i</i>	240	241	242	242	242	242	242	243	244	245	246	248	249	250
<i>N_f</i>	353	353	245	248	354	355	383	356	356	246	247	357	358	251
<i>l</i>	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	396	262	213	33	486	91	37	42	63	396	468	69	116	377
<i>N_i</i>	250	250	250	252	252	253	253	253	255	256	256	256	258	259
<i>N_f</i>	358	359	382	253	359	254	256	360	360	257	258	282	260	286
<i>l</i>	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	0	0	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1
<i>L</i>	480	251	30	296	396	453	257	328	489	380	355	439	487	363
<i>N_i</i>	259	259	260	261	262	263	263	264	264	264	265	265	266	267
<i>N_f</i>	295	323	261	262	263	264	275	265	338	366	266	323	267	268

<i>l</i>	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	386	22	188	166	50	387	138	421	451	38	439	453	246	342
<i>N_i</i>	267	267	267	267	268	269	270	271	273	274	276	276	278	279
<i>N_f</i>	291	296	326	380	364	365	365	361	274	275	277	278	279	280
<i>l</i>	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	194	215	369	345	177	313	257	475	62	485	26	307	184	257
<i>N_i</i>	280	281	283	284	284	285	287	287	288	289	289	291	293	294
<i>N_f</i>	281	282	363	299	363	299	288	299	289	290	291	293	294	295
<i>l</i>	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	322	399	317	467	251	245	488	128	109	222	342	375	30	306
<i>N_i</i>	295	295	295	298	299	299	300	300	301	302	303	303	303	303
<i>N_f</i>	296	297	298	320	300	306	301	304	302	303	304	305	310	377
<i>l</i>	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<i>L</i>	395	235	94	316	50	472	389	428	219	17	120	289	434	42
<i>N_i</i>	304	304	305	306	306	307	308	308	309	309	309	310	311	312
<i>N_f</i>	307	309	309	308	311	315	312	313	313	314	319	314	315	316
<i>l</i>	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	240	457	428	423	357	481	115	88	329	406	105	23	402	281
<i>N_i</i>	313	313	314	316	317	320	321	321	322	322	323	323	326	328
<i>N_f</i>	316	317	317	318	318	321	322	328	323	335	324	325	327	329
<i>l</i>	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>L</i>	237	223	85	394	429	60	299	394	118	240	206	253	349	385
<i>N_i</i>	328	329	330	332	333	333	335	336	337	339	339	340	340	342
<i>N_f</i>	332	330	331	333	334	335	336	337	338	340	366	341	367	367

<i>l</i>	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>L</i>	164	31	302	153	42	236	119	55	326	421	177	160	238	450
<i>N_i</i>	344	344	344	346	347	350	351	351	351	353	355	357	362	362
<i>N_f</i>	345	367	368	368	369	378	352	372	413	354	356	358	364	380
<i>l</i>	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<i>L</i>	358	209	54	399	134	32	180	435	423	222	134	215	190	324
<i>N_i</i>	364	368	369	370	376	378	381	384	385	386	387	388	389	390
<i>N_f</i>	365	369	382	373	377	379	382	413	400	401	402	404	405	405
<i>l</i>	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>T</i>	1	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0
<i>L</i>	206	253	349	385	164	31	302	153	42	236	119	55	326	421
<i>N_i</i>	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	400	401	402	403
<i>N_f</i>	406	408	408	410	412	412	411	411	403	401	413	402	403	404
<i>l</i>	462	463	464	465	466	467	468	469	470					
<i>E</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
<i>T</i>	1	1	1	0	0	0	1	1	1					
<i>L</i>	177	160	238	450	358	209	54	399	400					
<i>N_i</i>	403	404	406	407	408	409	409	410	411					
<i>N_f</i>	406	405	407	408	409	410	414	411	412					

