



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

**TESIS DOCTORAL**

**PLANIFICACIÓN EFICIENTE DE REDES INTELIGENTES  
(SMART GRIDS) INCLUYENDO LA GESTIÓN ACTIVA DE LA  
DEMANDA: APLICACIÓN A ECUADOR**

**Autor:**

**Patricio Pesántez Sarmiento**

**Director:**

**Dr. Carlos Álvarez Bel**

**Valencia, mayo 2018**



## **AGRADECIMIENTOS**

Antes que nada, me gustaría agradecer a mi director, el Dr. Carlos Álvarez Bel, por su orientación, aliento y su contribución sustancial a la finalización de este trabajo.

Asimismo, deseo agradecer la contribución del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), por proporcionarme el marco apropiado para probar las técnicas desarrolladas en esta disertación.

Gracias también a mis colegas del Instituto de Ingeniería Energética de la Universidad Politécnica de Valencia, en particular a Javier Rodríguez, Manuel Alcázar y José Carbonell, por sus valiosos comentarios y asistencia.

Finalmente, me gustaría agradecer a mi familia y amigos por su apoyo y confianza.

## TABLA DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS .....	iii
TABLA DE CONTENIDOS .....	iv
LISTA DE FIGURAS.....	xiv
LISTA DE TABLAS.....	xx
RESUMEN.....	xxii
ABSTRACT.....	xxiv
RESUM.....	xxvi
CAPÍTULO 1 : INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Planificación de la distribución .....	3
1.3 Objetivo de la tesis .....	4
1.4 Contenido y estructura de la tesis .....	5
CAPÍTULO 2 : METODOLOGÍAS DE PLANIFICACIÓN DE REDES INTELIGENTES: ESTADO DEL ARTE .....	7
2.1 Introducción .....	7
2.2 Previsión de la demanda .....	9
2.2.1 Modelo Estadístico .....	9
2.2.1.1 Regresión Múltiple .....	9
2.2.1.2 Suavizado Exponencial .....	10
2.2.1.3 Los cuadrados mínimos reponderados iterativos.....	10
2.2.1.4 Auto Regresivo .....	10

2.2.1.5	<i>Promedio Móvil</i> .....	10
2.2.1.6	<i>Promedio Móvil Auto regresivo</i> .....	10
2.2.1.7	<i>Media móvil integrada regresiva automática</i> .....	11
2.2.2	Modelo basado en Inteligencia Artificial .....	11
2.2.2.1	<i>Red Neuronal Artificial</i> .....	11
2.2.2.2	<i>Sistema Experto</i> .....	11
2.2.2.3	<i>Lógica Difusa</i> .....	12
2.2.2.4	<i>Estudio Comparativo de las Técnicas de Pronóstico</i> .....	12
2.2.3	Previsión de la Demanda Espacial.....	13
2.2.4	Previsión de la Demanda en Alimentadores Residenciales .....	14
2.2.5	Previsión de la Demanda en presencia de Respuesta de la Demanda.....	16
2.2.6	Previsión de la Demanda a corto plazo para Alimentadores .....	17
2.2.7	Previsión de la Demanda a corto plazo usando datos de medidores inteligentes ...	19
2.2.8	Previsión de la Demanda en China.....	21
2.2.9	Previsión de la Demanda en Sri Lankan.....	22
2.3	Criterios para la planificación de la red .....	23
2.4	Supuestos para la planificación de la red .....	23
2.5	Modelos de planificación .....	24
2.5.1	Según las restricciones asociadas .....	24
2.5.2	Según la naturaleza de las variables .....	24
2.5.3	Según la naturaleza de la formulación.....	24
2.5.4	Según la certeza de las variables .....	25
2.5.5	Según las etapas de planificación.....	25
2.5.6	Según el número de objetivos considerado en la optimización .....	25
2.6	EVOLUCION DE LOS MODELOS DE PLANIFICACION .....	25
2.6.1	Modelos de planificación .....	26
2.6.1.1	<i>Algoritmos de optimización</i> .....	31
2.6.2	Progreso de la planificación y optimización de la generación distribuida .....	35
2.6.3	Esencia del análisis de series de tiempo .....	36
2.6.4	Algoritmos evolutivos de planificación de redes .....	37
2.7	Conclusiones del capítulo.....	38
CAPÍTULO 3 : DISEÑO DEL MODELO CONCEPTUAL PARA LA IMPLEMENTACION DE REDES INTELIGENTES .....		41

3.1	Introducción .....	41
3.2	Modelo conceptual según NIST [138] .....	42
3.2.1	Objetivos de la arquitectura de la red inteligente .....	43
3.2.2	Metodología de la arquitectura de las redes inteligentes .....	44
3.2.2.1	<i>Dominio del cliente</i> .....	47
3.2.2.2	<i>Dominio de Mercados</i> .....	49
3.2.2.3	<i>Dominio del proveedor de servicios</i> .....	51
3.2.2.4	<i>Dominio de operaciones</i> .....	52
3.2.2.5	<i>Dominio de Generación</i> .....	55
3.2.2.6	<i>Dominio de Transmisión</i> .....	56
3.2.2.7	<i>Dominio de la Distribución</i> .....	58
3.3	Agentes del mercado eléctrico .....	59
3.3.1	Introducción .....	59
3.3.2	Consumidores .....	60
3.3.3	Generadores .....	61
3.3.4	Plantas virtuales de generación (VPP) .....	63
3.3.5	Agregadores .....	65
3.3.6	Transportista .....	66
3.3.7	Distribuidor .....	67
3.3.8	Operador del sistema de transporte .....	68
3.3.9	Operador de distribución .....	69
3.3.10	Comercializador .....	70
3.3.11	Gestor de las transacciones Mayoristas .....	71
3.3.12	Modelo completo de mercado eléctrico minorista para Ecuador .....	72
3.4	Transacciones realizadas entre agentes del mercado .....	74
3.4.1	Transacciones entre el consumidor y otros agentes .....	74
3.4.1.1	<i>Servicios prestados por el consumidor</i> .....	74
3.4.1.2	<i>Servicios recibidos por el consumidor</i> .....	75
3.4.2	Transacciones entre el generador y otros agentes .....	76
3.4.2.1	<i>Servicios prestados por el generador</i> .....	76
3.4.2.2	<i>Servicios recibidos por el generador</i> .....	76
3.4.3	Transacciones entre la VPP y otros agentes .....	77
3.4.3.1	<i>Servicios prestados por la VPP</i> .....	77
3.4.3.2	<i>Servicios recibidos por la VPP</i> .....	77

---

3.4.4	Transacciones entre el agregador y otros agentes.....	78
3.4.4.1	<i>Servicios prestados por el agregador.....</i>	<i>78</i>
3.4.4.2	<i>Servicios recibidos por el agregador.....</i>	<i>79</i>
3.4.5	Transacciones entre el transportista y otros agentes.....	79
3.4.5.1	<i>Servicios prestados por el transportista.....</i>	<i>79</i>
3.4.5.2	<i>Servicios recibidos por el transportista.....</i>	<i>79</i>
3.4.6	Transacciones entre el distribuidor y otros agentes.....	80
3.4.6.1	<i>Servicios prestados por el distribuidor.....</i>	<i>80</i>
3.4.6.2	<i>Servicios recibidos por el distribuidor.....</i>	<i>80</i>
3.4.7	Transacciones entre el Operador del Sistema y otros agentes.....	81
3.4.7.1	<i>Servicios prestados por el Operador del Sistema.....</i>	<i>81</i>
3.4.7.2	<i>Servicios recibidos por el Operador del Sistema.....</i>	<i>81</i>
3.4.8	Transacciones entre el Operador de distribución y otros agentes.....	82
3.4.8.1	<i>Servicios prestados por el Operador de distribución.....</i>	<i>82</i>
3.4.8.2	<i>Servicios recibidos por el Operador de distribución.....</i>	<i>82</i>
3.4.9	Transacciones entre el comercializador y otros agentes.....	83
3.4.9.1	<i>Servicios prestados por el comercializador.....</i>	<i>83</i>
3.4.9.2	<i>Servicios recibidos por el comercializador.....</i>	<i>84</i>
3.4.10	Transacciones entre el Gestor de las Transacciones Mayoristas y otros agentes... 85	
3.4.10.1	<i>Servicios prestados por el Gestor de las Transacciones Mayoristas.....</i>	<i>85</i>
3.4.10.2	<i>Servicios recibidos por el Gestor de las Transacciones Mayoristas.....</i>	<i>85</i>
3.4.11	Modelo completo de transacciones en el mercado eléctrico minorista de Ecuador .	86
3.5	Conclusiones del capítulo.....	89
CAPÍTULO 4 : DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES.....		91
4.1	Introducción.....	91
4.2	Modelo de arquitectura de comunicaciones.....	92
4.2.1	Modelo conceptual del NIST.....	92
4.2.2	Modelo UIT-T.....	93
4.2.3	Modelo IEEE 2030.....	94
4.2.3.1	<i>Interfaces del sistema de potencia.....</i>	<i>96</i>
4.3	Diseño conceptual de Redes Inteligentes PROPUESTO.....	98
4.3.1	Red de área de Casa.....	98
4.3.2	Red de Área de Vecindad o Campo.....	98

---

4.3.3	Red de área amplia .....	99
4.3.4	Necesidades de Información de los Agentes.....	100
4.3.4.1	Operador de la distribución .....	101
4.3.4.2	Distribuidor.....	102
4.3.4.3	Plantas de generación virtual (“Virtual Power Plants” - VPP) .....	102
4.3.4.4	Agregadores .....	103
4.4	Arquitectura de comunicaciones .....	104
4.4.1	Infraestructura de comunicaciones propuesta .....	104
4.4.1.1	Red de Área Amplia.....	104
4.4.1.2	Red de Área de Vecindad o de Campo (NAN o FAN) .....	105
4.4.2	Gestión de Comunicaciones para Redes Inteligentes .....	107
4.4.3	Protocolos de Comunicación.....	111
4.4.3.1	Estándar de comunicación IEC 61850 .....	111
4.4.3.2	Estándar de comunicación IEC 60870-6/TASE.2 (ICCP) .....	112
4.4.3.3	Protocolo de comunicación “Respuesta de la Demanda” (OpenADR) .....	113
4.4.3.3.1	Configuraciones de implementación .....	117
4.4.3.3.2	Casos de uso del OpenADR [160].....	120
4.4.3.3.3	Aplicaciones actuales del Open ADR [160] .....	121
4.4.3.4	Protocolo de comunicación “Agregador del Vehículo Eléctrico” (OCPP).....	122
4.5	Arquitectura tecnologías de la información .....	125
4.5.1	Infraestructura tecnologías de la información en la distribución .....	126
4.5.2	Propuesta nuevos sistemas de información para redes inteligentes.....	128
4.6	Aplicación a Ecuador.....	129
4.6.1	Aplicación al vehículo eléctrico .....	132
4.6.1.1	Cargadores residenciales con comunicación .....	132
4.6.1.2	Puestos de recarga lenta.....	133
4.6.1.3	Puestos de recarga rápida .....	134
4.6.2	Aplicación a la Respuesta de la Demanda .....	135
4.6.2.1	Respuesta de la Demanda Residencial .....	136
4.6.2.2	Respuesta de la Demanda Comercial.....	138
4.6.2.3	Respuesta de la Demanda Industrial .....	139
4.7	Conclusiones del capítulo.....	140
CAPÍTULO 5 : PREVISIÓN DE LA DEMANDA EN REDES INTELIGENTES .....		143

---

5.1	Introducción .....	143
5.2	Descripción de la metodología .....	143
5.3	Diseño de escenarios para la previsión de la demanda .....	145
5.3.1	Definición de criterios de cuantificación de la integración de nuevos elementos ...	146
5.3.1.1	<i>Elementos de consumo</i> .....	146
5.3.1.2	<i>Elementos de generación</i> .....	146
5.3.1.3	<i>Definición del número de escenarios y su evolución temporal</i> .....	147
5.4	Obtención de Perfiles de consumidores en escenario base.....	148
5.4.1	Fase 1: Desagregación de la curva de demanda del alimentador o la zona .....	151
5.4.2	Fase 2: Asignación de perfiles a las cargas en el escenario base .....	155
5.5	Previsión del crecimiento del consumo en la zona .....	156
5.6	Impacto de los nuevos elementos de demanda.....	157
5.6.1	Obtención de CFS con mediciones disponibles.....	157
5.6.1.1	<i>Elaboración de la Curva Factor de Simultaneidad-Simulación de Montecarlo</i>	158
5.6.1.2	<i>Ajuste de la curva del factor de simultaneidad</i> .....	160
5.6.2	Obtención de CFS sin mediciones disponibles. Estudios de uso: vehículo eléctrico .....	161
5.6.3	Perfil del nuevo elemento de demanda.....	163
5.7	Impacto de los nuevos elementos de generación distribuida .....	163
5.7.1	Estimación de la potencia instalable .....	163
5.7.2	Perfil del nuevo elemento de generación distribuida .....	165
5.8	Implementación de estrategias para la gestión de la demanda .....	167
5.8.1	Descripción de programas de respuesta de la demanda.....	168
5.8.2	Estrategias a nivel de sistema (Time Of Use).....	169
5.8.3	Aplicación de TOU en pequeños consumidores .....	170
5.8.3.1	<i>Consumos agregados</i> .....	170
5.8.3.2	<i>Consumos de los nuevos elementos considerados</i> .....	171
5.8.4	Aplicación de TOU en clientes con registro horario .....	172
5.8.5	Estrategias a nivel de redes inteligentes.....	172
5.9	Cálculo curvas de demanda en puntos de conexión .....	174
5.9.1	Cálculo del estado de carga de la zona troncal .....	175
5.9.1.1	<i>Pequeños consumidores</i> .....	175

---

5.9.1.2	<i>Cientes con Registro Horario</i> .....	175
5.9.1.3	<i>Servicios con tarifa de alumbrado público</i> .....	175
5.9.2	<i>Cálculo del estado de carga de la zona ramificada</i> .....	175
5.9.2.1	<i>Pequeños consumidores</i> .....	176
5.9.2.2	<i>Cientes con registro horario</i> .....	178
5.9.2.3	<i>Servicios con tarifa de alumbrado público</i> .....	178
5.10	<i>Conclusiones del capítulo</i> .....	178
<b>CAPÍTULO 6 : METODOLOGIA DE PLANIFICACION EN REDES INTELIGENTES</b> .....		181
6.1	<i>Introducción</i> .....	181
6.2	<i>Planificación del sistema de distribución</i> .....	181
6.3	<i>Objetivos</i> .....	183
6.4	<i>Metodología de planificación de expansión/refuerzo</i> .....	183
6.4.1	<i>Descripción de la metodología</i> .....	183
6.4.2	<i>Datos de entrada al modelo</i> .....	184
6.4.3	<i>Descripción de las acciones de expansión/refuerzo consideradas</i> .....	186
6.4.4	<i>Procedimiento</i> .....	187
6.4.4.1	<i>Horizonte de planificación: Consideración de escenarios</i> .....	189
6.4.4.2	<i>Selección de estados de carga desfavorables</i> .....	191
6.4.4.3	<i>Análisis de flujos de carga de los distintos escenarios</i> .....	193
6.4.4.4	<i>Identificación de elementos a reforzar</i> .....	193
6.4.4.5	<i>Refuerzo a estado mínimo de cumplimiento de cargabilidad y tensiones</i> .....	193
6.4.4.6	<i>Desarrollo de acciones de expansión/refuerzo</i> .....	194
6.4.5	<i>Evaluación de costos</i> .....	196
6.4.5.1	<i>Costos de adquisición</i> .....	196
6.4.5.2	<i>Costos de puesta en obra</i> .....	196
6.4.5.3	<i>Costos de desmontaje de equipo</i> .....	197
6.4.5.4	<i>Costos de operación y mantenimiento</i> .....	197
6.4.5.5	<i>Costos de pérdidas técnicas de energía</i> .....	197
6.4.5.6	<i>Costos de fiabilidad [155]</i> .....	199
6.4.5.7	<i>Costos de depreciación</i> .....	201
6.4.5.8	<i>Actualización de valor de costo (VAN)</i> .....	202
6.4.5.9	<i>Evaluación de alternativas y toma de decisiones</i> .....	203
6.4.6	<i>Resultados</i> .....	204

---

6.5 Conclusiones del capítulo.....	204
<b>CAPÍTULO 7 : APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DE PLANIFICACION EN REDES INTELIGENTES.....</b>	<b>207</b>
7.1 Introducción .....	207
7.2 Aplicación del diseño conceptual a la zona del plan piloto: subestación Belo Horizonte-Guayaquil.....	208
7.2.1 Integración de recursos energéticos distribuidos.....	208
7.2.1.1 Sector Residencial.....	208
7.2.1.2 Sector Comercial .....	209
7.2.1.3 Sector Industrial.....	210
7.2.1.4 Otros recursos conectados a la red de distribución .....	210
7.2.2 Mecanismos de respuesta de la demanda .....	210
7.2.2.1 Sector Residencial.....	211
7.2.2.2 Sector Comercial .....	211
7.2.2.3 Sector Industrial.....	212
7.3 Cuantificación de los tres escenarios para el plan piloto de Guayaquil .....	213
7.3.1 Cocinas de inducción .....	214
7.3.2 Vehículos eléctricos.....	214
7.3.2.1 Escenario 1.....	214
7.3.2.1.1 Cuantificación de las características de las recargas de Vehículos Eléctricos .....	215
7.3.2.1.2 Cuantificación del número de instalaciones de puntos de recarga por tipos .....	217
7.3.2.1.3 Gestión y estrategias de las recargas (Tarifa supervalle).....	217
7.3.2.2 Escenario 2.....	217
7.3.2.2.1 Cuantificación de las características de las recargas de Vehículos Eléctricos .....	217
7.3.2.2.2 Cuantificación del número de instalaciones de puntos de recarga por tipos .....	218
7.3.2.2.3 Gestión y estrategias de las recargas (Tarifa supervalle).....	218
7.3.2.3 Escenario 3.....	218
7.3.2.3.1 Cuantificación de las características de las recargas de Vehículos Eléctricos .....	219
7.3.2.3.2 Cuantificación del número de instalaciones de puntos de recarga por tipos .....	219
7.3.2.3.3 Gestión y estrategias de las recargas (Tarifa supervalle).....	219

7.3.2.4	Conclusiones de los escenarios planteados en la zona de Guayaquil .....	219
7.3.3	Instalaciones fotovoltaicas .....	222
7.3.3.1	Edificios residenciales y pequeños comercios .....	223
7.3.3.2	Edificios comerciales .....	224
7.3.3.3	Industrias .....	225
7.4	Aplicación de la metodología de previsión de la demanda.....	225
7.4.1	Caracterización del consumo eléctrico en la zona piloto .....	226
7.4.1.1	Estacionalidad de la demanda de la zona.....	226
7.4.1.2	Clasificación de los clientes de la zona por tarifas eléctricas.....	229
7.4.1.3	Histograma del consumo residencial de la zona.....	231
7.4.2	Resultados de la previsión de la demanda en los escenarios .....	231
7.4.2.1	Perfiles de los consumidores en el escenario base .....	231
7.4.2.2	Previsión del crecimiento.....	233
7.4.2.3	Perfiles estocásticos de los nuevos elementos de demanda.....	234
7.4.2.4	Perfil de generación fotovoltaica distribuida .....	236
7.4.2.5	Modificación de los perfiles con tarifas TOU .....	237
7.4.2.6	Estimación de potencia gestionable con programas DR.....	239
7.4.2.7	Previsión de la curva de demanda de la zona piloto.....	240
7.4.2.7.1	Curva de carga para el día máximo .....	240
7.4.2.7.2	Evolución de carga anual del transformador de la zona .....	241
7.4.2.8	Previsión de la demanda máxima en los C.T. ....	242
7.5	Aplicación de metodología de planificación de expansión/refuerzo a las zonas del plan piloto .....	243
7.5.1	Comprobación del estado inicial de la red (Escenario Base) .....	243
7.5.2	Introducción de nuevos elementos en la red de distribución .....	244
7.5.3	Análisis de flujos de carga para los estados desfavorables en los distintos escenarios .....	246
7.5.4	Identificación de elementos a reforzar en cada escenario.....	247
7.5.4.1	Escenario 1. Resultados zona troncal.....	247
7.5.4.2	Escenario 1. Resultados zona ramificada .....	248
7.5.4.3	Escenario 2. Resultados zona troncal.....	249
7.5.4.4	Escenario 2. Resultados zona ramificada .....	249
7.5.4.5	Escenario 3. Resultados zona troncal.....	250
7.5.4.6	Escenario 3. Resultados zona ramificada .....	251
7.5.5	Selección de elementos a reforzar.....	251
7.5.6	Refuerzo a estado mínimo de cumplimiento de cargabilidad y tensiones.....	252

---

7.5.7	Análisis de mejora de la confiabilidad. Ubicación óptima de nuevos reconectores .....	253
7.5.7.1	<i>Puerto Azul</i> .....	254
7.5.7.2	<i>Resumen de mejoras de confiabilidad</i> .....	256
7.5.8	Evaluación económica de las alternativas de refuerzo .....	256
7.5.8.1	<i>Elemento 1</i> .....	256
7.5.8.2	<i>Elemento 2</i> .....	257
7.5.8.3	<i>Elemento 3</i> .....	257
7.5.8.4	<i>Elemento 4</i> .....	258
7.5.8.5	<i>Elemento 5</i> .....	258
7.5.8.6	<i>Elemento 6</i> .....	259
7.5.8.7	<i>Elemento 7</i> .....	259
7.5.8.8	<i>Resumen de la selección de alternativas</i> .....	260
7.5.9	Análisis de cargabilidad del transformador de la subestación .....	261
7.6	Conclusiones del capítulo .....	264
CAPÍTULO 8 : CONCLUSIONES .....		267
8.1	Conclusiones y contribuciones de la disertación .....	267
8.1.1	Identificación de necesidades .....	267
8.1.2	Desarrollo de una nueva metodología .....	268
8.1.3	Validación de la Metodología .....	268
8.2	Investigación futura .....	269
BIBLIOGRAFIA .....		271
ACRÓNIMOS .....		282

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.- Integración de sistemas.....	2
Figura 2. Interacción de roles en diferentes dominios de las redes inteligentes [138].....	46
Figura 3. Visión general del dominio del cliente [138]. ....	48
Figura 4. Visión general del dominio del mercado [138].....	49
Figura 5. Visión general del dominio del proveedor de servicio [138].....	51
Figura 6. Visión general del dominio de operaciones [138].....	53
Figura 7. Visión general del dominio de generación [138].....	55
Figura 8. Visión general del dominio de la transmisión [138]. ....	57
Figura 9. Visión general del dominio de distribución [138]. ....	58
Figura 10. Actividades de los consumidores .....	61
Figura 11. Actividades de los generadores reales.....	63
Figura 12. Actividades de los generadores virtuales .....	64
Figura 13. Actividades de los agregadores.....	66
Figura 14. Actividades del operador del sistema de transporte .....	68
Figura 15. Actividades del operador de distribución.....	69
Figura 16. Estructura Mercado Minorista. Actividades de los diferentes agentes.....	73
Figura 17. Transacciones realizadas en el mercado minorista .....	87
Figura 18. Matriz de relaciones entre los diferentes agentes del mercado eléctrico .....	88
Figura 19. Diagrama conceptual de referencia para Redes Inteligentes [140] .....	92
Figura 20. Arquitectura de referencia simplificada para Redes Inteligentes [142].....	94
Figura 21. Evolución de interoperabilidad de la red inteligente [144].....	95
Figura 22. IEEE 2030 PS-IAP [144].....	97
Figura 23. Esquema de relaciones con otros agentes/roles del operador de distribución	102
Figura 24. Esquema de relaciones con otros agentes/roles de las VPP. ....	103

---

Figura 25. Esquema de relaciones con otros agentes/roles de los agregadores .....	104
Figura 26. Arquitectura de comunicaciones de la WAN .....	105
Figura 27. Arquitectura de comunicaciones extremo a extremo .....	106
Figura 28. Propuesta de red de acceso AMI .....	107
Figura 29. Arquitectura de Comunicaciones de Redes Inteligentes.....	108
Figura 30. Relaciones entre VTN y VEN [159] .....	115
Figura 31. Evento modo PUSH (Fuente: OpenADR 2.0b Profile Specification) [159] .....	115
Figura 32. Evento modo PULL (Fuente: OpenADR 2.0b Profile Specification) [159] .....	116
Figura 33. Características principales señales de OpenADR [159] .....	116
Figura 34. Conexión residenciales y pequeños comerciales [160] .....	118
Figura 35. Conexión a residenciales y pequeños comerciales a través de un interfaz gráfico de usuario (GUI) en la nube [160].....	118
Figura 36. Conexión a residenciales y pequeños comerciales a través de un EMS [160]	119
Figura 37. Conexión directa a Industriales y Comerciales [160] .....	119
Figura 38. Modelo del agregador [160].....	120
Figura 39. Objetivo del OCPP [161].....	122
Figura 40. Elementos de un sistema de recarga [161].....	122
Figura 41. Ejemplo cálculo de costo transacciones [161].....	124
Figura 42. Ejemplo de “Smart charging (PWM)” con control local [161] .....	125
Figura 43. Modelo de Referencia de Interfaz IEC 61968-1 [162] .....	126
Figura 44. Estado actual implementación de sistemas en Centro de Datos Nacional.....	127
Figura 45. Arquitectura de Comunicaciones entre diferentes Agentes .....	131
Figura 46. Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) .....	132
Figura 47. Esquema de comunicaciones “Cargadores VE en residencial” .....	133
Figura 48. Esquema de comunicaciones “Puestos de carga lenta” .....	134
Figura 49. Esquema de comunicaciones “Puestos de carga rápida” .....	135
Figura 50. Niveles de implementación de la respuesta de la demanda (fuente: traducción propia - Lawrence Berkeley National Laboratory) [163] .....	136
Figura 51. Esquema de comunicaciones “Respuesta de la Demanda Residencial” .....	137

---

Figura 52. Esquema de comunicaciones “Respuesta de la Demanda Comercial” .....	138
Figura 53. Esquema de comunicaciones “Respuesta de la Demanda Industrial” .....	139
Figura 54. Etapas de la metodología .....	144
Figura 55. Diagrama de flujo del proceso de decisión de los escenarios .....	145
Figura 56. Organigrama con las agrupaciones de los grupos tarifarios .....	146
Figura 57. Perfil de demanda promedio residencial de una zona en Guayaquil .....	149
Figura 58. Fuentes de información de la metodología. ....	150
Figura 59. Diagrama del proceso de elaboración de la base de datos .....	151
Figura 60. Diagrama de flujo de la Fase 1 .....	152
Figura 61. CDPM y CDDmax de los alimentadores de la zona de Guayaquil .....	154
Figura 62. Diagrama de proceso de la Fase 2: Obtención de curva para pequeños consumidores. ....	155
Figura 63. Box an Whisker Plot de 79 consumidores de Quito .....	158
Figura 64. Histograma consumo agregado 20 cocinas a las 12:10 PM. 500 iteraciones. ....	159
Figura 65. Ajuste de la curva de factor de simultaneidad por uso de cocina de inducción con las simulaciones realizadas .....	160
Figura 66. Curva media de uso de la cocina de 79 consumidores en Quito .....	161
Figura 67. Curva media agregada por uso de vehículo eléctrico en Guayaquil .....	163
Figura 68. Perfiles de generación en valores por unidad en base a la Potencia nominal de la central Altgenotec: CNEL Santa Elena .....	166
Figura 69. Efecto de la max. y min. GD fotovoltaica esperables en C.T. tipo (10 clientes residenciales) en la zona de Guayaquil. Escenario 3 .....	166
Figura 70. Periodos tarifarios propuestos para la zona de concesión de Guayaquil. Días laborales-temporada alta .....	170
Figura 71. Curva de carga de pequeños consumidores con y sin TOU. Zona: Guayaquil, escenario 3. ....	171
Figura 72. Curva media de uso de VE con TOU. Zona Guayaquil-escenario 3 .....	171
Figura 73. Comparación de los periodos de la tarifa por periodos existente y la tarifa nueva propuesta .....	172
Figura 74. Curva de demanda con desagregación de cocina de inducción y vehículo eléctrico. Zona Guayaquil-escenario 3. Sin estrategias de gestión de la demanda .....	173

Figura 75. Curva de demanda con desagregación de cocina de inducción y vehículo eléctrico. Zona Guayaquil-escenario 3. Con estrategias de gestión de la demanda: TOU + Control Carga VE .....	173
Figura 76. Esquema de división zonal de redes de distribución .....	174
Figura 77. Distribución binomial B (40, 0,7). Área mayor del 95% de probabilidad.....	176
Figura 78. Etapas de la cadena del suministro eléctrico. Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 .....	182
Figura 79. Planificación de refuerzo.....	185
Figura 80. Cambios que implica la acción de introducción de nuevos C.T.....	187
Figura 81. Esquema de procesos metodología de planificación de expansión/refuerzo..	188
Figura 82. Esquema temporal de planificación.....	189
Figura 83. Ejemplo de esquema temporal de planificación .....	190
Figura 84. Esquema de división zonal de redes de distribución .....	192
Figura 85. Crecimiento del parque automotor [164] .....	215
Figura 86. Plano ubicación puntos de carga lenta pública en Guayaquil.....	222
Figura 87 Plano ubicación puntos de carga rápida en Guayaquil .....	222
Figura 88. Alimentadores de suministro eléctrico: zona piloto. ....	226
Figura 89. Evolución del consumo mensual de la zona piloto y grados día de refrigeración (Temperatura base) 15,5 C. ....	227
Figura 90. Curva de carga promedio del alimentador Belo Horizonte para los distintos días de la semana. Verano (E. Húmeda) 2015. ....	227
Figura 91. Curva de carga promedio del alimentador Puerto Azul para los distintos días de la semana. Verano (E. Húmeda) 2015.....	228
Figura 92. Curva de carga promedio del alimentador Bosques de la Costa para los distintos días de la semana. Verano (E. Húmeda) 2015.....	228
Figura 93. Histograma de consumo residencial en la zona 3.....	231
Figura 94. Curva de carga promedio - Mayo/2015 del alimentador desagregada en Con mediciones y Sin mediciones. Zona 3 -Alimentador Belo Horizonte. ....	232
Figura 95. Curva de carga promedio - Mayo/2015 del alimentador desagregada en Con mediciones y Sin mediciones. Zona 3 -Alimentador Puerto Azul. ....	232

Figura 96. Curva de carga promedio - Mayo/2015 del alimentador desagregada en Con mediciones y Sin mediciones. Zona 3 –Bosques de la costa.....	233
Figura 97. Crecimiento de la demanda base para cada escenario. Zona 3.....	233
Figura 98. Perfil estocástico promedio de uso del vehículo eléctrico para un usuario. Carga residencial sin TOU .....	235
Figura 99. Perfil estocástico promedio de uso del vehículo eléctrico para un usuario. Carga residencial con TOU .....	235
Figura 100. Perfil estocástico promedio de uso del vehículo eléctrico para un usuario. Carga en comercios. ....	236
Figura 101. Desagregación del consumo de la zona de Guayaquil con la introducción de los nuevos elementos de demanda. Escenario 3.....	236
Figura 102. Curva de generación en p.u. de la zona.....	237
Figura 103. Desagregación del consumo de la zona con la introducción de los nuevos elementos de demanda y generación distribuida. Escenario 3. ....	237
Figura 104. Períodos horarios definidos para el área de Guayaquil. Días laborales. Temporada Alta.....	238
Figura 105. Modificación del perfil residencial con cambio a Tarifa por periodos.....	238
Figura 106. Desagregación del consumo de la zona con la introducción de los nuevos elementos de demanda y generación distribuida e introducción de TOU. Escenario 3....	239
Figura 107. Curvas de demanda en la zona por escenario. Día de máxima demanda....	240
Figura 108. Evolución de la demanda anual. Normalización a la potencia nominal del transformador de la S/E de la zona (Sn 24 MVA). Escenario 1 .....	241
Figura 109. Cargabilidad de los C.T. del alimentador Belo Horizonte. Escenario 3 .....	242
Figura 110. Cargabilidad de los C.T. del alimentador Puerto Azul. Escenario 3. ....	242
Figura 111. Cargabilidad de los C.T. del alimentador Bosques de la Costa. Escenario 3.	243
Figura 112. Ubicación de nuevos elementos introducidos en la red de distribución (1)...	245
Figura 113. Ubicación de nuevos elementos introducidos en la red de distribución (2)...	245
Figura 114. Evolución con los escenarios de la demanda máxima de los alimentadores	247
Figura 115. Escenario 1. Estado de cargabilidad zona troncal .....	248
Figura 116. Escenario 1. Estado de cargabilidad zona ramificada .....	248
Figura 117. Escenario 2. Estado de tensiones zona troncal .....	249

Figura 118. Escenario 2. Estado de cargabilidad zona ramificada .....	249
Figura 119. Escenario 3. Estado de cargabilidad zona troncal .....	250
Figura 120. Escenario 3. Estado de tensiones zona troncal .....	250
Figura 121. Escenario 3. Estado de cargabilidad zona ramificada .....	251
Figura 122. Escenario 1 reforzado. Estado de cargabilidad zona troncal.....	252
Figura 123. Escenario 1 reforzado. Estado de tensiones zona troncal.....	252
Figura 124. Ubicación óptima de reconectores (N <sup>o</sup> =4). Puerto Azul.....	255
Figura 125. Curva monótona del transformador de la subestación de Belo Horizonte.....	262
Figura 126. Detalle cargabilidad del transformador de la subestación 'Belo Horizonte' ...	262
Figura 127. Gestión de la demanda en escenario 2 para transformador de subestación	263
Figura 128. Gestión de la demanda en escenario 3 para transformador de subestación	264

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Evolución de los modelos de planificación (1).....	27
Tabla 2. Evolución de los modelos de planificación (2).....	28
Tabla 3. Evolución de los modelos de planificación (3).....	29
Tabla 4. Evolución de los modelos de planificación (4).....	30
Tabla 5. Abreviaturas .....	31
Tabla 6. Dominios y Roles/Servicios en Modelo Conceptual de Redes Inteligentes [138]..	44
Tabla 7. Categorías de Aplicaciones Típicas en el Dominio del Cliente [138].....	48
Tabla 8. Aplicaciones Típicas en el Dominio de los Mercados [138] .....	50
Tabla 9. Aplicaciones Típicas en el Dominio del Proveedor de Servicios [138].....	52
Tabla 10. Aplicaciones Típicas en el Dominio de las Operaciones [138].....	53
Tabla 11. Aplicaciones Típicas en el Dominio de la Generación [138] .....	56
Tabla 12. Aplicaciones Típicas en el Dominio de la Transmisión [138] .....	58
Tabla 13. Aplicaciones Típicas en el Dominio de la Distribución [138].....	59
Tabla 14. Interfaces PS-IAP .....	96
Tabla 15. Sistemas en etapa de planificación, adquisición y despliegue.....	127
Tabla 16. Escenarios propuestos para la previsión de la demanda en Guayaquil .....	147
Tabla 17. Información con el patrón de carga doméstica de vehículo eléctrico.....	162
Tabla 18. Acrónimos utilizados en la metodología de previsión de la demanda .....	177
Tabla 19. Costo de implementación de una alternativa de mejora .....	203
Tabla 20. Flujo de caja y actualización de costos de cada alternativa.....	203
Tabla 21. Comparación de alternativas y selección .....	204
Tabla 22. Resumen de escenarios para la Zona (Guayaquil) .....	212
Tabla 23. Número de cocinas de inducción por escenario en la zona de Guayaquil .....	214
Tabla 24. Conclusiones de los escenarios planteados en la zona piloto de Guayaquil para carga lenta residencial (autos eléctricos).....	220