Tabla C.42 Lineas instancia U

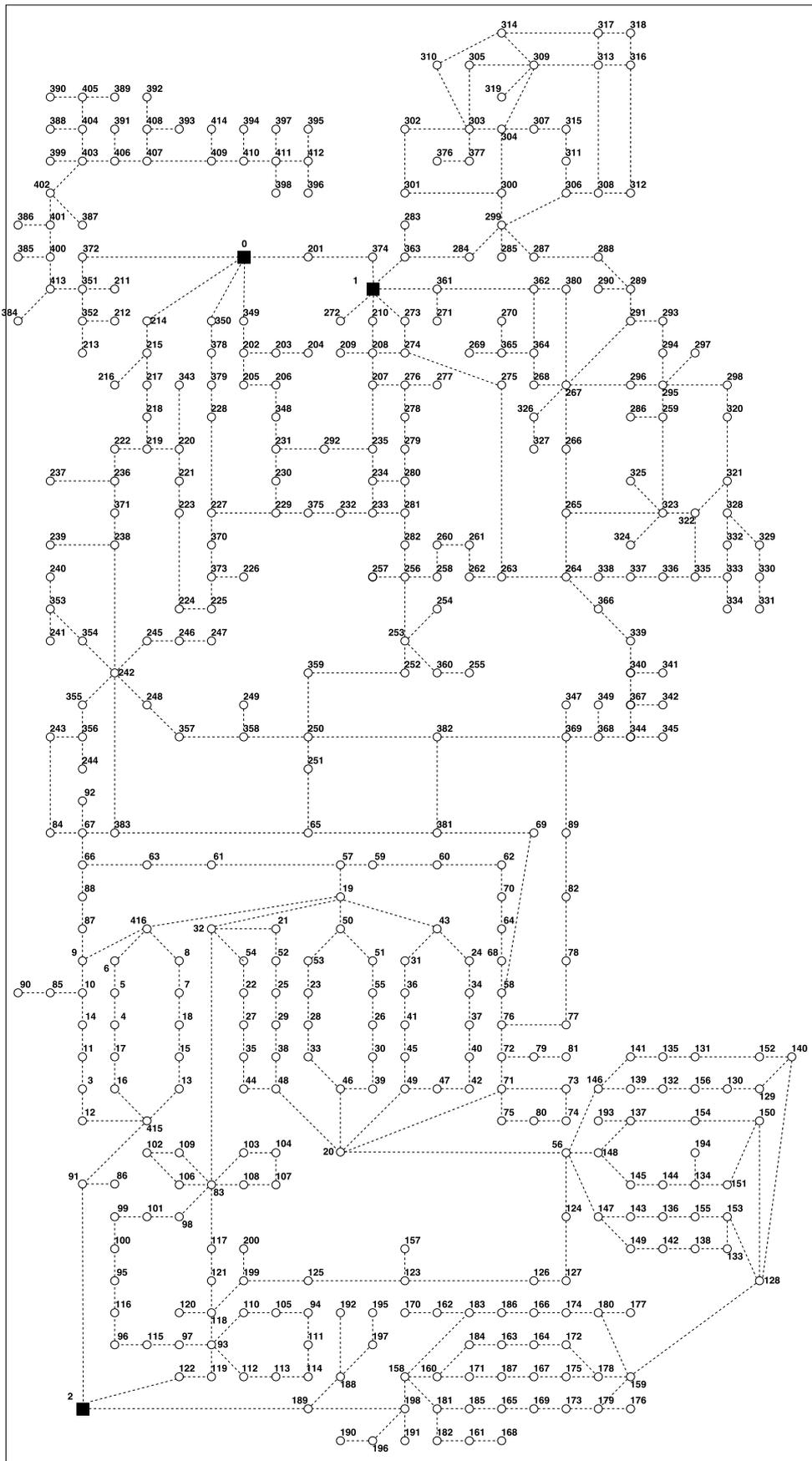


Fig. C.21 Instancia U

Anexo D

Arquitectura de la red y proyectos tipos empleados.

- D.1 Guía básica de aquitectura de la red eléctrica de distribución. Criterios generales de diseño y conexión. Manual técnico de distribución. Iberdrola Distribución Eléctrica.**

**GUÍA BÁSICA DE ARQUITECTURA DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN.
CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO Y CONEXIÓN**

ÍNDICE

	Página
1 OBJETO.....	2
2 DEFINICIONES	2
3 CRITERIOS GENERALES DE FUNCIONAMIENTO.....	2
4 SUBESTACIONES.....	3
4.1 Configuración de subestaciones.....	3
5 CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN DE SUBESTACIONES	9
5.1 Subestaciones tipo blindado (red subterránea)	9
5.2 Subestaciones tipo convencional (red aérea).....	10
5.3 Subestaciones de seccionamiento	10
6 CENTROS EN MT	11
6.1 Centros de transformación de distribución (CTD)	11
6.2 Conexión de Centros de cliente (CTC).....	11
6.3 Centros de maniobra telemandados (CM)	12
6.4 Centros de reparto (CR).....	12
7 REDES.....	13
7.1 Redes MAT.....	13
7.2 Redes AT (66, 45, 30 kV).....	13
7.3 Redes de MT	14
7.3.1 Redes urbanas MT (subterránea).....	14
7.3.2 Redes rurales de MT (aérea).....	15
8 CONEXIÓN A LA RED DE CONSUMIDORES Y GENERADORES	16
8.1 Criterios generales de conexión.....	17
8.1.1 Potencias de referencia para la conexión a distintos niveles de tensión.....	17
8.1.2 Distancias y número de nudos	18
8.2 Operación, telecontrol y protecciones	19
8.2.1 Operación y regulación de tensión.....	19
8.2.2 Telemida y Telecontrol	19
8.2.3 Condiciones específicas para generadores.....	20
8.2.4 Transferencia entre líneas	20
8.2.5 Protecciones	21
8.3 Criterios de acceso a la red de consumidores y generadores	22
8.4 Requerimientos para el acceso a la red de consumidores	22
8.4.1 Previsión de cargas	23
8.4.2 Cálculo para determinar la carga total en la red	23
8.5 Requerimientos para el acceso a la red de generadores.....	24
8.5.1 Estudio en régimen transitorio	24
8.5.2 Capacidad de la red para acceso de un generador según la regulación	24
8.5.3 Restricciones de acceso temporales de un generador	25
ANEXO: Esquemas de conexión	