Tabla 25. Conclusiones de los escenarios planteados en la zona de Guayaquil para carga lenta comercial e industrial (laborales).....	221
Tabla 26. Puntos de recarga a instalar en zona de Guayaquil por escenario.....	221
Tabla 27. Datos generales de potencia a instalar en tejados de clientes residenciales ...	224
Tabla 28. Datos generales de la potencia a instalar en clientes comerciales.....	224
Tabla 29. Datos generales de la potencia a instalar en clientes industriales.....	225
Tabla 30. Características de los clientes del alimentador Belo Horizonte .....	229
Tabla 31. Características de los clientes del alimentador Puerto Azul.....	230
Tabla 32. Características de los clientes del alimentador Bosques de la costa.....	230
Tabla 33. Conclusiones de los escenarios planteados en la zona Guayaquil para carga lenta residencial (autos eléctricos).....	234
Tabla 34. Datos de potencia gestionable en cada escenario.....	240
Tabla 35. Codificación de colores por niveles de cargabilidad y tensiones. ....	244
Tabla 36. Evolución con los escenarios de la demanda máxima de los alimentadores. ...	246
Tabla 37. Resultados ubicación óptima de reconectores. Puerto Azul. ....	255
Tabla 38. Viabilidad económica de instalación de reconectores. Puerto Azul.....	255
Tabla 39. Resultados ubicación óptima de reconectores a instalar. ....	256
Tabla 40. Alternativas de refuerzo al elemento 1. ....	257
Tabla 41. Alternativas de refuerzo al elemento 2. ....	257
Tabla 42. Alternativas de refuerzo al elemento 3. ....	258
Tabla 43. Alternativas de refuerzo al elemento 4. ....	258
Tabla 44. Alternativas de refuerzo al elemento 4. ....	259
Tabla 45. Alternativas de refuerzo al elemento 6. ....	259
Tabla 46. Alternativas de refuerzo al elemento 7. ....	260
Tabla 47. Selección de alternativas óptimas a cada elemento a reforzar.....	260
Tabla 48. Transformadores reutilizados en planificación. ....	261
Tabla 49. Transformadores retirados en planificación.....	261

## RESUMEN

En los últimos años la función de la planificación de la distribución se ha venido haciéndose más compleja como consecuencia de la elevada integración de recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) en los escenarios a considerar, principalmente de generación distribuida (DG, por sus siglas en inglés), almacenamiento de energía distribuido y gestión de la demanda (DR; por sus siglas en inglés). Esta situación se ha acentuado con la aparición de nuevos elementos de consumo como el vehículo eléctrico, que podrían causar un impacto elevado en las redes de distribución si no se gestionan adecuadamente. Esta tesis presenta un enfoque innovador hacia una planificación dinámica en la cual se integra la gestión, la capacidad y el control de los recursos energéticos distribuidos con objeto de proporcionar soluciones de planificación óptimas que permitan la consecución de ahorros significativos en los costos asociados.

En primer lugar, se describe detalladamente la evolución y situación actual de la previsión de la demanda y de las metodologías de planificación basadas en redes inteligentes que se ha encontrado en la literatura. De la realización de este estudio, se puede concluir que hay numerosos modelos de previsión de la demanda y de planificación, así como diferentes formas de resolverlos, pero todos tienen un denominador en común, ya que en ninguno de estos estudios se ha planteado en profundidad la planificación considerando la generación distribuida a nivel de consumidores, la gestión de la demanda y la introducción masiva de nuevas cargas de consumo como el vehículo eléctrico o cocinas de inducción.

Se ha podido observar que la planificación de la red eléctrica ha evolucionado desde un ambiente determinístico centralizado hacia una red estocástica o aleatoria distribuida. En orden a mantener los objetivos de una red inteligente, se requiere capturar este comportamiento estocástico a través de una nueva metodología de planificación, es por este motivo por el cual en este estudio se ha considerado un modelo probabilístico con objeto de estimar el comportamiento del consumo de los citados nuevos elementos (vehículo eléctrico y cocinas de inducción), teniendo en cuenta los hábitos de uso de los consumidores para obtener el comportamiento del factor de simultaneidad.

En la planificación se define un tiempo horizonte, el cual se divide en distintos periodos por medio de escenarios. Una vez que se haya realizado el análisis de la red a cada uno de los escenarios planteados, se tendrán los elementos necesarios a reforzar para el funcionamiento adecuado de la red, y en qué momento es necesario llevar a cabo el refuerzo. Con este esquema temporal lo que se propone es la realización iterativa del proceso de planificación. Es decir, se evalúan las mejoras a realizar durante el primer periodo de implantación considerando las necesidades previstas en el escenario final y se evalúan los costos de cada una de las alternativas para tomar decisiones en función de la minimización de estos costos.

Como resultado esta tesis propone el desarrollo de un nuevo modelo de planificación donde se consideren todos estos componentes activos partiendo del diseño de un modelo conceptual, e incluyendo el diseño de la red de comunicaciones y de las tecnologías de la información que darán soporte a este modelo basado en redes inteligentes para lograr los

mejores beneficios. Esta metodología consiste en la integración de todos estos elementos y la posibilidad de gestión que ofrece el nuevo concepto de redes inteligentes, satisfaciendo el crecimiento de la demanda con los nuevos consumos durante el tiempo planificado, determinando las acciones futuras y las inversiones asociadas para poder alcanzar unos niveles de servicio a nivel de consumidor adecuados.

Finalmente, este modelo de Planificación Eficiente de Redes Inteligentes que incluye las potenciales mejoras introducidas gracias a la Gestión Activa de la Demanda, fue aplicado a una zona determinada dentro del área metropolitana de Guayaquil (Ecuador). Esta área está principalmente compuesta de consumidores residenciales y comerciales, y presenta unas necesidades de aire acondicionado elevadas, lo que caracteriza fundamentalmente el comportamiento de la demanda eléctrica de dicha zona. Como resultado de esta aplicación, se ha podido comprobar que mediante la utilización de los programas de respuesta de la demanda se podrían reducir los costos de inversión a mediano plazo.

## ABSTRACT

In recent years, the distribution planning activity has become more complex because of the high integration of distributed energy resources (DER) in the considered scenarios, mainly distributed generation (DG), distributed energy storage and demand response (DR). The arising of new consumption elements such as the electric vehicle, which could produce a high impact on the distribution networks if it not properly managed, has highlighted this situation. This doctoral dissertation presents an innovative approach focused on the dynamic planning of the power grid, where the management, capacity and control of distributed energy resources is integrated in order to provide optimal planning solutions, which would provide significant savings in the associated costs.

In first place, the evolution and current situation of demand forecasting and planning methodologies based on smart grids that available in the literature are described in detail. As a result, it can be concluded that there are numerous models of demand forecasting and planning, as well as different ways of solving the. However, the planning considering the distributed generation at the consumer level, the demand side management or the massive introduction of new loads of consumption such as electric vehicles or induction cookers have not been considered in depth in any of these studies.

It has been observed that the planning of electrical networks has evolved from a centralized and deterministic environment to a distributed stochastic or random network. In order to maintain the objectives of a smart grid, it is necessary to capture this stochastic behavior through a new planning methodology. This is why in this study, a probabilistic model has been considered in order to estimate the consumption behavior of the aforementioned new elements (electric vehicles and induction cookers), taking into account consumers' habits in order to obtain the simultaneity factors.

In planning, a time horizon is defined, which is divided into different periods by means of scenarios. Once the analysis of the network has been carried out for each of the proposed scenarios, the necessary elements to be reinforced for the proper working of the network would be identified, as well as the moment at which it is necessary to carry out the reinforcement. With this temporary scheme, the iterative realization of the planning process is proposed. In other words: the improvements to be made during the first implementation period are evaluated considering the anticipated needs in the final scenario, while the costs of each of the alternatives are evaluated so as to make decisions based on the minimization of these costs.

As a result, this dissertation proposes the development of a new planning model where all these active components are considered, starting from the development of a conceptual model and including the design of the communications network and the information technologies that will support this model based on smart grids to achieve the best benefits. This methodology includes the integration of all these elements and the possibility of management offered by the new concept of smart grids, satisfying the growth of demand with new consumptions during the planned time, determining the future actions and the required investments for reaching adequate levels of service at the consumer level.

In order to prove the effectiveness of the proposed model of Efficient Planning of Smart Grids, that includes the potential improvements introduced thanks to the Active Management of Demand, it has been applied to a specific zone located within the metropolitan area of Guayaquil (Ecuador). This area is mainly composed of residential and commercial consumers, and it has high air conditioning needs, which fundamentally characterizes the behavior of the electricity demand there. As a result of this application, it has been possible to verify that using the demand response programs could reduce investment costs in the medium term.

## RESUM

En els últims anys la funció de la planificació de la distribució ha vingut fent-se més complexa com a conseqüència de l'elevada integració de recursos energètics distribuïts (DER, per les sigles en anglès) en els escenaris a considerar, principalment de generació distribuïda (DG, per les sigles en anglès), emmagatzemament d'energia distribuïda i gestió de la demanda (DR; per les sigles en anglès). Aquesta situació s'ha accentuat amb l'aparició de nous elements de consum com el vehicle elèctric, que podrien causar un impacte elevat en les xarxes de distribució si no es gestionen adequadament. Aquesta tesi presenta un enfocament innovador cap a una planificació dinàmica en la qual s'integra la gestió, la capacitat i el control dels recursos energètics distribuïts a fi de proporcionar solucions de planificació òptimes que permeten la consecució d'estalvis significatius en els costos associats.

En primer lloc, es descriu detalladament l'evolució i situació actual de la previsió de la demanda i de les metodologies de planificació basades en xarxes intel·ligents que s'ha trobat en la literatura. De la realització d'aquest estudi, es pot concloure que hi ha nombrosos models de previsió de la demanda i de planificació, així com diferents formes de resoldre'ls, però tots tenen un denominador en comú, ja que en cap d'estos estudis s'ha plantejat en profunditat la planificació considerant la generació distribuïda a nivell de consumidors, la gestió de la demanda i la introducció massiva de noves càrregues de consum com el vehicle elèctric o cuines d'inducció.

S'ha pogut observar que la planificació de la xarxa elèctrica ha evolucionat des d'un ambient determinístic centralitzat cap a una xarxa estocàstica o aleatòria distribuïda. Amb vista a mantindre els objectius d'una xarxa intel·ligent, es requereix capturar aquest comportament estocàstic a través d'una nova metodologia de planificació, és per aquest motiu pel qual en aquest estudi s'ha considerat un model probabilístic a fi d'estimar el comportament del consum dels citats nous elements (vehicle elèctric i cuines d'inducció), tenint en compte els hàbits d'ús dels consumidors per a obtindre el comportament del factor de simultaneïtat.

En la planificació es defineix un horitzó temporal, el qual es divideix en distints períodes per mitjà d'escenaris. Una vegada que s'haja realitzat l'anàlisi de la xarxa a cada un dels escenaris plantejats, es tindran els elements necessaris a reforçar per al funcionament adequat de la xarxa, i en quin moment és necessari dur a terme el reforç. Amb aquest esquema temporal el que es proposa és la realització iterativa del procés de planificació. És a dir, s'avaluen les millores a realitzar durant el primer període d'implantació considerant les necessitats previstes en l'escenari final i s'avaluen els costos de cada una de les alternatives per prendre decisions en funció de la minimització d'aquests costos.

Com a resultat aquesta tesi proposa el desenvolupament d'un nou model de planificació on es consideren tots aquests components actius partint del disseny d'un model conceptual, i incloent el disseny de la xarxa de comunicacions i de les tecnologies de la informació que donaran suport a aquest model basat en xarxes intel·ligents per a aconseguir els millors beneficis. Aquesta metodologia consisteix en la integració de tots aquests

elements i la possibilitat de gestió que ofereix el nou concepte de xarxes intel·ligents, satisfent el creixement de la demanda amb els nous consums durant el temps planificat, determinant les accions futures i les inversions associades per a poder aconseguir uns nivells de servei a nivell de consumidor adequats.

Finalment, aquest model de Planificació Eficient de Xarxes Intel·ligents que inclou les potencials millores introduïdes gràcies a la Gestió Activa de la Demanda, va ser aplicat a una zona determinada dins de l'àrea metropolitana de Guayaquil (Equador). Aquesta àrea està principalment composta per consumidors residencials i comercials, i presenta unes necessitats d'aire condicionat elevades, la qual cosa caracteritza fonamentalment el comportament de la demanda elèctrica de aquesta zona. Com a resultat d'aquesta aplicació, s'ha pogut comprovar que per mitjà de la utilització dels programes de resposta de la demanda es podrien reduir els costos d'inversió a mitjà termini.



# CAPÍTULO 1 : INTRODUCCIÓN

## 1.1 Antecedentes

La energía eléctrica es importante para mantener e impulsar la economía mejorando el estándar de vida de su población. Lo anterior impone la necesidad de un suministro del fluido eléctrico con un nivel de seguridad muy alto y su entrega con calidad a precios razonables. Por otra parte, el sector eléctrico tiene responsabilidades, con la sociedad y con el medio ambiente, para contribuir en la construcción de un entorno sostenible, que implica que hoy se puedan utilizar los recursos energéticos, pero garantizando el mismo derecho a las generaciones futuras.

En la situación actual el sector eléctrico en varios países afronta retos importantes que incluyen:

- Mantenimiento de una infraestructura que se acerca al final de su vida útil para varios de sus activos,
- Integración de nuevas tecnologías en el ámbito de:
  - la generación con fuentes renovables (eólica y solar principalmente),
  - el transporte, por ejemplo, los sistemas flexibles de transporte, (FACTs, por sus siglas en inglés),
  - la distribución donde ya es práctica común la instalación de sistemas para la gestión automática de determinados procesos,
  - el consumidor final, donde ya existe un elevado grado de implantación de infraestructura para la medición y control básico.
- Mayor atención y participación de los consumidores de electricidad.

Los desafíos anteriores corresponden también a oportunidades de progreso del sector para modernizar el sistema y mejorar las características de desempeño de las redes eléctricas, en términos de flexibilidad para afrontar mejor los cambios climáticos y considerar los aspectos cambiantes tanto en el lado de la generación como en el lado de la demanda. Estos desafíos inciden de forma especialmente intensa en los sistemas de distribución de energía eléctrica

La adopción de energía renovable sobre todo en el largo plazo es inevitable, la eficiencia en el uso final y en toda la cadena del suministro será un imperativo, el impacto de usos no- convencionales tales como de vehículos eléctricos será sustancial, los electrodomésticos eficientes estarán integrados a redes domésticas inteligentes, etc. Todos estos aspectos están ocurriendo, algunos de ellos muy recientemente, pero en gran número y en forma simultánea, lo cual hace necesario, una nueva concepción del sistema eléctrico.

En esa transformación del sector eléctrico, el común denominador de las soluciones que se están concibiendo y desarrollando hoy en día, es el uso masivo de comunicaciones

y de tecnologías de información para monitorear y controlar las redes bajo el concepto de “Smart Grids” o Redes Inteligentes. Por consiguiente, la convergencia entre el sector eléctrico y de comunicaciones en una “internet eléctrica” es uno de los pilares de las redes inteligentes. La **Figura 1** presenta en forma gráfica la convergencia de estas dos plataformas.



**Figura 1.- Integración de sistemas<sup>1</sup>**

Como se puede observar, aparecen nuevos elementos que se adicionan a los componentes tradicionales que hacen parte de las redes actuales de distribución, los cuales incluyen:

- **Generación Renovable** que puede ser concentrada, localizada lejos de la carga (por ejemplo: parques eólicos) o distribuida y localizada en las instalaciones del consumidor (por ejemplo: solar fotovoltaica).
- **Sensores de la red:** que comprenden una gran variedad de elementos que detectan el estado de la red eléctrica y sus condiciones operativas: que van desde las variables tradicionales medidas (tensiones y corrientes) pero en forma de medición fasorial sincronizada hasta variables climatológicas.

---

1

<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000003002004652>

- **Automatización de la red:** que considera todos los elementos que permiten realizar diversas funciones, tales como reconfiguración de las redes eléctricas de acuerdo con condiciones operativas o de falla de la red.
- **Almacenamiento de energía:** consistente en dispositivos que permiten almacenar energía en cantidades apreciables para devolverla a la red cuando sea necesario (por ejemplo: en caso de falla de la red principal).
- **Consumidores activos:** dotados de elementos de medición prácticamente en tiempo real bidireccionales que informan, tanto al consumidor como a la empresa, las condiciones del servicio y del uso de la energía. El punto de enlace hace parte de lo que se denomina normalmente la infraestructura de medición inteligente (AMI, por sus siglas en inglés).

Los elementos anteriores, se pueden conectar en diferentes niveles de tensión y lo que es más impactante, hacen que el flujo de energía pueda ser bidireccional desde o hacia el usuario final. Esto crea un conjunto mucho más dinámico de redes de distribución.

## 1.2 Planificación de la distribución

Podemos ver que la red eléctrica se está moviendo de un ambiente determinístico centralizado a una red estocástica o aleatoria distribuida. En orden a mantener los objetivos de una red inteligente o moderna se requiere capturar este comportamiento estocástico o aleatorio a través de una nueva planificación de la distribución.