Preparado

Aprobado

- Criterio N-1: Con carácter general, las redes de distribución estarán diseñadas para poder continuar suministrando energía a todo el mercado (sin superar límites de PNG) y sin violar los límites que se especifican en el funcionamiento de la red en estado de emergencia, ante el fallo de uno de sus equipos de potencia (contingencia de línea o transformador), realizando las maniobras de operación necesarias.

La conexión de clientes y generadores se realizará según:

- Normas particulares que definen el detalle de la conexión y se encuentra recogidas en el [MT 2.00.03](#) “Normativa particular para instalaciones de clientes en AT” y el [MT 2.03.20](#) “Normas particulares para instalaciones de AT (hasta 30 kV) y BT”.

4 SUBESTACIONES

4.1 Configuración de subestaciones

Los esquemas y configuraciones normalizadas de subestaciones son los que se presentan a continuación.

Subestaciones transformadoras (STs) MAT/MAT.

ST MAT/MAT		400	220
Sistema MAT (REE informativo)	Embarrado	Interruptor y medio / Anillo	Doble Barra
	Aislamiento	GIS/Intemperie	GIS/Intemperie
	Nº máx. posiciones	xL+2T+EB	xL+2T+EB
	In / Icc	4.000 A / 50 kA	3.150 A / 50 kA
Sistema 132	Embarrado	Doble Barra	Doble Barra
	Aislamiento	Híbrido	Híbrido
	Nº máx. posiciones	6L/Trafo	4L/Trafo
	In / Icc	2.000 A / 40 kA	1.600 A / 40 kA
Nº máx. trafos		2	2
Potencia trafo (grupo conexión)		450 MVA (YNyn0) 300 MVA (YNyn0)	225 MVA (YNyn0)

Subestaciones transformadoras (STs) MAT/AT.

ST MAT/AT		220 A	132 A1	132 A2
Sistema MAT	Embarrado	Doble Barra	Doble Barra	Simple Barra Partida
	Aislamiento	GIS/Intemperie	Híbrido	Híbrido
	Nº máx. posiciones	xL+2T+EB	4L+2T+EB	2L+2T+PB
	Icc	50 kA	40 kA	31,5 kA
	In (barras / EB)	3.150 A	1.600 A	800 A
	In (L / T)	3.150 A	800 A	800 A
Sistema AT	Embarrado	Doble Barra	Doble Barra	Simple Barra Partida
	Aislamiento	Híbrido (66 kV) GIS (45 y 30 kV)	Híbrido (66 kV) GIS (45 y 30 kV)	Híbrido (66 kV) GIS (45 y 30 kV)
	Nº máx. posiciones	8L/Trafo	6L/Trafo	6L/Trafo
	Icc	25 kA (ver Nota 1)	25 kA (ver Nota 1)	25 kA (ver Nota 1)
	In (ver Nota 2)	66 kV: 1.250 A 45 y 30 kV: 1.600 A	66 kV: 1.250 A 45 y 30 kV: 1.600 A	1.250 A
Nº máx. trafos		2	2	2
Potencia máx trafo (grupo conexión)	66 kV	125 MVA (YNyn0)	80 MVA (YNyn0)	80 MVA (YNyn0)
	45 kV	100 MVA (YNyn0)	63 MVA (YNyn0)	63 MVA (YNyn0)
	30 kV	60 MVA (YNd11)	60 MVA (YNd11)	60 MVA (YNd11)

(Nota 1: en redes de 30 kV la Icc podrá ser de 25 o 31,5 kA en función de la necesidad a medio plazo en cada instalación.)

(Nota 2: en sistemas en celdas (45, 30 kV, y MT) las In indicadas son para las barras y posiciones de enlace y transformador. Otras posiciones pueden tener valores inferiores: normalmente 630 A para las posiciones de línea, 400 A para las de batería de condensadores y 200 A para las de Servicios Auxiliares.)

Las subestaciones MAT/AT estarán diseñadas para alojar un máximo de dos transformadores por el criterio básico de seguridad de no concentrar en la misma ubicación un porcentaje excesivo de la capacidad de transformación disponible en una zona. En el caso excepcional de ser ineludible la instalación de un transformador adicional, se justificará sólo por garantía ante fallo.

Subestaciones transformadoras (STs) MAT/MT.

ST MAT/MT		220 B	132 B	132 C
Sistema MAT	Embarrados	Doble Barra	Doble Barra	Simple Barra Partida
	Aislamientos	GIS/Intemperie	Híbrido	Híbrido
	Nº máx. posiciones	xL+3T+EB	4L+3T+EB	3L+3T+2PB
	Icc	50 kA	40 kA	31,5 kA
	In (barras / EB)	3.150 A	1.600 A	800 A
	In (L / T)	3.150 A	800 A	800 A
Sistema MT	Embarrado	Simple Barra en anillo	Simple Barra en anillo	Simple Barra en anillo
	Aislamiento	GIS	GIS	GIS
	Nº máx. posiciones	10/trafo (2 mod 5L/trafo)	8/trafo (2 mod 4L/trafo)	8/trafo (2 mod 4L/trafo)
	Icc	25 kA	25 kA	25 kA
	In (ver Nota)	13,8 kV: 1.600 A (trafo doble devanado) 15 kV: 2.000 A 20 kV: 1.600 A	13,8 kV: 2.000 A 15 y 20 kV: 1.600 A	13,8 kV: 2.000 A 15 y 20 kV: 1.600 A
Nº máx. trafos		3	3	3
Pot. Max. trafo (grupo conexión)	AT / 20 ó 15 kV	50 MVA (YNd11)	40 MVA (YNd11)	40 MVA (YNd11)
	AT / 13 kV	50 MVA (YNyn0d11 / YNd11)	40 MVA (YNyn0d11)	40 MVA (YNyn0d11)
Batería condensadores (justificación necesidad)		7,2 MVA _r / trafo	7,2 MVA _r / trafo	7,2 MVA _r / trafo

(Nota: en sistemas en celdas las In indicadas son para las barras y posiciones de partición, unión y transformador. Otras posiciones pueden tener valores inferiores: normalmente 630 A para las posiciones de línea, 400 A para las de batería de condensadores y 200 A para las de Servicios Auxiliares.)

Subestaciones de reparto (STRs) AT/MT.

		66/45/30 B	66 A	45 A	30 A
Sistema AT	Embarrado	Doble Barra	Simple Barra Partida	Simple Barra Partida	Simple Barra Partida
	Aislamiento	Híbrido (66 kV) GIS (45 y 30 kV)	Híbrido	GIS	GIS
	Nº máx. posiciones	4L+2T+EB	2L+2T+PB	2L+2T+PB	2L+2T+PB
	Icc	25 kA (ver Nota 1)	25 kA	25 kA	25 kA (ver Nota 1)
	In (Nota 2)	66 kV: 800 A 45 y 30 kV: 1.250 A	800 A	1.250 A	1.250 A
Sistema MT	Embarrado	Simple Barra partida	Simple Barra partida	Simple Barra partida	Simple Barra partida
	Aislamiento	GIS	GIS	GIS	GIS
	Nº máx. posiciones	6/Trafo (1 mod 6L/trafo)	6/Trafo (1 mod 6L/trafo)	6/Trafo (1 mod 6L/trafo)	6/Trafo (1 mod 6L/trafo)
	Icc	25 kA	25 kA	25 kA	25 kA
	In (Nota 2)	1.600 A	1.600 A	1.600 A	1.600 A
Nº máx. trafos		2	2	2	2
Potencia máx. trafo		25 MVA	25 MVA	25 MVA	25 MVA
Grupo conexión	AT / 20 ó 15 kV	YNd11	YNd11	YNd11	-
	AT / 13 kV	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11
Batería Condensadores (justificación necesidad)		3,6 MVar/trafo	3,6 MVar/trafo	3,6 MVar/trafo	3,6 MVar/trafo

		45 B	30 B
Sistema AT	Embarrado	Simple barra, transferencia	Simple barra, transferencia
	Aislamiento	GIS	GIS
	Nº máx. posiciones	2L+T (evolucionable a 2T)	2L+T (evolucionable a 2T)
	Icc	25 kA	20 kA
	In (Nota 2)	1.250 A	400 A
Sistema MT	Embarrado	Simple Barra	Simple Barra
	Aislamiento	GIS	GIS
	Nº máx. posiciones	4/Trafo (1 mod 4L, ampliable a un segundo módulo)	4/Trafo (1 mod 4L, ampliable a un segundo módulo)
	Icc	20 kA	20 kA
	In (Nota 2)	630 A	630 A
Nº máx. trafos		1 (ampliable a 2)	1 (ampliable a 2)
Potencia máx. trafo		12,5 MVA	12,5 MVA
Grupo conexión	AT / 20 ó 15 kV	YNd11	-
	AT / 13 kV	Dyn11	Dyn11
Batería Condensadores (justificación necesidad)		2,7 MVar/trafo	2,7 MVar/trafo

(Nota 1) en redes de 30 kV la Icc podrá ser de 25 o 31,5 kA en función de la necesidad a medio plazo en cada instalación.

(Nota 2: en sistemas en celdas las In indicadas son para las barras y posiciones de enlace, partición, Unión y transformador. Otras posiciones pueden tener valores inferiores

Subestaciones de seccionamiento.