La planificación de la distribución de energía eléctrica, tiene como objetivo principal diseñar el sistema de distribución para satisfacer oportunamente el crecimiento de la demanda de la manera más económica, confiable y segura. Esto no es sencillo, debido a la gran extensión del sistema de distribución de energía, así como al hecho de que este sistema es responsable de la mayoría de las pérdidas de energía eléctrica y la mayoría de las interrupciones debidas a fallas. En general, la planificación tradicional consiste en encontrar la solución más económica (función objetivo única) con la ubicación óptima y el tamaño (capacidad) de futuras subestaciones y / o alimentadores para satisfacer la demanda futura. El objetivo de la planificación tradicional es la minimización de una función de costo económico (el costo de inversión para agregar, reforzar o reemplazar subestaciones y / o alimentadores, más el costo de la pérdida de energía), sujeto a un conjunto de limitaciones técnicas y operacionales.

En los últimos años la función de planificación de la distribución se complica aún más por la alta penetración de las tecnologías de recursos de energía distribuidos (DER, por sus siglas en inglés), vehículos eléctricos, cocinas de inducción y la participación de los consumidores en forma de demanda activa, impulsada por las políticas nacionales y regionales en todo el mundo. Esta es la noción básica de la red de distribución activa que incorpora los DER, la demanda activa, la automatización, la comunicación y la medición avanzada en su planificación operativa lo que impone la necesidad de nuevos modelos de planificación.

Ahora se reconoce ampliamente que aprovechando la capacidad y control de los recursos de energía distribuidos se puede proporcionar soluciones de planificación óptimas con ahorros de costos significativos. Por ejemplo, la colocación óptima de generación distribuida (DG, por sus siglas en inglés) en los sistemas existentes de distribución de

energía ya ha atraído el interés de los esfuerzos de investigación significativos [1] en los últimos veinte años, con el primer trabajo publicado en 1994.

De las investigaciones realizadas se puede observar que desde el 2005 ya se desarrollaron modelos de planificación donde se considera un componente activo de la red como: Interruptores automáticos [2], integración de generación distribuida [3]-[4]-[5]-[6], control de DER [7]-[8]-[9], integración de vehículos eléctricos [10]-[11], integración de DG más respuesta de la demanda (DR, por sus siglas en inglés) [12], entre otros.

Así mismo va a ser importante para la planificación de distribución de redes inteligentes que la red de comunicaciones deba ser concebida como soporte para la red eléctrica y así mejorar su operación, seguridad y confiabilidad. Entonces en la planificación no se debe omitir la inclusión de la red de comunicaciones en sus diseños de la red eléctrica para no dejar pasar áreas de oportunidad. La planificación debe ser capaz de identificar la funcionalidad básica y la aplicación de los distintos tipos y esquemas de comunicaciones, como ancho de banda, latencia, entre otros.

Bajo este nuevo escenario se ha podido comprobar que hay numerosos modelos de planificación y diferentes formas de resolverlos. Lo que no se ha tratado en profundidad es el tema de la planificación conjuntamente con la generación distribuida a nivel de consumidores, gestión de la demanda y la incorporación de nuevas cargas como vehículos eléctricos y cocinas de inducción. Por lo que en esta tesis se propone el desarrollo de un nuevo modelo de planificación donde se consideren todos estos componentes activos incluyendo el diseño de la red de comunicaciones y de las tecnologías de la información que dará el soporte y permitirá la inteligencia de la red eléctrica para lograr los mejores beneficios.

### **1.3 Objetivo de la tesis**

El objetivo principal de esta tesis será presentar una metodología de planificación para la expansión de las redes de distribución eléctrica primaria y secundaria para el corto, mediano y largo plazo, en concordancia con los objetivos y metas de las redes inteligentes. Para ello, hay que considerar la incorporación de generación distribuida, respuesta de la demanda, vehículos eléctricos, cocinas de inducción y la influencia de la red de comunicaciones. En definitiva, se va a tener en cuenta, aparte del sistema propio de la distribución de energía eléctrica a todos los consumidores, el sistema de automatización de la distribución y las tecnologías de la información con la finalidad de mejorar la confiabilidad, la calidad del servicio, eficiencia operacional, tener un menor impacto ambiental y una participación activa de los clientes. Los objetivos específicos que se plantean son los siguientes:

- Desarrollar un modelo de agentes e interacciones para la implementación de las redes inteligentes, de tal forma que se recojan las necesidades de comunicaciones e información de los diferentes agentes involucrados en base a un diseño conceptual, de tal forma que nos permita plantear una arquitectura de comunicaciones basada fundamentalmente en la Automatización de la Distribución (DA, por sus siglas en inglés), la Infraestructura de la Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) y la gestión de los Recursos de Energía Distribuida (DER). Este modelo permitirá plantear una propuesta de los sistemas necesarios para implementar la gestión de la demanda, gestión de vehículos eléctricos entre otros y finalmente describir el diseño técnico de la arquitectura

de comunicaciones para dar soporte a los diferentes agentes. Esta parte será dividida principalmente en tres aplicaciones: la gestión del vehículo eléctrico, la gestión de los recursos energéticos distribuidos y la gestión de la respuesta de la demanda en cada uno de los sectores (residencial, comercial e industrial).

- Optimizar el funcionamiento de las Redes Inteligentes considerando la capacidad de los consumidores de gestionar su demanda y generación de acuerdo a las necesidades de la red. Esto tiene una aplicación directa para la planificación de redes, que tradicionalmente, se hacía para el máximo de la demanda esperable en la red. Una alternativa a este diseño es la de tener en cuenta que la demanda puede ser flexible y puede responder a determinadas señales fundamentalmente de precios. Por eso es importante determinar la estructura de las nuevas tarifas y precios dinámicos que se deben aplicar a los consumidores de redes inteligentes.
- Desarrollar una nueva metodología de previsión de la demanda en redes de distribución inteligentes. Se busca obtener los perfiles de consumo diario de todos los clientes, para ello se estudia cada elemento final conectado a la red, ya sea consumidor, generador o ambas cosas a la vez. Así mismo se estudia modificar los perfiles con estrategias de gestión de la demanda, dichos perfiles serán utilizados en la planificación de refuerzo y expansión.
- Desarrollar una metodología de expansión/adaptación para las redes de distribución bajo el nuevo paradigma de "Smart Grids". Con este objetivo se pretende cumplir el nuevo modelo de planificación que consiste en la integración de todos los elementos y la posibilidad de gestión que ofrece el nuevo concepto de redes inteligentes, satisfaciendo el crecimiento de la demanda con los nuevos consumos durante el tiempo planificado, determinando las acciones futuras y las inversiones asociadas para poder alcanzar unos niveles de servicio a nivel de los consumidores adecuados.

#### **1.4 Contenido y estructura de la tesis**

La tesis está estructurada en ocho capítulos con la finalidad de alcanzar los objetivos planteados.

En el segundo capítulo se realiza una revisión sobre el estado del arte a nivel mundial de la previsión de la demanda y la evolución de metodologías y modelos referentes a la planificación de las redes de distribución eléctricas inteligentes.

En el tercer capítulo se va a determinar el diseño del modelo conceptual para la implementación de las redes inteligentes de tal forma que permita gestionar el comercio de la energía eléctrica entre los diferentes participantes dentro la red. Estos participantes pueden incluir o representar entidades tan diversas como usuarios individuales, hogares, consumidores comerciales, micro-redes, plantas eléctricas virtuales (VPPs, por sus siglas en inglés), agregadores de energía, proveedores de energía, generadores de energía, entre otros.

En el cuarto capítulo se va a realizar un diseño, conceptualización y arquitectura de comunicaciones e información para redes inteligentes, donde se realiza un análisis de los nuevos recursos técnicos disponibles en las redes de distribución a considerar en el proceso

de la planificación. Estos recursos son la gestión de la demanda, tecnologías de la información y comunicaciones, operación avanzada de la red de distribución, entre otros.

En el quinto capítulo se realiza el análisis y predicción de demanda en planificación, y se describe la metodología de previsión de demanda que se va a utilizar en la planificación, pues esta es una etapa fundamental y necesaria.

En el sexto capítulo se describe el modelo desarrollado de planificación de refuerzo/expansión, considerando los nuevos aspectos más influyentes que se van a tener en cuenta a consecuencia de las redes inteligentes.

En el capítulo siete se realiza la aplicación de la metodología de planificación de refuerzo/expansión a la red de distribución a una zona de estudio en Guayaquil-Ecuador.

En el capítulo ocho se exponen las conclusiones alcanzadas en esta tesis, y se presentan posibles trabajos futuros sobre la planificación de sistemas de distribución eléctrica que no se han tratado en este proyecto.

## **CAPÍTULO 2 : METODOLOGÍAS DE PLANIFICACIÓN DE REDES INTELIGENTES: ESTADO DEL ARTE**

El objetivo de la planificación será satisfacer la demanda. Es por ello que el primer paso del estudio de planificación es la previsión de la demanda, la cual será una etapa fundamental en el proceso y determinante para la conclusión de unos resultados adecuados. Por tanto, será imprescindible para una buena planificación tener una previsión de demanda adecuada a la zona de estudio. Aun así, la planificación y la previsión de demanda llevan asociada siempre una incertidumbre.

La predicción de la demanda enfrenta desafíos que incluyen un gran volumen de datos, un creciente número de factores que afectan el perfil de demanda, incertidumbres en los perfiles de generación de los recursos de generación distribuidos y renovables y la falta de datos históricos. Un marco jerárquico de predicción de la demanda puede incorporar las nuevas tecnologías, las conductas y preferencias de los clientes y los factores ambientales.

La planificación de la red de distribución, busca determinar un conjunto de soluciones de redes óptimas para el suministro de demandas eléctricas espacialmente distribuidas en un área geográfica. Hoy en día, el rápido desarrollo y despliegue de generación distribuida y productos de red inteligente (por ejemplo, control, comunicación, sistemas, entre otros) requieren mejoras urgentes en la planificación de la red de distribución para permitir a las empresas modernizar proactivamente sus redes de distribución existentes.

La transformación de la red eléctrica existente en una red inteligente es una prioridad clave de la ingeniería. Los sistemas de información son una tecnología de habilitación crucial para la red inteligente, y la interacción entre la tecnología de la información y los sistemas de distribución de energía eléctrica se está volviendo más profunda y más central. La planificación de la red de distribución convencional o tradicional, que tiende a ignorar esta estrecha interacción, es incapaz de satisfacer las necesidades de desarrollo de la red inteligente. En esta tesis se va a proponer un marco de planificación colaborativo para los sistemas de distribución de energía eléctrica. Se investigará la coordinación detallada entre la planificación de la red de distribución eléctrica, la planificación del sistema de comunicación y la planificación de la automatización del sistema de distribución.

En este capítulo se revisan las prácticas actuales en esta área y las tendencias hacia una planificación inteligente. Algunos desafíos con la planificación inteligente se identifican y se discuten brevemente.

### **2.1 Introducción**

Históricamente, la planificación de la red de distribución se conoce como un proceso de "predicción y suministro" y es llevada a cabo por los distribuidores de electricidad. Dado el crecimiento previsto de la carga, los criterios de desempeño (por ejemplo, voltaje, confiabilidad y protección), la información geográfica y otras restricciones, los planificadores de redes siguen los procedimientos de planificación y se esfuerzan por encontrar un conjunto

aceptable de soluciones para satisfacer las demandas eléctricas espacialmente distribuidas en un área específica. Las tareas de ingeniería involucradas normalmente cubren el dimensionamiento de la capacidad, el diseño de topología, el posicionamiento de la subestación, la selección de componentes, etc.

En los últimos años, los planificadores de redes se ven forzados a reaccionar ante el rápido despliegue de recursos de energía distribuida (DER, en sus siglas en inglés) y tienen que dar prioridad a la seguridad de la conexión a la red en relación con las demás preocupaciones. Un inconveniente importante para tal práctica de planificación "reaccionar y proporcionar" es que los planificadores no actualizan las metodologías de planificación para desarrollar soluciones de redes óptimas para las nuevas situaciones.

Hoy en día, se espera que la industria de distribución de energía eléctrica se transforme debido a una variedad de factores convergentes [13]-[14], incluyendo: aumento de la participación de muchas tecnologías de recursos energéticos distribuidos (DER); un mayor enfoque en el desarrollo de nuevas tecnologías de red inteligente, especialmente relacionadas con la operación de la red de distribución, la gestión de la demanda (DSM, por sus siglas en inglés) y las tecnologías de la información y comunicación (TIC); organismos o entidades emergentes en el sector comercial de distribución, por ejemplo, agregadores DER; programas para incentivar tecnologías como plantas virtuales (PV) y la preferencia del compromiso de los clientes en la operación de distribución.

Las series de informes Smart Grid [15]-[16] presentan claramente una sociedad futura independiente de los combustibles fósiles y utilizan enormes cantidades de energía eólica para el transporte y la calefacción, y afirman que la red inteligente representa la estrategia más eficaz para desarrollar el sistema de energía para satisfacer tales requisitos futuros. La serie de informes también identifica la importancia de que las empresas de distribución mejoren sus metodologías de planificación tradicionales, ya que esta acción urgente les permitirá utilizar mejor las tecnologías emergentes y reducir los riesgos correspondientes en una etapa temprana.

La planificación tradicional de la red de distribución se centra principalmente en la optimización de la estructura física de las redes de distribución y la ubicación y dimensionamiento de los transformadores. Rara vez se tiene en cuenta la influencia del sistema de automatización de la distribución, el sistema de comunicación y el sistema de gestión sobre el funcionamiento de la operación del sistema físico y la fiabilidad del sistema. La planificación de la red de distribución, la automatización de la distribución y el sistema de comunicación de distribución se llevan a cabo de forma independiente, y existen pocos métodos teóricos relevantes para la planificación coordinada entre estos sistemas. En los últimos años, State Grid Corporation de China (SGCC) ha desarrollado métodos específicos para la planificación de la distribución de automatización y distribución de la red de comunicación de planificación [17]. Mientras tanto, el progreso de la investigación académica en este tema [18] revela las regularidades de acoplamiento [19] entre el sistema de energía eléctrico y el sistema de comunicación asociado. Todos estos esfuerzos proporcionan la base para un mayor estudio de la planificación colaborativa del lado físico y el lado de la información del sistema de distribución de energía eléctrico.

Indicar que parte del trabajo presentado se encuentra publicado en el libro "Análisis para la implementación del programa de redes inteligentes en Ecuador: Diseño conceptual y aplicación a plan piloto" (ISBN 978-84-608-5432-6), trabajo del que el autor de esta tesis es coordinador y coautor.

## **2.2 Previsión de la demanda**

Las técnicas de predicción de la carga (LF, en sus siglas en inglés) se utilizan para predecir las necesidades energéticas futuras de un sistema sobre la base de datos anteriores, las condiciones meteorológicas y la disponibilidad de fuentes de energía renovables (RES, en sus siglas en inglés). Garantiza el equilibrio entre demanda y oferta de energía. LF se utiliza principalmente para predicción de la carga futura en un sistema dado durante un período de tiempo específico. Estas predicciones pueden ser por la fracción de una hora para el proceso de operación; y puede ser de 20-50 años para fines de planificación.

LF puede clasificarse en tres áreas principales:

- LF de corto plazo utilizado para predecir la carga en base horaria hasta 1 semana para el funcionamiento diario y minimización de costos.
- El LF de mediano plazo suele predecir la carga semanal, mensual y anual para una planificación operativa eficiente.
- LF a largo plazo se utiliza para predecir la carga hasta 50 años por delante para facilitar la planificación de expansión [20].

La predicción de la demanda es un parámetro clave para la operación y la planificación de un sistema de energía y tiene un gran potencial de ahorro para el proveedor de servicios [21]. El error en el modelo de pronóstico causa el aumento en el costo operacional [22] por lo que se requiere un modelo matemático preciso que permita la relación adecuada entre la demanda y las variables influyentes tales como tiempo, clima, factor económico, entre otros. Los modelos de predicción requieren técnicas de estimación para determinar los parámetros del modelo. Numerosos métodos de pronóstico se proponen en la literatura, sin embargo, las técnicas de pronóstico más utilizadas son: (i) regresiones lineales múltiples, (ii) series temporales estocásticas, (iii) suavización exponencial general, (iv) espacio de estados y filtro de Kalman y (v) enfoque basado en el conocimiento [23]. Estos modelos se pueden clasificar en dos categorías: basado en modelos estadísticos y la inteligencia artificial (AI, en sus siglas en inglés) basada en la modelización [24].

### **2.2.1 Modelo Estadístico**

En el modelado estadístico los modelos de predicción están representados por la ecuación matemática. El auto regresivo (AR, en sus siglas en inglés), el promedio móvil (MA, en sus siglas en inglés), el promedio móvil regresivo automático (ARMA, en sus siglas en inglés), y la media móvil integrada regresiva automática (ARIMA) están dentro de la categoría de modelo estadístico; las matemáticas de estos modelos se discuten en [23].

Algunas de las otras técnicas matemáticas para LF son regresiones múltiples, suavizado exponencial, mínimos cuadrados ponderados iterativos y LF adaptativo.

#### **2.2.1.1 Regresión Múltiple**

Este modelo de LF utiliza la técnica de estimación de mínimos cuadrados ponderada y ayuda a desarrollar una relación entre la carga, las condiciones climáticas, el tipo de día y

la clase de consumo, etc. Este modelo es utilizado por Mbamalu y El-Hawary para el análisis de la carga medida [25]. Hyde y Hodnett desarrollaron un modelo de carga-clima basado en regresión para predecir la demanda de carga de electricidad irlandesa. Al-Garni desarrolla un modelo basado en la regresión para predecir el consumo de energía en función de datos meteorológicos históricos, radiación solar, población de área y clase de consumo [26].

### **2.2.1.2 Suavizado Exponencial**

El suavizado exponencial es un modelo clásico de previsión que utiliza la carga previa para predecir la carga futura. Moghran y Rahman modelaron la carga como función de ajuste [23]. Un modelo híbrido en el cual el suavizado exponencial se incrementa con el espectro de potencia y el modelado autoregresivo adaptativo fue presentado por El-Keib [27]. Infield y Hills estudiaron un suavizado óptimo para la técnica de eliminación de tendencias para LF a corto plazo. Este modelo facilita la reducción del error en la predicción de la demanda en un 12% en comparación con el modelo de predicción tradicional [28].