		132 D	66 C	45 C	45 D
Sistema MAT o AT	Embarrado	Simple barra	Simple barra	Simple barra	Doble barra
	Aislamiento	Híbrido	Híbrido	GIS	GIS
	Nº posiciones (C: consumidor o generador)	2L+1C	2L+1C	2L+1C	4L+EB+1C
	Icc	31,5 kA	25 kA	25 kA	25 kA
	In	800 A	800 A	1.250 A	1.250 A

		30 C
Sistema MAT o AT	Embarrado	Simple barra
	Aislamiento	GIS
	Nº posiciones (C: consumidor o generador)	2L+1C
	I _{cc}	25 kA
	I _n	1.250 A

En los esquemas descritos se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- En el caso de subestaciones con varios niveles de tensión (MAT/AT/MT), la parte de media tensión se realizará según lo definido en la ST MAT/MT equivalente si se trata de una transformación MAT/MT, o la STR AT/MT equivalente si se trata de una transformación AT/MT.
- Las configuraciones de AT (de 132 a 30 kV) serán en simple barra partida para un alcance final de hasta 3L-3T. Si se requiere un alcance final mayor deberá justificarse junto con la necesidad de configuración de doble barra. En 220 kV los esquemas serán normalmente de doble barra o anillo, en función de lo definido por REE en cada caso.
- Las configuraciones de MT serán siempre de simple barra en anillo o partida. Los esquemas serán con partición y remonte longitudinal con interruptor entre cada 2 módulos.
- El funcionamiento de las subestaciones de SBP para su conexión a redes con dobles derivaciones (en H), se realizará a partir del control de la instalación, pero se dotarán todos los elementos en previsión de futuros cambios de configuración de la red.
- Los sistemas de 132 kV y 66 kV se realizarán con equipos híbridos (barra en intemperie, posiciones en apartamta híbrida en SF6) y los de 45 kV, 30 kV y MT con aislamiento GIS (aparamta blindada con aislamiento en SF6). Los sistemas 220 kV serán GIS o intemperie en función de lo definido por REE en cada caso.
- Los sistemas GIS en 66 kV y 132 kV se utilizarán de forma muy excepcional, únicamente en casos en los que no haya otra alternativa y no sea posible utilizar la opción preferente de equipos híbridos. Los sistemas GIS de 66 y 132 kV siempre se harán en doble barra.
- Las particiones de barras se realizarán con posición completa dotada de interruptor para garantizar la fiabilidad ante disparo de semibarra.
- Los grupos de conexión en todos los niveles de tensión deben permitir el acoplamiento de la red, aunque la explotación sea radial.
- Las baterías de condensadores (BC) se instalarán sólo en las instalaciones en las que se justifique su utilización y con la potencia necesaria.

La planificación y diseño de las instalaciones tendrá en cuenta los siguientes criterios:

- Modularidad. Las instalaciones deberán partir del alcance inicial mínimo para las necesidades previstas del suministro en cuanto a alimentación, número de posiciones, menor potencia de transformación normalizada y baterías de condensadores de menor potencia.

D.2 Proyectos tipo de lineas aprobados a la empresa distribuidora.



MT 2.21.64
Edición 03
Fecha : Julio, 2010

MANUAL TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN



PROYECTO TIPO

LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN

Simple circuito con conductor de cobre C-50



IBERDROLA

MT 2.21.64
Edición 03
Fecha : Julio, 2010

MANUAL TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN

PROYECTO TIPO
LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN
Simple circuito con conductor de cobre C-50
ÍNDICE

	Página
0	INTRODUCCIÓN 2
1	OBJETO 2
2	CAMPO DE APLICACIÓN 2
3	UTILIZACIÓN 2
4	REGLAMENTACIÓN 3
5	DISPOSICIONES OFICIALES 3
6	CARACTERÍSTICAS 3
6.1	Conductor..... 3
6.2	Aislamiento..... 4
6.3	Apoyos 4
6.4	Crucetas 4
6.5	Señalización de los apoyos 4
6.6	Numeración de apoyos..... 5
7	CALCULO DE CONDUCTORES 5
7.1	Cálculo eléctrico 5
7.2	Cálculo mecánico..... 12
8	NIVEL DE AISLAMIENTO Y FORMACIÓN DE CADENAS 18
8.1	Nivel de aislamiento, para zonas nivel polución muy fuerte (IV) 19
8.2	Formación de cadenas..... 20
9	DISTANCIAS DE SEGURIDAD..... 21
9.1	Distancia de los conductores al terreno 21
9.2	Distancias entre conductores..... 21
9.3	Distancia mínima entre los conductores y partes puestas a tierra 25
9.4	Prescripciones especiales 25
10	UTILIZACIÓN DE APOYOS 26
10.1	Clasificación de los apoyos..... 26
10.2	Características resistentes y dimensiones 26
10.3	Cálculo mecánico de apoyos y crucetas..... 32
11	CIMENTACIONES 41
12	TOMAS DE TIERRA 41
13	CÁLCULO INCLINACIÓN DE CADENAS..... 41
	ANEXO A. Documentación de cada proyecto..... 44
	ANEXO B. Tablas utilización de apoyos..... 49
	ANEXO C. Tablas de tendido 209
	ANEXO D. Planos 216
	ANEXO E. Cimentaciones para apoyos y puestas a tierra..... 236
	ANEXO F. Protección avifauna 249