### **2.2.1.3 Los cuadrados mínimos reponderados iterativos**

Los mínimos cuadrados reponderados iterativos se utilizan para identificar el orden y los parámetros del modelo. El método utilizado en el modelo controla una variable a la vez y también define el punto de partida óptimo. Mbamalu y El-Hawary utilizaron auto correlación y función de auto correlación parcial para determinar el modelo subóptimo para la dinámica de carga utilizando datos de carga histórico diferenciada [25].

### **2.2.1.4 Auto Regresivo**

Auto regresivo es un modelo de serie de tiempo estocástico. En este modelo, la carga se supone como la combinación lineal de datos de carga anteriores.

El algoritmo requiere un número mínimo de parámetros para representar componentes aleatorios y mejorar la precisión de pronóstico. El auto regresivo periódico (PAR, en sus siglas en inglés) para el LF basado en horas es presentado por Zhao [30].

### **2.2.1.5 Promedio Móvil**

El valor actual de la serie temporal se expresa en términos de la combinación lineal de los valores actuales y anteriores de las series de ruido blanco [23].

### **2.2.1.6 Promedio Móvil Auto regresivo**

Un nuevo modelo de predicción basado en la temperatura y el tiempo se presenta en [31]. En este modelo la serie temporal de la carga máxima mensual se descompone en un componente determinístico y en un estocástico, posteriormente determinado por el modelo ARMA. Para actualizar los parámetros del modelo adaptativo ARMA, el algoritmo "Weighted Regressive Least-Square" (WRLS) es presentado en [32]. El modelo adaptativo ARMA para LF usa la predicción de error para actualizar los parámetros del modelo [33]. El error

cuadrático medio mínimo se utiliza para actualizar el coeficiente de aprendizaje del error y el esquema adaptativo superó al modelo ARMA convencional.

### **2.2.1.7 Media móvil integrada regresiva automática**

Las series temporales previamente definidas, es decir AR, MA y ARMA, son procesos estacionarios. Si el proceso no es estacionario, debe transformarse en un proceso estacionario. Para lograr esta tarea se utiliza el modelo ARIMA.

Este modelo utiliza componentes de tendencia para predecir el crecimiento de la carga del sistema, el componente meteorológico para predecir la carga sensitiva al clima y el modelo ARIMA se utiliza para producir un componente no climático cíclico de la carga máxima semanal [34]. El modelo estacional ARIMA utiliza datos históricos para pronosticar la variación estacional de la carga [31].

## **2.2.2 Modelo basado en Inteligencia Artificial**

Algunos de los modelos de predicción basados en la inteligencia artificial son el Sistema Experto, el Sistema Gris, la Red Neural Artificial (ANN, en sus siglas en inglés) y la Lógica Difusa.

### **2.2.2.1 Red Neuronal Artificial**

La red neuronal artificial (ANN, en sus siglas en inglés) es un modelo computacional inspirado en el sistema nervioso central animal o humano. Este sistema es la interconexión de las "neuronas" que pueden calcular los valores de las entradas que alimentan la información a través de la red. El estudio exhaustivo de redes neuronales se presenta en [35, 36]. La mayor parte del documento de revisión propone que las ANN se clasifiquen en dos grupos. El primer grupo consta sólo de un nodo de salida para predecir la hora siguiente, la carga de pico del día siguiente y el otro grupo tiene varios nodos de salida para pronosticar la carga horaria [37]. En 1998, una tecnología de redes neuronales basada en software fue utilizada por 30 empresas eléctricas estadounidenses [38]. Algunos de los otros modelos de predicción neural son la función radial base de la red [39], la auto-organización de mapas [40], para la agrupación y red neuronal recurrente [41] son usadas por LF. Srinivasan y Lee proponiendo un sistema híbrido neuronal- "fuzzy" para predecir la futura carga [42]. Un algoritmo que utiliza un concepto de aprendizaje no supervisado / supervisado para construir una relación entre la carga y la temperatura, se utiliza para predecir la carga de 24 horas [43]. LF modelo utilizando ANNs con la corrección de errores se propone en [24]. Este modelo utiliza datos en tiempo real como entrada del modo de corrección de errores y los resultados de la simulación muestran que el error porcentual absoluto medio (MAPE, por sus siglas en inglés) del 0,72%, lo cual es mejor que el sistema tradicional.

### **2.2.2.2 Sistema Experto**

Es un campo nuevo que surge como resultado del avance en el campo de la inteligencia artificial. El sistema experto es un programa basado en computadora que es

construido por los ingenieros expertos. Ellos extraen conocimiento LF de una exportación en el campo y es llamado como sistema de exportación basada en el conocimiento. El sistema experto con características combinadas de conocimiento basado en el conocimiento y la técnica estadística se presenta en [44]. El modelo de predicción basado en el conocimiento que combina las características del conocimiento del sistema existente, el crecimiento de la carga en el sistema, el horizonte temporal se propone por Brown [45].

Existen varios métodos híbridos que combinan el sistema experto con otros modelos LF para predecir la carga. Por ejemplo, la lógica difusa y el sistema experto son combinados como se indica en [46]. La red neuronal artificial con el sistema de exportación difuso se utiliza para predecir la carga para la compañía de energía eléctrica coreana [47]. Un modelo de predicción horaria se forma con la combinación de redes neuronales y un sistema de exportación para predecir la carga de la corporación eléctrica de Egipto [48].

### **2.2.2.3 Lógica Difusa**

La lógica difusa es un sistema que puede identificar y aproximar cualquier sistema dinámico desconocido. Lui estudió que la lógica difusa tiene una gran capacidad de dibujar similitudes de grandes cantidades de datos [42].

La lógica difusa funciona en dos etapas, es decir, entrenamiento y la predicción en línea. Las etapas de entrenamiento usan los datos históricos de los medidores para entrenar  $2m$  de entrada.  $2n$  de salidas de la lógica difusa basada en patrones genera una regla difusa usando primera y segunda diferencia de datos dados. Después de la etapa de entrenamiento se vincula con el controlador para predecir la carga. Luego se genera el patrón de salida haciendo coincidir la función de probabilidad más alta. Se utilizan varios modelos difusos para la predicción de la carga. Un sistema de exportación con la lógica difusa se utiliza para pronosticar la carga para el sistema eléctrico de Taiwán [49]. Se propone un modelo de programación lineal difuso que represente las incertidumbres en la predicción y los datos de entrada usando la notación de conjuntos difusos [50]. Para minimizar el error del modelo se utiliza un método de inferencia difusa para desarrollar un modelo de optimización no lineal para LF a corto plazo y es presentado en [42]. Un modelo altamente híbrido para el pronóstico de la carga a corto plazo (STLF, en sus siglas en inglés) combina tres técnicas, es decir, la lógica difusa, red neuronal y el sistema de exportación con el aprendizaje sin supervisión que es estudiado por Srinivason [51].

### **2.2.2.4 Estudio Comparativo de las Técnicas de Pronóstico**

Muchos investigadores compararon empíricamente las técnicas utilizadas para la LF. Willis y Northcote compararon 14 técnicas de pronóstico que son la comparación más temprana y más completa que se haya hecho [52]. Lie comparó tres técnicas de pronóstico, es decir, la lógica difusa (FL, por sus siglas en inglés), la red neuronal (NN, por sus siglas en inglés) y la auto regresión (AR) y concluyó que FL y NN es mucho más preciso, que el modelo AR [29]. Girgis utiliza datos de carga reales para comparar el error de estimación de 1 hora y día de previsión con tres técnicas de pronóstico, es decir, filtro de Kalman adaptativo, red neuronal y sistema experto [52]. Muchos investigadores también comparan el modelo con los modelos previamente propuestos y muestran su superioridad como el modelo LF usando ANN con corrección de errores que demuestran que el promedio de error

medio (MAPE, en sus siglas en inglés) es de 0,72%, que previamente era de 2,96% para ANN y 1,90% para la transformada de wavelet (WT-ANN) [24].

Las técnicas de LF se dividen generalmente en dos categorías, es decir, modelos de predicción basados en inteligencia artificial y en matemáticas. En modelos matemáticos, el mapeo de entrada a salida se hace usando ecuaciones matemáticas. Los parámetros de la ecuación generalmente tienen relaciones lineales que es la razón principal de resultados menos precisos. Los modelos de predicción basados en la inteligencia artificial son técnicas computacionales que no requieren ningún modelo matemático. La mayoría de los investigadores han evaluado el rendimiento de estos modelos de predicción mediante el cálculo del error medio de porcentaje absoluto (MAPE) y los compararon entre sí y se ha demostrado que los modelos de predicción basados en la inteligencia artificial tienen una mayor capacidad para tratar la no linealidad de los datos de entrada. Los modelos ANN y FL son técnicas de pronóstico comúnmente utilizadas, incluso con casi el 98% de precisión.

### **2.2.3 Previsión de la Demanda Espacial**

El pronóstico de la carga espacial es una tarea para determinar la localización futura y las magnitudes de la carga eléctrica. El método de predicción de la carga espacial puede estar basado en el alimentador. El área de servicio total se divide como muchas áreas pequeñas basadas en el rango de servicio del alimentador. Los datos históricos se manipulan para filtrar datos singulares y eliminar el acoplamiento de transferencia de carga (LTC, en sus siglas en inglés). Para evitar el efecto secundario de la gran carga puesta en servicio, se ha considerado la información de aplicación de servicio eléctrico de consumo. Entonces, la previsión de la carga espacial de cada área del alimentador puede ser pronosticada por el método de previsión propuesto. Este método está libre de datos de uso de la tierra que son difíciles de obtener. El resultado del pronóstico puede satisfacer la demanda de electricidad dentro de un error aceptable. Se indica que este método es eficaz y razonable por la práctica en distribuir la planificación del sistema de energía [53].

La previsión de la carga eléctrica espacial, también llamada predicción de la carga de área pequeña, es la base de la planificación del sistema eléctrico urbano. Predice dónde, cuándo y cuánto crecimiento de la carga ocurrirá en un área de servicios de la empresa [54], [55] - [56].

Desde principios de los 70, los estudiosos han comenzado a estudiar la previsión de la carga espacial y se han propuesto muchos métodos. Los métodos se pueden clasificar principalmente en tres categorías: multi-variable, tendencias y uso del suelo [54] - [57].

Se aplica un método de previsión espacial de la carga a corto plazo basado en la plataforma del sistema de información geográfico (GIS, por sus siglas en inglés) de energía eléctrica y alimentador.

Con el fin de realizar las previsiones del año de planificación, el área de servicio de la empresa debe dividirse en un conjunto de pequeñas áreas. Por lo tanto, la previsión de la carga espacial se considera la previsión de cada pequeña área [55].

Generalmente hay dos maneras de dividir el área: regular (cuadrado o hexágono) e irregular. Teóricamente, ambas formas son capaces de realizar en base a la plataforma GIS de energía eléctrica y su función de estadística y análisis. Pero hay muchos otros factores,

no sólo espaciales. Se debe utilizar de manera diferente con diferentes áreas de planificación. Para un área más grande como ciudades, campo, montañas y ríos, la división regular es conveniente. En cuanto a la planificación del sistema de energía urbana, la forma irregular es mejor. Es decir, de acuerdo a las calles reales y área funcional para dividir.

Por ejemplo, el área de planificación se puede dividir en función del rango de suministro de cada alimentador. Esto es conveniente para la recopilación de datos, se tendría flexibilidad y mayor precisión en la información. Con esto, no sólo es más adecuado para la planificación de energía eléctrica urbana, sino también compatible con el requisito de preparación de datos para el análisis del modelo de previsión de la carga.

#### **2.2.4 Previsión de la Demanda en Alimentadores Residenciales**

Las inversiones en soluciones más inteligentes para los sistemas de energía están creciendo actualmente y muchos grandes proyectos Smart Grid están en marcha en todo el mundo. Con la generación de energía fotovoltaica y eólica, los consumidores también podrán producir y vender energía. Esta generación distribuida requerirá una gestión muy eficiente del sistema eléctrico. En este contexto, los contadores inteligentes serán herramientas cruciales para medir y monitorear el desempeño del sistema. Cada casa tendrá un medidor inteligente que adquiera datos de forma ininterrumpida, creando una gran cantidad de datos, los cuales tendrán que ser procesados en información útil para tomar decisiones estratégicas. Se analiza la predicción de la demanda de carga residencial, utilizando Auto Regresivo con Entradas Exógenas (ARX, por sus siglas en inglés), Redes Neuronales Artificiales (ANN, por sus siglas en inglés) y Redes Neuronales Artificiales optimizadas por Algoritmo Genético (ANN-GA, por sus siglas en inglés). El procedimiento que logró mejores predicciones fue ANN trabajando con GA [58].

Con el advenimiento de las redes inteligentes [71], hoy en día, los consumidores de electricidad pueden gestionar su consumo por muchas razones, como la economía, la fiabilidad, o los fines ambientales [59]. Los consumidores pueden reaccionar a las fluctuaciones en el precio de la electricidad lo que influye en la gestión de la demanda (DSM) [64]. De acuerdo con [60], las redes inteligentes son redes eléctricas inteligentes que ejecutan la adaptación autónoma de sus componentes con el fin de optimizar el consumo de recursos (por ejemplo, minimizar el transporte de energía, cambiar la demanda a través del uso de dispositivos automatizados en hogares inteligentes). El uso de contadores inteligentes es crucial. Son responsables de medir la condición de la red residencial local y alimentar el sistema de gestión, que almacenará y procesará esta información. El objetivo principal es transformar estos datos en información útil para decisiones estratégicas como la expansión de la red, el reemplazo o el refuerzo de los activos. En la generación distribuida, cada consumidor será capaz de suministrar energía también, y podrán elegir un tiempo más rentable para guardar y almacenar (carga de la batería) o para vender energía, porque el precio fluctúa con demanda de carga.

También promete ser ventajoso para los generadores de energía, porque en las demandas máximas, el precio de la energía será alto y los consumidores ahorrarán y venderán su energía, entonces el pico disminuirá y el sistema de energía puede trabajar más seguro, evitando la necesidad de la capacidad de espera de las plantas eléctricas [61]. Por lo tanto, las demandas máximas son puntos importantes para la regulación de la red inteligente, y la previsión de ese momento es indispensable. De acuerdo con [62] los

algoritmos de pronóstico podrían ahorrar hasta 0,5M \$ / MW por año en el sector de las energías renovables y alrededor del 10% de este valor proviene de las ganancias en la eficiencia operativa. En [68], la predicción se define como hacer cálculos o predicciones de un evento o condición futura basados en análisis o estudios de datos históricos, eventos u observaciones. Un punto necesita una atención cuidadosa cuando se habla de algoritmos de pronóstico, la selección de datos de entrada que componen el modelo; necesita tener alta correlación con la salida del modelo. La predicción a corto plazo (de una hora a varias horas) es útil para planificar el despacho de la carga económica y la seguridad de las operaciones en el mercado de la electricidad [63,64 ,65]. La previsión de una semana de antelación (a mediano plazo) es adecuada para la decisión de compromiso de la unidad, la reserva y las decisiones del generador [63].

Sin embargo, según [66], es muy difícil predecir la carga de electricidad con precisión, porque la carga eléctrica se ve afectada por diversas variables, como factores sociales, económicos, comportamientos irregulares y otros factores no lineales.

Se sabe que la previsión de la producción de energía y de la carga siempre ha sido decisiva para la eficacia de la planificación y el funcionamiento del sistema eléctrico [67]. Muchas compañías de energía eléctrica prevén la demanda de energía basada en métodos de predicción tradicionales. Sin embargo, la relación entre la carga de potencia y los factores que influyen en la producción de energía es no lineal, por lo que es difícil identificar su no linealidad utilizando métodos de predicción tradicionales [62]. Pronóstico avanzado a través de la evolución de técnicas de computación ayudan a las predicciones de producción y la planificación de suministro de energía adicional, para actuar de manera proactiva. Este aspecto repercute en el balance económico de los sistemas, especialmente en una perspectiva integrada de la solución de red inteligente [62]. Métodos convencionales en pronóstico de carga a corto plazo son: modelos de regresión, ARIMA, ARX, modelos ARIMAX o SARIMAX, funciones de transferencia de Box y Jenkins, técnicas de optimización, regresión no paramétrica, modelos estructurales, procedimientos de ajuste de curvas. Existen métodos más recientes como Sistemas Expertos, Redes Neuronales Artificiales, Inferencia Fuzzy y Modelos Neurofuzzy [67].

Relacionadas con el tamaño de la red eléctrica y su previsión de carga, en un sistema de energía convencional, las variaciones de diferentes cargas dentro del sistema pueden neutralizar o atenuar el efecto de oscilaciones entre sí en la demanda total, resultando en menos variaciones y especialmente menos valores atípicos en el sistema de carga [69]. Por otro lado, un sistema de tamaño más pequeño como una "microgrid" produce un efecto de suavizado más débil de la agregación de carga, dando lugar a mayores variaciones en una carga de microgrid. Es bien sabido que la volatilidad y la previsibilidad de una serie temporal están estrechamente vinculados, cuanto mayor es la volatilidad, menor es la previsibilidad [69]. Por lo tanto, el modelado y la previsión de la carga a través de series de tiempo de una "microgrid" pueden ser más complejo, en comparación con la carga de un sistema de energía convencional.

Se aplicaron tres enfoques para modelar el consumo de energía. Primero se presenta una solución clásica, autorregresiva con entradas exógenas (ARX). En segundo lugar, se presenta Redes Neuronales Artificiales (ANN), que es una técnica de inteligencia artificial y más reciente que ARX. Y, finalmente, se presenta Redes Neuronales Artificiales optimizadas por Algoritmos Genéticos (GA), que se propone para mejorar los resultados de ANN, seleccionando los mejores datos para el entrenamiento de la ANN [70]. Estos enfoques se implementaron y compararon entre sí para predecir un consumo de electricidad de una

semana por delante de clientes residenciales a partir de datos históricos de medidores inteligentes e información meteorológica [68].