Preparado

Aprobado



PROYECTO TIPO

LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN

Simple circuito con conductor de aluminio acero

47-AL1/8ST1A (LA 56)



PROYECTO TIPO
LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN
Simple circuito con conductor de aluminio acero 47-AL1/8ST1A (LA 56)

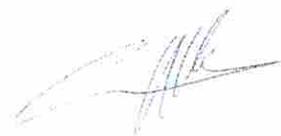
ÍNDICE

	Página
0 INTRODUCCIÓN	2
1 OBJETO	2
2 CAMPO DE APLICACIÓN	2
3 UTILIZACIÓN	2
4 REGLAMENTACIÓN	2
5 DISPOSICIONES OFICIALES.....	3
6 CARACTERÍSTICAS	3
6.1 Conductor.....	3
6.2 Aislamiento.....	4
6.3 Apoyos.....	4
6.4 Crucetas	4
6.5 Señalización de los apoyos	5
6.6 Numeración de apoyos.....	5
7 CALCULO DE CONDUCTORES	5
7.1 Cálculo eléctrico	5
7.2 Cálculo mecánico.....	13
8 NIVEL DE AISLAMIENTO Y FORMACIÓN DE CADENAS	18
8.1 Nivel de aislamiento, para zonas nivel polución medio (II)	19
8.2 Nivel de aislamiento, para zonas nivel polución muy fuerte (IV)	19
8.3 Formación de cadenas.....	19
9 DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	21
9.1 Distancia de los conductores al terreno	21
9.2 Distancias entre conductores.....	21
9.3 Distancia mínima entre los conductores y partes puestas a tierra.....	25
9.4 Prescripciones especiales.....	25
10 UTILIZACIÓN DE APOYOS.....	25
10.1 Clasificación de los apoyos.....	26
10.2 Características resistentes y dimensiones	26
10.3 Cálculo mecánico de apoyos y crucetas.....	32
11 CIMENTACIONES	42
12 TOMAS DE TIERRA	42
13 CÁLCULO INCLINACIÓN DE CADENAS.....	42
ANEXO A. Documentación de cada proyecto.....	45
ANEXO B. Tablas utilización de apoyos.....	50
ANEXO C. Tablas de tendido	137
ANEXO D. Planos	144
ANEXO E. Cimentaciones para apoyos y puestas a tierra.....	163
ANEXO F. Protección avifauna	176

Preparado



Aprobado






MT 2.21.66
Edición 03
Fecha : Julio, 2010

MANUAL TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN



PROYECTO TIPO

LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN

Simple circuito con conductor de aluminio acero

100-AL1/17-ST1A

PROYECTO TIPO
LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN
Simple circuito con conductor de aluminio acero 100-AL1/17-ST1A

ÍNDICE

	Página
0 INTRODUCCIÓN	2
1 OBJETO	2
2 CAMPO DE APLICACIÓN	2
3 UTILIZACIÓN	2
4 REGLAMENTACIÓN	2
5 DISPOSICIONES OFICIALES.....	3
6 CARACTERÍSTICAS	3
6.1 Conductor.....	3
6.2 Aislamiento.....	4
6.3 Apoyos.....	4
6.4 Crucetas	4
6.5 Señalización de los apoyos	5
6.6 Numeración de apoyos.....	5
7 CÁLCULO DE CONDUCTORES	5
7.1 Cálculo eléctrico	5
7.2 Cálculo mecánico.....	13
8 NIVEL DE AISLAMIENTO Y FORMACIÓN DE CADENAS	18
8.1 Nivel de aislamiento, para zonas nivel polución medio (II)	19
8.2 Nivel de aislamiento, para zonas nivel polución muy fuerte (IV)	19
8.3 Formación de cadenas.....	19
9 DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	21
9.1 Distancia de los conductores al terreno	21
9.2 Distancias entre conductores.....	21
9.3 Distancia mínima entre los conductores y partes puestas a tierra.....	25
9.4 Prescripciones especiales.....	25
10 UTILIZACIÓN DE APOYOS Y CRUCETAS	25
10.1 Clasificación de los apoyos.....	26
10.2 Características resistentes y dimensiones	26
10.3 Cálculo mecánico de apoyos y crucetas.....	32
11 CIMENTACIONES	40
12 TOMAS DE TIERRA	40
13 CÁLCULO INCLINACIÓN DE CADENAS.....	40
ANEXO A. Documentación de cada proyecto	42
ANEXO B. Tablas utilización de apoyos.....	47
ANEXO C. Tablas de tendido	107
ANEXO D. Planos.....	126
ANEXO E. Cimentaciones para apoyos y puestas a tierra.....	145
ANEXO F. Protección avifauna.....	158