Se puede ver que el procedimiento que logró mejores predicciones fue ANN trabajando con GA. Para ambas aplicaciones, el consumo de carga de un alimentador y de la suma de los cinco alimentadores, ANN y GA produjo mejores resultados y mostró que la eliminación de algunos insumos puede mejorar los resultados.

Los tres métodos tienen diferentes velocidades en el modelado. El más rápido es ARX, porque no hay ningún paso de entrenamiento, y también escala las entradas más importantes a través de sus coeficientes. La ANN tarda más porque necesita una fase de entrenamiento. La ANN y GA es la más larga ya que para cada prueba de datos hay una fase de entrenamiento. Pero este proceso de modelado sólo se necesita una vez para obtener la tendencia de datos reales en un modelo matemático o ANN entrenado. Entonces el trabajo es solo alimentar el modelo o red con entradas correctas y obtener datos de predicción como salidas.

### **2.2.5 Previsión de la Demanda en presencia de Respuesta de la Demanda**

Respuesta de la Demanda (DR, por sus siglas en inglés) es parte de las redes inteligentes. Se refiere a la participación activa de los clientes en los sistemas energéticos por medio de la flexibilidad que pueden ofrecer. Al recibir señales de precio / volumen en tiempo real, los consumidores pueden encontrar conveniente cambiar sus perfiles de carga a cambio de una recompensa monetaria. De esta manera, pueden contribuir a la prestación de servicios a los diferentes participantes en el sistema eléctrico. Debido a que DR causa modificaciones del comportamiento típico de los consumidores, se espera que las herramientas clásicas de previsión de carga que no consideren señales DR como entradas produzcan resultados inexactos cuando se aplican a series temporales de carga que incluyen efectos DR. Se estudia este problema comparando las prestaciones de predicción de varios modelos lineales de la carga que explotan o no señales DR como entradas. La comparación muestra que se pueden obtener mejores resultados de predicción combinando adecuadamente el uso de insumos DR y la extracción de características estacionales.

Los pequeños consumidores residenciales y comerciales pueden convertirse en actores "activos" del sistema eléctrico no sólo a través de la generación distribuida, sino también ofreciendo su flexibilidad a los actores de los mercados de energía. Este último concepto se conoce como respuesta de la demanda (DR), y se basa en la idea de que los consumidores pueden estar dispuestos a cambiar sus patrones de consumo a cambio de una recompensa monetaria. De esta manera, es posible modificar los perfiles de carga en los nodos de la red, lo que representa una nueva oportunidad para resolver las restricciones de la red y apoyar el desarrollo de fuentes de energía renovables, proporcionando beneficios económicos a todos los participantes en el sistema eléctrico. Junto con la generación distribuida y los sistemas de almacenamiento de energía, se espera que DR desempeñará un papel crucial en las redes inteligentes del futuro [72].

El desarrollo de una arquitectura comercial y técnica amplia para permitir la DR en las redes inteligentes ha sido uno de los principales objetivos [73] - [74]. Junto al concepto de DR, ha seguido la especificación funcional de un nuevo actor en el sistema eléctrico, denominado agregador. De hecho, dado que los consumidores individuales no tienen acceso directo a los mercados energéticos, una nueva función intermedia es necesaria para

cerrar esta brecha. Además, para aprovechar plenamente la flexibilidad de los consumidores, la agregación es un concepto central. El papel del agregador cumple por lo menos dos funciones: 1) reunir las flexibilidades proporcionadas por su grupo de suscriptores para formar servicios basados en DR; y, 2) ofrecer los servicios basados en DR a los participantes del sistema eléctrico a través de diversos mercados.

La disponibilidad de herramientas fiables para la previsión de la carga y la generación distribuida es un requisito clave en las redes de distribución activa. Estas herramientas proporcionan información útil al Operador del Sistema de Distribución (DSO, en sus siglas en inglés) para la gestión de los flujos de energía en la red con el fin de equilibrar la oferta y la demanda (despacho), garantizando así la continuidad y la fiabilidad de la prestación de servicios. Esta actividad es cada vez más importante con la difusión cada vez más generalizada de la generación distribuida, haciendo que las partes de la red BT o MV se vuelvan "activas" cuando la potencia generada excede las cargas. Por lo que surge la necesidad de previsiones de carga a nivel de la red de distribución debido a la presencia de DR. El DSO tiene la función de validar los servicios basados en DR enviados por los agregadores a los mercados comprobando si son compatibles con las restricciones de red y la operación. Para ello, el DSO necesita nuevas herramientas de pronóstico que tengan en cuenta las modificaciones de carga determinadas por DR.

El pronóstico de la carga es un tema bien consolidado de la investigación [75]. En la amplia gama de metodologías que ofrece la literatura, un enfoque bastante general es estimar un modelo de carga a partir de datos pasados, y luego usar este modelo para predecir la carga futura. Los modelos lineales se basan en el supuesto de que la carga es una función lineal de los valores pasados de la propia carga y, posiblemente, de entradas exógenas tales como temperatura, tipo de día, etc. Los modelos lineales más comunes, son los modelos ARMA (AutoRegresive Moving Average), posiblemente con entradas exógenas (ARMAX), o la clase más general de modelos de función de transferencia [77], [78]. Con frecuencia, estos modelos se combinan con herramientas de preprocesamiento de datos adecuadas, para tener en cuenta las características estacionales en diferentes escalas temporales (día, semana, año). A pesar de su simplicidad, se ha demostrado que los modelos lineales funcionan satisfactoriamente en la previsión de carga a corto plazo [76]. Los enfoques alternativos se basan en modelos no lineales, tales como Modelos AutoRegresivos No Lineales con Entradas exógenas (NARX, en sus siglas en inglés), Redes Neuronales (NN, en sus siglas en inglés) [79] y Máquinas de Vector de Apoyo (SVM, en sus siglas en inglés) [80]. Tenga en cuenta, sin embargo, que ninguna de las técnicas mencionadas considera señales DR como entradas al modelo de carga.

### **2.2.6 Previsión de la Demanda a corto plazo para Alimentadores**

El pronóstico de demanda a corto plazo (STLF, por sus siglas en inglés) para cargas de alimentadores es crítico para la gestión de riesgos de las empresas de distribución en un mercado competitivo. Se han considerado variables meteorológicas y las clasificaciones del perfil de carga. Por otra parte, las técnicas de predicción se han realizado incluyendo modelos de series temporales y construcciones de ANN como herramientas de previsión. La evaluación del riesgo en los errores de predicción de la carga se ha efectuado utilizando el dominio del tiempo y el dominio de la frecuencia respectivamente.

La predicción a corto plazo de la demanda de carga es muy importante para diversas operaciones en sistemas eléctricos. Por ejemplo, el pronóstico a corto plazo se utiliza principalmente para el despacho de generación, para programas de gestión de carga, conmutación de condensadores, reconfiguración de alimentadores, control de tensión y control automático de generación (AGC). Por lo tanto, el pronóstico preciso de la carga a corto plazo no sólo aumenta los beneficios económicos, sino que también mantiene la fiabilidad del sistema eléctrico.

Por lo general, la previsión de carga (LF, por sus siglas en inglés) también podría clasificarse en LF de área pequeña (niveles de distribución local) y LF de área mayor (toda la capacidad de un sistema). Las cargas en áreas pequeñas son altamente estocásticas, especialmente para las curvas de carga a corto plazo. Por lo tanto, la mayoría de los estudios sobre el área pequeña LF han llegado a centrarse en el largo plazo (hasta varios años), y la previsión de la carga espacial se ha demostrado como uno de los enfoques más adecuados para la distribución de demanda LF. Para fines de planificación, el programa de simulación espacial a largo plazo es básicamente una herramienta para seleccionar el uso de la tierra y proyectar las cargas futuras en diferentes escenarios. Los estudios de carga han demostrado que el uso de la tierra domina los patrones de crecimiento de la carga y las formas a largo plazo, y el Sistema de Información Geográfica (SIG) ha desempeñado un papel clave en la provisión de estos datos. Por otra parte, muchos métodos de pronóstico a corto plazo han estado disponibles para todo el sistema eléctrico, y las precisiones de estos métodos son relativamente altas. Estas tecnologías de predicción de carga incluyen regresión estadística, análisis de series de tiempo, entrenamiento de redes neuronales, sistema experto basado en el conocimiento, estimación de estado, filtro de Kalman, transformada de Wavelet y modelos LF híbridos, como ANN de lógica difusa o el modelo que combina ARIMA con ANN. En general, cada tecnología LF tiene sus propias ventajas y deficiencias. No hay ningún tipo de predictor único que sea universalmente mejor.

Lo importante que se han realizado estudios de predicción de la carga a corto plazo para las cargas de los alimentadores de distribución porque representa un mayor reto la previsión de la carga en este escenario que en todo el sistema. Además, en un entorno energético desregulado, los consumidores pueden comprar electricidad a cualquier proveedor independientemente de su tamaño y ubicación. Como resultado, existe un creciente interés en entender la naturaleza de las variaciones en las cargas de los alimentadores de distribución. Conocimiento detallado sobre la previsión de la demanda puede facilitar a las empresas de distribución la determinación de opciones tarifarias específicas para diferentes tipos de consumidores [81].

En general, la exactitud del STLF depende de cinco factores principales:

- Técnica de pronóstico óptima elegida para diferentes perfiles de carga
- Algoritmo óptimo de estimación de parámetros para un modelo de pronóstico adecuado
- Inclusión de importantes variables exógenas que tienen un alto nivel de correlación con la carga
- El carácter del perfil de carga, tal como la varianza del incremento de carga
- El tiempo de la previsión

En los trabajos tradicionales de previsión de carga, el primer procedimiento consiste en sustraer la demanda diaria de carga mínima del día típico, y el otro es determinar la

relación de las variables exógenas de carga mediante regresión, series temporales o tecnologías de inteligencia artificial [82]. Además, las técnicas de predicción aplicables también deben incorporar incertidumbres en el comportamiento de la carga, lo que indica la importancia de la evaluación del riesgo en la incertidumbre de la previsión de la carga.

### **2.2.7 Previsión de la Demanda a corto plazo usando datos de medidores inteligentes**

Los desarrollos recientes en redes de distribución activa y la disponibilidad de datos de medidores inteligentes han dado lugar a un gran interés en la predicción de la carga a corto plazo (STLF) de la demanda eléctrica a nivel local, por ejemplo, la estimación de cargas en subestaciones, alimentadores y usuarios individuales. Los perfiles de demanda local son volátiles y ruidosos, lo que dificulta el STLF a medida que avanzamos hacia niveles más bajos de agregación de carga. De lo que se ha revisado se puede ver que se analiza en detalle las correlaciones entre la demanda y las variables que la influyen, a distintos niveles de desagregación de la carga. El análisis investiga la capacidad de pronóstico de los enfoques STLF lineal y no lineal para pronosticar las demandas locales y cuantifica la incertidumbre del pronóstico para cada nivel de agregación de carga. Los resultados demuestran las limitaciones de varios de los enfoques STLF más comúnmente utilizados en este contexto. Se demuestra que, a nivel local, los modelos STLF estándar pueden no ser eficaces y que los modelos de carga sencilla creados a partir de datos históricos de medidores inteligentes pueden proporcionar precisiones de predicción similares. El análisis se lleva a cabo utilizando dos grandes conjuntos de datos de medidores inteligentes registrados en redes de distribución en Dinamarca y en Irlanda [83].

Pronóstico de Carga a Corto Plazo (STLF) es la previsión de la demanda eléctrica durante períodos de varias horas a una semana por delante. La previsión de la demanda eléctrica se considera fundamental para el funcionamiento del sistema eléctrico, en particular para el balance energético, el comercio en el mercado energético y la gestión de las reservas de sistemas [84], [85]. La mayor parte de la literatura anterior en el área del STLF hasta la fecha se centra en cargas agregadas a gran escala, como la demanda agregada de electricidad para países completos, o regiones, para aplicaciones de sistemas de transmisión.

Sin embargo, los acontecimientos recientes, como las redes de distribución activa y la integración a gran escala de los recursos energéticos distribuidos, han dado lugar a un interés significativo en el uso del STLF un nivel más local y desagregado. Varios autores han investigado la previsión de la demanda en cada subestación, o incluso en el alimentador individual o a nivel de usuario final [86] - [93] aprovechando la disponibilidad reciente de los datos de medición inteligente.

El STLF se ha llevado a cabo a un nivel local para diversas aplicaciones. Estos incluyen: la predicción de perfiles de carga de usuario para la gestión del lado de la demanda, por ejemplo [87], [88]; optimización de almacenamiento de energía (es decir, la selección óptima de los tiempos y las tarifas de la carga / descarga [89], la integración de vehículos eléctricos [91] y las aplicaciones de microgrid y de las plantas de potencia virtual [90], [94]. Además, el STLF a nivel local se utiliza para proporcionar estimaciones de carga para mejorar la precisión de estimación del estado del sistema de distribución en [92], [95] - [96]. Se han aplicado varios modelos de STLF de cargas desagregadas locales, incluyendo técnicas sofisticadas de predicción basadas en modelos lineales y no lineales, [87] - [92].

STLF es particularmente desafiante a nivel local, ya que las demandas desagregadas son más volátiles y ruidosas [93]. Se demuestra que las técnicas estándar para STLF en general no tienen un buen rendimiento a niveles más bajos de agregación. Además, se cuantifica algunas de las limitaciones de los enfoques STLF estándar para la predicción de las demandas locales y define el nivel de precisión que se logra en cada nivel de desagregación de la carga: subestaciones; alimentadores; y los usuarios finales individuales. Los resultados sugieren que, a niveles más bajos de agregación, los modelos de demanda muy simples (por ejemplo, suponiendo que la demanda es igual a la demanda en la misma hora del día anterior) pueden ser al menos tan efectivos como los enfoques STLF sofisticados basados en criterios de modelos predictivos lineales o no lineales. En este contexto, se puede indicar varias contribuciones novedosas:

- Una evaluación detallada de las correlaciones entre la demanda eléctrica y las variables que la influyen, en cada nivel de agregación. Esta evaluación se lleva a cabo utilizando un conjunto de datos compuesto por registros de demanda de medidores inteligentes y datos meteorológicos locales de clientes residenciales de los países europeos.
- Un análisis del desempeño de algunos de los métodos STLF más utilizados y sus limitaciones cuando se aplican a demandas locales desagregadas.
- Una discusión de las implicaciones de estos resultados para aplicaciones típicas del sistema eléctrico.

Las variables que afectan la demanda en el corto plazo suelen clasificarse en tres categorías: relacionadas con el tiempo (por ejemplo, día, hora del día y si el día es un día normal de trabajo); histórico (por ejemplo, demanda horaria anterior, demanda horaria equivalente a la semana anterior, promedio anterior de 24 horas); y la meteorología (la temperatura tiene la influencia más grande, pero otros factores meteorológicos como la humedad / precipitación, la irradiación solar y el viento también pueden tener efectos).

Técnicas de regresión son ampliamente utilizados para analizar la relación entre las variables en los modelos de pronóstico de la carga [97] - [98]. Una medida comúnmente usada para la fuerza de la relación lineal entre dos variables es el coeficiente de correlación de Pearson.

Luego del análisis de este trabajo se mostró que, a nivel local de las redes de BT (Baja Tensión) y usuarios individuales, las correlaciones entre la demanda y las variables influyentes se vuelven mucho más débiles. En consecuencia, hubo una disminución significativa en la precisión del STLF a medida que avanzábamos hacia niveles más bajos de agregación de la demanda.

En este trabajo se intenta cuantificar el efecto de la desagregación sobre la predicción de la demanda utilizando datos de medidores inteligentes. Se demostró, utilizando ambos conjuntos de datos, que se podrían alcanzar altos niveles de precisión de predicción (por ejemplo, <5% de MAPE media al día) en los niveles de agregación de subestaciones primaria y secundaria, si se usaban modelos STLF apropiados. El modelo de AR no lineal demostró ser particularmente eficaz para esta aplicación. Sin embargo, a niveles muy bajos de agregación (redes de BT y usuarios individuales), se demostró que todos los métodos de predicción tenían resultados inferiores, por ejemplo > 25% de MAPE medio, que no es adecuado para la mayoría de las aplicaciones prácticas. Cabe señalar que el rendimiento de un determinado modelo de STLF es difícil de evaluar completamente utilizando una sola métrica, como el ampliamente utilizado MAPE. Se podrían aplicar

alternativas a MAPE, basadas en métricas probabilísticas, por ejemplo, en [93] se proponen nuevas métricas de rendimiento diseñado para su uso con demandas de usuarios finales que son volátiles. Si bien la exactitud del modelo en cualquier enfoque de predicción de energía es importante, también deben considerarse otros aspectos, por ejemplo, el tiempo de cómputo, la facilidad de uso, la capacidad para manejar los datos erróneos y la necesidad de actualizar / reajustar periódicamente el modelo.

Los resultados tienen importantes implicaciones para diversas aplicaciones de la red inteligente, como la coordinación de la gestión de la demanda en los edificios y la optimización de los dispositivos locales de almacenamiento de energía. Si la predictibilidad real de los perfiles de demanda local es pobre debido a la volatilidad de la carga, este alto nivel de incertidumbre de la demanda debe considerarse al desarrollar e implementar algoritmos de gestión de energía. La gestión activa de los recursos energéticos en los sistemas de distribución crea una mayor variabilidad en los patrones de demanda, tanto temporal como espacialmente. Esto crea la necesidad de desarrollar nuevos enfoques de previsión de carga que sean más adecuados para el entorno de la red inteligente.