Preparado



Aprobado




PROYECTO TIPO

LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN A 30kV

Doble circuito con conductor de aluminio-acero

LA 180 (147-AL1/34-ST1A)

PROYECTO TIPO - LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN A 30 kV
Doble circuito con conductor de aluminio acero LA 180 (147-AL1/34-ST1A)

ÍNDICE

	Página
0 INTRODUCCIÓN	2
1 OBJETO	2
2 CAMPO DE APLICACIÓN	2
3 UTILIZACIÓN	2
4 REGLAMENTACION	2
5 DISPOSICIONES OFICIALES.....	3
6 CARACTERÍSTICAS	3
6.1 Conductor	3
6.2 Aislamiento.....	4
6.3 Apoyos.....	4
6.4 Crucetas	4
6.5 Señalización de los apoyos	4
6.6 Numeración de apoyos.....	4
7 CALCULO DE CONDUCTORES	4
7.1 Cálculo eléctrico	5
7.2 Cálculo mecánico.....	12
8 NIVEL DE AISLAMIENTO Y FORMACIÓN DE CADENAS	16
8.1 Niveles de aislamiento, para zonas de nivel de polución medio (II).....	17
8.2 Niveles de aislamiento, para zonas de nivel de polución muy fuerte (IV).....	18
8.3 Formación de cadenas.....	18
9 DISTANCIAS DE SEGURIDAD	19
9.1 Distancia de los conductores al terreno.....	19
9.2 Distancias entre conductores.....	19
9.3 Distancia mínima entre los conductores y partes puestas a tierra.	37
9.4 Prescripciones especiales	37
10 UTILIZACIÓN DE APOYOS Y CRUCETAS	37
10.1 Clasificación de los apoyos.....	37
10.2 Características resistentes de las crucetas	41
10.3 Cargas permanentes	42
10.4 Apoyo de alineación o ángulo con cadenas de suspensión	45
10.5 Apoyo de alineación o ángulo con cadenas de amarre	47
10.6 Apoyos de anclaje.....	48
10.7 Apoyos de principio o final de línea	49
10.8 Apoyos de derivación. Hipótesis de cálculo	50
11 CIMENTACIONES.....	51
12 TOMAS DE TIERRA.....	51
13 CÁLCULO INCLINACIÓN DE CADENAS.	51
ANEXO A. Documentación de cada proyecto	55
ANEXO B. Gráficos utilización de apoyos	60
ANEXO C. Tablas de tendido	138
ANEXO D. Planos.....	151
ANEXO E. Cimentaciones para apoyos y puestas a tierra	162
ANEXO F. Protección avifauna	173

Preparado



Aprobado



PROYECTO TIPO

LINEA AEREA DE 30 kV

Doble circuito con conductor LA/LARL 175

y apoyos metálicos de celosía

PROYECTO TIPO LINEA AEREA DE 30 kV
Doble circuito con conductor LA/LARL 175
y apoyos metálicos de celosía

ÍNDICE

	Página
0 INTRODUCCIÓN.....	2
1 OBJETO	2
2 CAMPO DE APLICACIÓN	2
3 UTILIZACIÓN.....	2
4 REGLAMENTACIÓN	3
5 DISPOSICIONES OFICIALES	3
6 CARACTERÍSTICAS.....	3
6.1 Conductor	3
6.2 Aislamiento.....	4
6.3 Apoyos, crucetas y cimentaciones	4
6.4 Señalización de los apoyos	5
6.5 Numeración de apoyos	5
7 CALCULO DE CONDUCTORES.....	5
7.1 Cálculo eléctrico	5
7.2 Cálculo mecánico	13
8 NIVEL DE AISLAMIENTO Y FORMACIÓN DE CADENAS	18
8.1 Niveles de aislamiento, para zonas de nivel de polución medio (II)	19
8.2 Niveles de aislamiento, para zonas de nivel de polución muy fuerte (IV).....	19
8.3 Formación de cadenas	20
9 DISTANCIAS DE SEGURIDAD	21
9.1 Distancia de los conductores al terreno	21
9.2 Distancias entre conductores	22
9.3 Distancia mínima entre los conductores y partes puestas a tierra	33
9.4 Prescripciones especiales.....	33
10 UTILIZACIÓN DE APOYOS Y CRUCETAS	34
10.1 Clasificación de los apoyos	34
10.2 Cargas permanentes	38
10.3 Apoyo de alineación o ángulo con cadenas de suspensión.....	38
10.4 Apoyo de alineación o ángulo con cadenas de amarre	54
10.5 Apoyos de anclaje.....	79
10.6 Apoyos de principio o final de línea.....	80
10.7 Apoyos de derivación. Hipótesis de cálculo	81
11 CIMENTACIONES	82
11.1 Cimentaciones monobloque	82
11.2 Cimentaciones de macizos independientes.....	84
12 TOMAS DE TIERRA	88
13 CÁLCULO INCLINACIÓN DE CADENAS	88
ANEXO A. DOCUMENTACIÓN DE CADA PROYECTO	91
ANEXO B. TABLAS DE TENDIDO	96
ANEXO C. PLANOS	109
ANEXO D. CIMENTACIONES PARA APOYOS Y PUESTAS A TIERRA	113
ANEXO E. PROTECCIÓN DE LA AVIFAUNA.....	132
PRIMER COMPLEMENTO	140