Los futuros métodos de predicción de la carga tendrán que ser probabilísticos, por ejemplo, produciendo rangos de valores en lugar de predicciones puntuales, con el fin de modelar mejor dichas incertidumbres de la demanda. Además, habrá mucha más interacción entre la demanda, la generación variable y los precios de la electricidad (por ejemplo, los precios variables afectarán la demanda y las demandas variables afectarán los precios). Por lo tanto, la previsión de la carga, la predicción de la generación variable y la predicción del precio de la electricidad necesitarán ser totalmente integradas, es decir, considerando todas estas interacciones y bucles de retroalimentación. Los datos de los contadores inteligentes pueden permitirnos entender estos cambios en los patrones de demanda en más detalle y ayudar a producir pronósticos más útiles. El análisis de grandes conjuntos de datos de medidores inteligentes es un reto particular. Por ejemplo, el conjunto de datos de Irlanda utilizado en este análisis contenía más de 500 millones de puntos de datos individuales para ser revisados.

### **2.2.8 Previsión de la Demanda en China**

Basado en un análisis exhaustivo de los métodos actuales de predicción a mediano y largo plazo de la demanda de energía eléctrica, se puede destacar el modelo de regresión dinámica para pronosticar y analizar las demandas de electricidad de China. Está basado en el método de series de tiempo y el método de regresión multivariante, se indica que este modelo puede ser más completo, razonable para reflejar las leyes operacionales y las tendencias a largo plazo del sistema económico eléctrico. Este modelo es más adecuado para predecir y analizar las tendencias de la demanda a mediano y largo plazo en la demanda eléctrica de China [99].

El modelo de regresión dinámica se trata de la aplicación de dos y más series de tiempo económicas, este modelo describe mejor las reglas operativas del sistema económico. Con las funciones de los modelos ARMA y el modelo de regresión lineal múltiple, este modelo tiene más características y refleja las leyes de funcionamiento del sistema económico de manera exhaustiva y razonable [100].

El modelo de regresión dinámica establece la relación de la función de transferencia entre la demanda de electricidad y sus principales factores de demanda de electricidad. Se señala que este modelo está alineado con la situación real, el modelo de transferencia es estable y los resultados de previsión son relativamente precisos, además es un mejor modo de predicción a largo plazo de la demanda de electricidad. Sin embargo, en la aplicación práctica, debido a que hay mucha incertidumbre a largo plazo sobre el producto interno bruto (PIB), se puede aplicar un pronóstico continuo para mejorar la precisión de la predicción del modelo de regresión dinámica. Recomiendan aumentar el número de variables explicativas y mejorar la precisión de predicción, y considerar algunos factores inciertos o factores de política, por ejemplo, la crisis financiera.

### **2.2.9 Previsión de la Demanda en Sri Lanka**

El consumo de electricidad ha aumentado enormemente últimamente en este país. Sin embargo, no se puede almacenar convenientemente. Por lo tanto, en cada instante de tiempo debe haber una cantidad suficiente de generación de electricidad para satisfacer la demanda del consumidor. Dependiendo de la demanda, los productores de energía ajustan su nivel de producción. Por lo tanto, la previsión de la demanda de electricidad sería muy útil para los operadores de sistemas de energía para mantener la calidad de la energía y la fiabilidad del sistema de energía. La mayor demanda diaria de energía eléctrica ocurre en el pico de la noche en el sistema de energía de Sri Lanka. En este país la predicción de la demanda de energía eléctrica máxima diaria del sistema de energía de Sri Lanka se establece mediante el uso de datos diarios anteriores en el análisis de series de tiempo. El modelo final se puede utilizar para pronosticar la previsión de la demanda una semana por delante. Se demuestra que el enfoque desarrollado puede producir resultados más precisos para el pronóstico a corto plazo. El modelo desarrollado es más beneficioso para la planificación de un patrón de generación de energía.

El consumo diario típico de energía eléctrica en Sri Lanka, muestra una variación temporal que consta de tres segmentos principales, fuera de pico, pico de día y pico de noche. Mientras que la demanda de energía eléctrica máxima de 2.164,2 MW se produce en pico nocturno y un mínimo de 558,5 MW se produce en el pico de acuerdo a datos del 2013 [101] [102]. La generación de energía debe satisfacer la demanda de los consumidores.

Por lo tanto, según la demanda del consumidor, el sistema de energía necesita su nivel de generación de energía para ser cambiado al instante y debe satisfacer el nivel de demanda del consumidor sin ninguna escasez, así como cualquier desperdicio. Por lo tanto, la producción de energía para que coincida con la demanda del consumidor es una operación realmente difícil ya que la electricidad no se puede almacenar convenientemente. Si hay una manera de pronosticar la demanda futura en las tres horas punta, sería muy útil para los operadores de sistema de energía para decidir el patrón de generación de energía, lo que lleva al sistema a mejorar la calidad de la energía, así como la fiabilidad. Puede proporcionar decisiones de apoyo para los operadores de sistemas de energía, ya sea para confiar en sus propios generadores o para buscar otro productor de energía independiente para satisfacer la demanda, ya que la Junta de Electricidad de Ceylon también depende de algunos productores de energía independientes.

Análisis de series temporales, redes neuronales y wavelets están disponibles para predecir la demanda de energía eléctrica, sin embargo, un extenso análisis reveló que las técnicas de series de tiempo son más eficaces que la transformación wavelet y las técnicas de red neuronal para pronóstico a corto plazo [103]. El análisis de series temporales con la metodología del modelo de ARIMA (Auto Regressive Integrated Moved Average) de Box Jenkin's es la forma adecuada de realizar la predicción. Para capturar la estacionalidad diaria y semanal dentro de los datos de demanda se explica en [104] [105].

### **2.3 Criterios para la planificación de la red**

El enfoque de planificación tradicional es dimensionar las redes de distribución basadas en los enfoques "deterministas" que son la consideración de escenarios extremos [106]-[107]. La razón para el diseño de la red basada en escenarios extremos es el hecho de que en las redes de distribución la disponibilidad de datos de medición es bastante rara, especialmente en las redes de baja tensión. Sin embargo, esto va a cambiar debido a la integración de las TIC, la medición y el equipo de control [107]. Las principales deficiencias del enfoque determinista es que considera la ocurrencia de escenarios extremos como ciertos, aunque tienen una probabilidad muy baja de ocurrencia.

Los criterios para la planificación de la red forman un conjunto de requisitos contra los cuales el proceso de planificación puede evaluar el desempeño de la red tanto para la identificación del problema como para la evaluación de la alternativa.

En cuanto al rendimiento técnico, los tres niveles de rendimiento técnico en el proceso de planificación de la red de distribución descritos en [108] han sido ampliamente aceptados como una directriz general, que consta de:

- **Nivel 1:** factores de rendimiento del nivel de tensión, capacidad térmica, pérdidas del sistema, capacidad de cortocircuito y fiabilidad del servicio,
- **Nivel 2:** protección coordinada, fluctuación de tensión, armónicos, entre otros,
- **Nivel 3:** coordinación del aislamiento y limitaciones físicas.

Los criterios para estas prestaciones técnicas suelen definirse cuantitativamente mediante normas nacionales e internacionales, por ejemplo, EN50160 para características de tensión y IEC 61000 para compatibilidad electromagnética. Las empresas de distribución eléctrica pueden adaptar subconjuntos más estrictos del rango operativo aceptable para satisfacer sus condiciones locales. Por ejemplo, el criterio de carga para un determinado conductor aéreo puede especificar que su carga máxima nominal no sea superior al 66% de su clasificación térmica máxima, ya que deja un margen suficiente para un crecimiento inesperado de la carga y condiciones de emergencia.

### **2.4 Supuestos para la planificación de la red**

Durante el proceso de planificación de la red de distribución, una serie de suposiciones se hacen para facilitar el trabajo de un planificador en cada etapa. Los supuestos tradicionales adoptados por las empresas de servicios públicos incluyen:

- La carga eléctrica se puede tomar como demanda pasiva.
- La DG es tratada como carga negativa.

- El flujo de carga es unidireccional.
- La operación de distribución tiene poco impacto en la planificación de la distribución.

Una consecuencia importante de la adopción de estas suposiciones en el proceso de planificación es que muchas empresas de distribución eléctrica optan por tener un método de planificación basado en el "pico de la demanda", lo que implica que la mejor alternativa se encuentra cuando se cumple con la carga pico esperado a un costo mínimo. Además, los enfoques de predicción de la carga de pico, como el factor de diversidad, la correlación de Velandar, los algoritmos basados en la curva de carga o una combinación de estos métodos son utilizados por las empresas eléctricas, ya que producen estimaciones cercanas dadas estas suposiciones [109]-[110].

Dado que la planificación de la red se realiza generalmente sobre la base de unos pocos escenarios de carga de pico proyectados, por ejemplo, de alto crecimiento y bajo crecimiento, la dinámica operativa de las redes de distribución rara vez se tienen en cuenta.

## 2.5 Modelos de planificación

A continuación, se presenta una clasificación de modelos según distintos criterios, con los que se podrá caracterizar cualquier modelo de planificación.

### 2.5.1 Según las restricciones asociadas

**Modelos no restringidos:** aquellos en los cuales la solución óptima para la función objetivo puede ser evaluada sin considerar ningún tipo de restricciones.

**Modelos restringidos:** aquellos en los cuales la solución óptima para la función objetivo debe ser evaluada considerando ciertas limitaciones establecidas por un conjunto de restricciones.

### 2.5.2 Según la naturaleza de las variables

**Modelos de variables continuas:** modelos en los cuales las variables pueden asumir cualquier valor en el dominio de los números reales en pasos continuos.

**Modelos de variables enteras o problemas discretos:** modelos planteados utilizando variables que solo pueden tomar valores enteros.

**Modelos de variables enteras-mixtas:** modelos que en su planteamiento incluyen un conjunto de variables enteras y otro de variables continuas.

### 2.5.3 Según la naturaleza de la formulación

**Modelos lineales:** son aquellos basados en la optimización de funciones objetivo de característica lineal y sujeto a restricciones lineales.

**Modelos no lineales:** son aquellos en los cuales al menos una de las funciones objetivo o restricciones es de característica no lineal. La búsqueda de soluciones para este tipo de modelos implica utilizar algoritmos altamente especializados o heurísticos a fin de evitar la convergencia a soluciones locales.

#### **2.5.4 Según la certeza de las variables**

**Modelos determinísticos:** los datos utilizados para las variables que definen el modelo son especificados considerando un determinado valor típico o esperado.

**Modelos estocásticos:** la función objetivo y restricciones se encuentran planteadas en función de variables cuyos valores en la vida real, suelen estar sujetas a variaciones aleatorias. Los modelos estocásticos consideran estas fluctuaciones o rango posible de variables utilizadas.

#### **2.5.5 Según las etapas de planificación**

**Modelos mono-etapa:** aquellos modelos basados en un único intervalo de tiempo o año horizonte.

**Modelos multietapa:** aquellos en los cuales el tiempo completo de estudio es dividido en una secuencia de intervalos de tiempo. El modelo debe dar soluciones a cada intervalo de tiempo, procurando obtener la solución óptima para el año horizonte.

#### **2.5.6 Según el número de objetivos considerado en la optimización**

**Modelos mono-objetivo:** el proceso de optimización consiste en la satisfacción de una única función objetivo.

**Modelos multiobjetivo:** conformados por aquellos modelos en los cuales la planificación es realizada en función de más de un objetivo.

### **2.6 EVOLUCION DE LOS MODELOS DE PLANIFICACION**

La planificación puede referirse a una serie de actividades que tienen por objeto mejorar el actual procedimiento de planificación mediante la incorporación de las tecnologías de la información y comunicación con la finalidad de satisfacer las necesidades futuras de la sociedad. En esta sección, las tendencias importantes junto con este movimiento se revisan brevemente.

### 2.6.1 Modelos de planificación

En este apartado se realiza un repaso de la evolución de las técnicas empleadas y consideraciones tomadas para resolver los modelos de planificación.

La primera aplicación que se conoce del diseño óptimo automático de una red de distribución se atribuye a [111], utilizando un modelo de programación entera pura para minimizar costes de líneas encontrando la localización óptima de éstas. Para la resolución utilizó el método Simplex.

A partir de este momento distintos autores han tratado el problema aportando nuevos puntos de vista y métodos de resolución.

Para resumir y facilitar el estudio de la evolución de los modelos y técnicas de resolución se ha optado por presentar en forma de tablas las características más destacables de cada uno de los modelos vistos, tal y como se presenta en el artículo referenciado [112], estas características identificativas son: el tipo de planificación, el periodo de estudio, los elementos que se modelan, la arquitectura de la red, los criterios de optimización y los métodos de optimización.

En las **Tabla 1**, **Tabla 2**, **Tabla 3** y **Tabla 4** se muestran algunas de las investigaciones más destacadas, y otras que a criterio del autor de esta tesis han aportado un nuevo enfoque a la hora de tratar el problema de la planificación, ya sea por incorporar nuevos elementos a estudiar, nuevas restricciones o técnicas de resolución.

Tabla 1. Evolución de los modelos de planificación (1)

Autores		Knight	Adams y Laughton	Masud	Crawford y Holt	Hindi y Brameller	Wall, Thompson y Northcote	Gonen y Foote
Año		1960	1974	1974	1975	1977	1979	1981
Subestaciones (S/E)	Costes fijos			si		si	si	si
	Costes variables						si	si
	Localización				si	si	si	si
	Tamaño			si	si	si		si
Líneas	Costes fijos	si	si			si		si
	Costes variables		si			si	si	si
	Localización	si	si			si	si	si
	Tamaño		si			si	si	si
S/E y líneas: Una etapa		si		si	si	si	si	si
	Pseudinámicos							
Varias etapas	Dinámicos		si					
	Restricciones					si	si	
	Tensiones							
Fiabilidad								
Multiobjetivo								
Programación lineal entera- mixta		si	si	si	si	si	si	si
Programación no lineal entera-mixta								
Programación dinámica								
Programación matemática								si
Algoritmos especiales		S	BB	Propio	AD	BB	BB	BB
Tipo de planificación		N	N	Exp.	N	Exp./N	N	Exp.

Tabla 2. Evolución de los modelos de planificación (2)

Autores		Sun, Farris, Cote, Shoultz y Chen	Fawzi, Ali y Sobki	El-Kady	Boardman y Meckiff	Gonen y Ramírez- Rosado	Mikic	Youssef y Hackam
Año		1982	1983	1984	1985	1986	1986	1988
Subestaciones (S/E)	Costes fijos	si	si	si		si	si	si
	Costes variables	si	si			si	si	si
	Localización	si	si	si		si	si	si
	Tamaño			si		si	si	si
Líneas	Costes fijos	si		si	si	si	si	si
	Costes variables	si	si	si	si	si	si	si
	Localización	si	si	si	si	si	si	si
	Tamaño					si	si	
S/E y líneas: Una etapa		si	si	si			si	
		si	si	si			si	si
Varias etapas	Pseudinamicos	si						
	Dinámicos			si		si	si	si
Restricciones	Radialidad		si	si		si		si
	Tensiones		si			si		si
Fiabilidad								
Multiobjetivo								
Programación lineal entera- mixta		si	si	si	si	si		
Programación no lineal entera- mixta							si	si
Programación dinámica								
Programación matemática						si		
Algoritmos especiales		BB	BB	BB	S/BB		BT	L
Tipo de planificación		Exp.	Exp./N	Exp.	N	Exp.		Exp

Tabla 3. Evolución de los modelos de planificación (3)

Autores	Chen y Hsu	Aoki, Nara, Satoh, Kitagawa y Yamanaka	Ramirez-Rosado y Gonen	Kagan y Adams	Quintana, Temraz y Hipel	Miranda, Ranito y Proenca
Año	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Subestaciones (S/E)	Costes fijos	si	si	si	si	si
	Costes variables	si		si	si	si
	Localización	si	si	si	si	si
	Tamaño			si		si
Líneas	Costes fijos	si	si	si	si	si
	Costes variables	si	si	si	si	si
	Localización	si	si	si	si	si
	Tamaño		si	si		si
S/E y líneas: Una etapa		si				si
	Pseudinamicos		si	si	si	
Varias etapas					si	si
Restricciones	Radialidad		si		si	si
	Tensiones	si	si	si	si	si
Fiabilidad	si(*)			si		si(*)
Multiobjetivo				si		
Programación lineal entera- mixta		si	si			
Programación no lineal entera- mixta						
Programación dinámica						
Programación matemática						
Algoritmos especiales	IA/SE	BE/MIP	S/BB	MIP/BB/ Fz	CI y Previsión	AG
Tipo de planificación	Exp.	Exp.	Exp.		Exp.	Exp.

(\*): Condiciones evaluadas en el cómputo del coste de la solución, pero no como una restricción del modelo.