Preparado

Aprobado



MT 2.21.69
Edición 03
Fecha: Julio, 2010

MANUAL TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN



PROYECTO TIPO

LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN

Simple circuito con conductores unipolares recubiertos
Tipos 56-AL3 (CCX-56-D) y 117-AL3 (CCX-110-D)

PROYECTO TIPO
LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN
Simple circuito con conductores unipolares recubiertos
Tipos 56-AL3 (CCX-56-D) y 117-AL3 (CCX-110-D)

ÍNDICE

	Página
0	INTRODUCCIÓN 2
1	OBJETO 2
2	CAMPO DE APLICACIÓN 2
3	UTILIZACIÓN 2
4	REGLAMENTACIÓN 3
5	DISPOSICIONES OFICIALES 3
6	CARACTERÍSTICAS 3
6.1	Conductor 3
6.2	Aislamiento 4
6.3	Apoyos 4
6.4	Crucetas 4
6.5	Señalización de los apoyos 4
6.6	Numeración de apoyos 5
7	CÁLCULO DE CONDUCTORES 5
7.1	Cálculo eléctrico 5
7.2	Cálculo mecánico 12
8	NIVEL DE AISLAMIENTO Y FORMACIÓN DE CADENAS 17
8.1	Nivel de polución medio (II) 18
8.2	Nivel de aislamiento, para zonas nivel polución muy fuerte (IV) 18
8.3	Formación de cadenas 19
9	DISTANCIAS DE SEGURIDAD 20
9.1	Distancia de los conductores al terreno 20
9.2	Distancias entre conductores 20
9.3	Distancia mínima entre los conductores y partes puestas a tierra 23
9.4	Prescripciones especiales 24
10	UTILIZACIÓN DE APOYOS 24
10.1	Clasificación de los apoyos 24
10.2	Características resistentes y dimensiones 25
10.3	Cálculo mecánico de apoyos y crucetas 30
11	CIMENTACIONES 41
12	TOMAS DE TIERRA 41
13	CÁLCULO INCLINACIÓN DE CADENAS 41
	ANEXO A. Documentación de cada proyecto 44
	ANEXO B. Tablas utilización de apoyos 49
	ANEXO C. Tablas de tendido 250
	ANEXO D. Planos 263
	ANEXO E. Cimentaciones para apoyos y puestas a tierra 282
	ANEXO F. Protección avifauna 295



PROYECTO TIPO DE
LINEA SUBTERRÁNEA DE AT HASTA 30 kV

PROYECTO TIPO DE LINEA SUBTERRÁNEA DE AT HASTA 30 kV

Índice	Página
1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN	2
2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	2
3 UTILIZACIÓN	2
4 REGLAMENTACIÓN	2
5 DISPOSICIONES OFICIALES.....	3
6 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	3
7 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES	3
7.1 Cables.....	4
8 INSTALACIÓN DE CABLES AISLADOS	6
8.1 Generalidades.....	6
8.2 Canalización entubada	7
8.3 En galerías.....	8
8.4 En atarjeas o canales revisables	10
8.5 En bandejas, soportes, palomillas o directamente sujetos a la pared	10
8.6 Al aire	11
8.7 En los fondos acuáticos. (Informativo)	11
8.8 Conversiones aéreo-subterráneas.....	11
8.9 Derivaciones	12
8.10 Ensayos eléctricos después de la instalación	13
8.11 Sistema de puesta a tierra.....	13
8.12 Planos de situación.....	13
8.13 Información sobre servicios	14
9 CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS	14
9.1 Cruzamientos	15
9.2 Proximidades y paralelismos	18
10 INTENSIDADES ADMISIBLES.....	20
10.1 Coeficientes de corrección de la intensidad admisible	20
10.2 Cables enterrados en zanja en el interior de tubos	22
10.3 Condiciones tipo en instalaciones al aire	23
10.4 Cables expuestos directamente al sol (título orientativo)	29
10.5 Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores.....	29
10.6 Intensidades de cortocircuito admisibles en las pantallas	31
11 PROTECCIONES.....	31
11.1 Protecciones contra sobreintensidades.....	31
11.2 Protecciones contra sobretensiones.....	32
12 ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD.....	32
13 SEGURIDAD Y PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES	33
14 CLAUSULA DE MODIFICACION DEL PROYECTO TIPO.....	33
Anexos.....	34