Tabla 4. Evolución de los modelos de planificación (4)

	<b>Autores</b>	<b>Ramírez- Rosado y Bernal- Agustín</b>	<b>Ramírez- Rosado y Dominguez</b>	<b>El Ghali</b>	<b>Navarro</b>
	<b>Año</b>	<b>1998</b>	<b>2000</b>	<b>2000</b>	<b>2007</b>
<b>Subestaciones (S/E)</b>	<b>Costes fijos</b>	si	si	si	
	<b>Costes variables</b>	si	si	si	
	<b>Localización</b>	si	si	si	
	<b>Tamaño</b>	si	si	si	
<b>Líneas</b>	<b>Costes fijos</b>	si	si	si	si
	<b>Costes variables</b>	si	si	si	si
	<b>Localización</b>	si	si	si	si
	<b>Tamaño</b>	si	si	si	si
<b>S/E y líneas: Una etapa</b>		si	si		si
	<b>Pseudinamicos</b>				
<b>Varias etapas</b>	<b>Dinámicos</b>	si	si	si	
<b>Restricciones</b>	<b>Radialidad</b>	si	si	si	
	<b>Tensiones</b>	si	si	si	
	<b>Fiabilidad</b>	si(*)	si(*)	si	
	<b>Multiobjetivo</b>	si	si		
	<b>Programación lineal entera- mixta</b>				
	<b>Programación no lineal entera- mixta</b>		si		
	<b>Programación dinámica</b>				
	<b>Programación matemática</b>				
	<b>Algoritmos especiales</b>	AG	TS/Fz	RS	CI/DV/TS
	<b>Tipo de planificación</b>	Exp.	Exp.	Exp.	N

En la **Tabla 5** se exponen las abreviaturas empleadas en las tablas anteriores:

**Tabla 5. Abreviaturas**

<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>	<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>
N	Nueva	BE	Branch Exchange
Exp.	Expansión	AD	Algoritmo de Dijkstra
S	Simplex	AG	Algoritmo genético
BB	Branch and Bound	IA	Inteligencia artificial
TS	Búsqueda tabú	SE	Sistema experto
CI	Cluster	Fz	Fuzzy
DV	Diagrama de Voronoi	RS	Recocido simulado
L	Lagrange	BT	Búsqueda total

Como información adicional, se puede consultar el artículo referenciado [113] en el que se describe brevemente cada una de las referencias del siglo XX que se exponen en las tablas anteriores, el artículo [112] que contiene también una tabla resumen de los autores y características de los modelos de planificación hasta el año 2000, y también el artículo [114], que realiza un repaso de los modelos de planificación de redes de distribución modernas desde el año 2005 hasta la actualidad, en los que ya se consideran aspectos más novedosos como la generación distribuida, respuesta de la demanda y vehículos eléctricos.

Como se puede comprobar, hay numerosos modelos y numerosas formas de resolverlos. Lo que no se ha tratado en profundidad es el tema de la planificación conjuntamente con la generación distribuida a nivel de los consumidores y con la gestión de la demanda, además de la incorporación de nuevas cargas como pueden ser los vehículos eléctricos. Por ejemplo, en [115] y [116] se evalúa la planificación de la generación distribuida en las redes de distribución, en [117] y [118] se evalúa la planificación con generación distribuida y gestión de la demanda, y en [119] se evalúa la planificación con la incorporación del vehículo eléctrico., pero no todo conjuntamente tal y como se propone en esta tesis.

### **2.6.1.1 Algoritmos de optimización**

Para encontrar la solución óptima a un problema existen numerosos algoritmos y técnicas con las que lograrlo, pero debido a la diversidad de modelos que existen y a sus diferencias en especificaciones hay algoritmos indicados para un tipo y no tan útiles para otros. Aquí se presenta una clasificación según tipos de modelos y se describen brevemente algunos algoritmos que se pueden utilizar y se han utilizado tal y como se ha visto en el apartado anterior.

### Según la naturaleza de las variables

Para modelos de variables continuas: compuestos por variables que pueden asumir variables reales en pasos continuos.

- **Simplex:** es un método iterativo para resolución de problemas lineales que repite operaciones sencillas hasta encontrar la solución, busca la solución moviéndose de un vértice a otro del poliedro que forman las restricciones, por tanto, siempre encuentra solución. Está limitado al resolver problemas de una sola función objetivo y donde todas las variables son continuas.

Algoritmos de punto interior: no buscan la solución solamente en los extremos del área factible, la buscan desde el interior de la misma.

- **Método Elipsoidal:** parte de un punto interior y se define un elipsoide con centro en él y estrictamente incluido en la región admisible, la optimización sobre el elipsoide de la función objetivo proporciona un nuevo punto interior más próximo a la solución óptima, y así se genera una sucesión de puntos interiores que converge a la solución óptima. Limitado en su ineficiencia por lentitud.
- **Método Primal-Dual:** cada problema de programación lineal tiene asociado un segundo problema de forma que la solución óptima de uno proporciona información completa de la solución óptima del otro. Se calcula la solución de ambos para cada punto factible y se calcula la distancia entre ambas soluciones, y en cada etapa se intenta minimizar esa distancia hasta converger al óptimo. Requiere menos iteraciones que el Simplex.

Algoritmos de aproximación exterior: también conocidos como métodos de relajación, se basan en quitar algunas restricciones del conjunto de soluciones factibles, las cuales se van añadiendo poco a poco conforme el algoritmo y las soluciones obtenidas hasta el momento lo exigen, con esto se logra tener problemas más sencillos de resolver.

Para modelos de variables enteras o mixtas.

- **Método de Enumeración Total:** enumera todas las soluciones posibles, las evalúa y selecciona la mejor. Contempla todas las soluciones posibles por lo que limita su aplicación a problemas de tamaño reducido.
- **Branch and Bound** (ramificación y acotación o poda): establece la búsqueda de la solución a través de una enumeración parcial. Consiste en una partición del espacio continuo de soluciones en un subconjunto, la idea es eliminar partes del espacio continuo que no son factibles para el problema entero, se acota la mejor solución del subconjunto y se descartan subconjuntos que la cota indica que no es posible que contenga la solución óptima. De esta forma se recorre el árbol de estados del problema por los caminos más ventajosos. Se basa en la técnica “divide y vencerás” (descomponer el problema en k problemas distintos del mismo tipo que el principal, pero de menor tamaño).

### Según la naturaleza de la formulación

Algoritmos de programación lineal: únicamente aplicables a métodos lineales, destaca el Simplex.

- **Branch and Cut:** es un algoritmo meta-heurístico para resolver problemas lineales enteros difíciles, que combina las estrategias de Simplex, Branch and Bound, algoritmos de Plano de Corte y heurísticas Primitives. Utiliza la técnica de “divide y vencerás”.

Algoritmos de programación no lineal: en estos se ha de evitar la convergencia a máximos o mínimos locales.

- **Algoritmos clásicos:** método de Mínimos Cuadrados, métodos basados en serie de Taylor, método de Newton, pero ninguno asegura convergencia global. Los basados en reglas heurísticas están orientados a la búsqueda del óptimo global.

Algoritmos basados en reglas meta-heurísticas y heurísticas: orientados a reducir tiempos de cómputo y que sean aplicables a modelos de tipo no lineal. Establecen diversas reglas que permiten conseguir soluciones aproximadas pero satisfactorias a problemas difíciles de resolver de forma exacta. No garantizan convergencia a globales.

A fin de evitar la convergencia a soluciones locales se puede optar a la linealización de la formulación matemática permitiendo así la utilización de algoritmos de tipo lineal.

- **Algoritmo de Greedy:** es un algoritmo heurístico de barrido, basado en una sola evaluación de las variables disponibles, selecciona en cada etapa la variable que mejor se adapta al objetivo, pero no garantiza soluciones óptimas de intercambio:

Heurísticas de intercambio: se inicia a partir de una solución completa, y el algoritmo realiza variaciones de la misma en un entorno cercano al planteamiento inicial procurando alcanzar soluciones que ofrezcan mejoras en la función objetivo, para evitar convergencia a soluciones locales se puede desarrollar el algoritmo a partir de un cierto número de soluciones iniciales diferentes y comparar resultados usando cada una de ellas en la iniciación del algoritmo.

- **Branch Exchange:** algoritmo meta-heurístico clásico, de aplicación sencilla cuya idea de intercambio de ramas es calcular el cambio que supone operar un par de interruptores, con la meta de reducir las pérdidas. Parte de una solución factible radial, y la modifica. Se puede permitir ciertas soluciones que empeoran la función objetivo para analizarlas y variarlas buscando una solución mejor en otros entornos cercanos de la función reduciendo probabilidades de encontrar óptimos locales. Puede ser adaptado directamente a problemas multietapa. Muy usado en expansión de redes.
- **Algoritmos Genéticos o Evolutivos:** es un algoritmo basado en la observación de la evolución natural de las especies. Es un algoritmo de tipo probabilístico, es decir, su comportamiento no es determinista y por tanto no tiene por qué encontrar la misma solución en dos ejecuciones distintas. Debido a su búsqueda resulta compatible para modelos no lineales. Son algoritmos de búsqueda y optimización, los cuales consisten en una población de cadenas de bits transformadas por tres operadores genéticos: la selección, cruce y mutación. Cada cadena (cromosoma) representa una posible solución para el problema a optimizar y cada bit (o grupo de bits), representa un valor de alguna variable del problema (gen). Básicamente,

codifican una solución en un cromosoma, como una estructura de datos, y aplican operadores (cruce y mutación) para obtener nuevas estructuras buscando la solución. Cruce es dividir dos cromosomas y mezclar las proporciones, mutación es cambiar aleatoriamente uno o varios elementos del cromosoma. Partiendo de un conjunto de soluciones probables evoluciona hacia mejores versiones de solución, que son generadas incorporando operadores genéticos, es necesario establecer criterios adecuados que permitan mantener y reproducir de manera eficiente soluciones con mejor medida de aceptación. El tamaño de la población que es el número de cromosomas es un elemento fundamental para encontrar una solución cercana a la óptima y para la rapidez de ejecución.

- **Simulated Annealing:** algoritmo heurístico de búsqueda local basado en calcular los estados de menor requerimiento energético de materiales en estado sólido. Al disminuir la temperatura a los materiales de forma controlada se estabilizan en configuraciones sólidas cuya generación energética depende de la velocidad de enfriamiento. El método después de alcanzar una solución local permite obtener nuevos estados, el proceso se reinicia con un nuevo valor aleatorio y se evalúan las soluciones resultantes y son comparadas con las anteriores, tomando la mejor. La temperatura del proceso va bajando lo que significa que finalmente el algoritmo sólo acepta soluciones que mejoran la función objetivo. Se pueden obtener probabilidades cercanas a 1 de encontrar la solución global si el proceso de enfriamiento es suficientemente lento. Principalmente usado en problemas como reconfiguración y ampliación de redes.
- **Tabu Search:** es un método heurístico de memoria adaptativa, sigue un proceso iterativo simple que explora el espacio de soluciones partiendo de una solución inicial y realizando movimientos desde una solución a la mejor de sus vecinas, por tanto, resuelve relativamente fácil y rápido problemas de alta complejidad. Asigna penalizaciones a los movimientos que empeoran la solución guiando la búsqueda hacia zonas más prometedoras, sólo usa estos para evitar seguir una dirección ya evaluada. Se crea una lista Tabu que va almacenando soluciones que se han alcanzado ya y que no se pueden utilizar durante varias iteraciones, esta lista se actualiza a medida que se resuelven nuevas iteraciones, finaliza cuando se alcanza un número máximo de iteraciones especificado o cuando la función objetivo no mejora. Es eficiente para tratar problemas complejos y de gran tamaño.
- **Colonia de hormigas:** surgió con la idea de encontrar el camino óptimo en un grafo basado en el comportamiento de las hormigas a la hora de explotar los recursos alimenticios. Una hormiga vaga hasta encontrar la comida, entonces regresa a la colonia más o menos por un camino corto, las demás hormigas se verán atraídas por la feromona que esta desprende y estas recorrerán los caminos dejando su rastro también y así los caminos más directos aumentarán su cantidad de feromonas y serán más atractivos para las siguientes hormigas. Cuando se encuentra una solución, esta se evalúa y se modifica el valor de las componentes de la ruta utilizada, esta información dirigirá la búsqueda de la siguiente iteración. Para este problema se fija un número de colonias o iteraciones y tiene la limitación de que cada colonia realiza el proceso completo de construcción de la red por lo que sólo se usa en problemas de tamaño pequeño.

### **Según las etapas de estudio**

Para modelos mono-etapa (estáticos): la información proporcionada para las variables es considerada válida y constante durante el intervalo de tiempo de la planificación completa. Entre estos se encuentran los descritos anteriormente.

Para modelos multietapa (dinámicos): se realiza mediante una secuencia de optimizaciones mono-etapa para cada intervalo de tiempo que conforma el tiempo total. Consiste en dos pasos, en el primero se evalúa la solución óptima deseada para el año horizonte y posteriormente se realizan optimizaciones mono-etapa sucesivas para los años intermedios, en este segundo paso se han de respetar decisiones a tomar definidas por la primera etapa para el año horizonte. Puede conducir a soluciones finales no óptimas. Permiten obtener una red que es diferente en cada etapa del plan, poniendo en servicio elementos nuevos de la red o eliminándolos en el inicio de cada etapa.

Para modelos pseudo-dinámicos: una simplificación de los modelos dinámicos ejecutando varios planes estáticos. En una primera fase se realiza un plan estático para todo el período, la segunda fase consiste en realizar un plan estático para cada etapa del período, considerando como espacio posible de soluciones el grafo obtenido en el plan estático de la primera fase. Además, para el cálculo del plan estático de una etapa se tendrá en cuenta la red obtenida en cada una de las etapas anteriores.

### **Según el número de objetivos considerados en la optimización**

Para modelos mono-objetivo: la función objetivo es única. Para resolución de más de un objetivo se requieren algoritmos especiales que permitan obtener las soluciones no dominadas del problema.

Para modelos multiobjetivo: metodologías a fin de evaluar soluciones que incluyen en su objetivo más de una función a optimizar.

- **Método de asignación de pesos:** método de selección posterior, planteamiento basado en la formulación de una única función objetivo proveniente de la combinación lineal de todos los objetivos originales multiplicados por variables escalares que tomarán valores entre 0 y 1 (peso). Es necesario que todos los objetivos sean definidos en las mismas unidades.
- **Método E-constraint:** método de selección posterior, consiste en la optimización de uno de los objetivos planteando los objetivos restantes en forma de restricción, fijando un valor esperado para dicha función como límite. Luego se evalúa el modelo mono-objetivo resultante y el algoritmo es repetido para todos los objetivos contemplados en el problema original.
- **Goal Programming:** método de pre asignación, requiere asignar valores esperados a los objetivos, la desventaja es que requiere información precisa sobre el problema analizado.

## **2.6.2 Progreso de la planificación y optimización de la generación distribuida**

La generación distribuida (DG, en sus siglas en inglés) se puede implementar en el lado del cliente o de la empresa con diferentes opciones de despacho. En el caso de DG

despachable, se podría incorporar en el proceso de planificación existente como un estudio alternativo [120]. Para la DG no despachable, como la energía fotovoltaica y la energía eólica, resulta esencial que las empresas eléctricas pronostiquen su crecimiento de la capacidad y sus patrones operativos con respecto a las resoluciones espaciales y temporales para desarrollar escenarios razonables para la demanda y la generación futuras. En este último caso, el supuesto convencional de tomar DG como carga negativa ya no es válido ya que el perfil de generación estocástico de DG está esencialmente sin correlación con la demanda.

Técnicas desarrolladas para DG en cuanto a planificación y optimización es intensamente revisado por [121]. El emplazamiento y dimensionamiento de la DG ha sido un enfoque con objetivos que van de un objetivo único, por ejemplo, minimización de pérdidas a multiobjetivos considerando, por ejemplo, pérdidas, perfil de voltaje y confiabilidad. Las técnicas desarrolladas para abordar estos problemas de optimización también van desde un enfoque analítico simple hasta algoritmos metaheurísticos basados en flujo de potencia óptimos, que difieren entre sí en exactitud, complejidad y requerimiento computacional. Por ejemplo, una simulación de Monte Carlo aplicada a DG es adecuada para representar DG de fuentes de energía variables y también para agregar la curva de variación de carga.

### **2.6.3 Esencia del análisis de series de tiempo**

Este cambio de paradigma hacia las redes inteligentes requiere reingeniería del proceso de planificación, lo que puede requerir la consideración de ciertos métodos y procedimientos. Los enfoques tradicionales de planificación a menudo conducen a soluciones conservadoras para los problemas de la red con mayores costos de inversión [122]-[123]. El aumento del nivel de penetración de las tecnologías con bajas emisiones de carbono en la distribución está cambiando el modo de funcionamiento de las redes [106]. Para planificar y operar las redes inteligentes de distribución es importante comprender el comportamiento del sistema. Para captar el comportamiento real de la red, la variabilidad temporal de los perfiles de generación y demanda debe ser adoptada en los cálculos de planificación [106]-[123]. Se pueden utilizar técnicas probabilísticas y de series temporales para capturar el comportamiento estocástico de los perfiles de carga y las unidades de generación.

Por lo tanto, el resultado de los cálculos de las redes presenta la carga y la tensión nodal estocásticamente. Como resultado, el planificador tendrá una comprensión más profunda de las condiciones de la red y los límites técnicos se pueden mostrar con relativa confianza en comparación con el enfoque determinístico, conociendo no sólo la magnitud de las limitaciones técnicas, sino también la frecuencia y la duración de estas restricciones [123]. Además, la adopción de análisis de series de tiempo en los cálculos de la red permite al planificador captar los aspectos operativos de las redes inteligentes de distribución (principalmente el impacto de las tecnologías y soluciones innovadoras) en la fase de planificación. Estos aspectos deben ser evaluados como alternativas de planificación viables estimando y aceptando el riesgo en contraste con el refuerzo tradicional de la red.

#### **2.6.4 Algoritmos evolutivos de planificación de redes**

El desarrollo de algoritmos de planificación de redes se centra tradicionalmente en las mejoras de las técnicas de optimización. El desarrollo reciente en la red compleja / teoría de grafos también dispara los intereses de algunos planificadores de red, ya que se ha demostrado útil para resolver problemas de optimización de red a gran escala [124]-[125]. Aparte de estos, un par de tendencias en curso en revolucionar los algoritmos de planificación desde diferentes perspectivas se han encontrado tanto en la literatura y las prácticas.

- 1) **Planificación estocástica:** La esencia de la planificación estocástica es el marco general establecido para modelar los problemas de optimización de la planificación que implican incertidumbre. En comparación con el enfoque convencional de método de planificación basado en el "pico de demanda proyectada", la planificación estocástica permite a los planificadores de redes visualizar y analizar las incertidumbres potenciales de una manera probabilística. En comparación con los métodos de planificación basados en la fiabilidad en los que la aparición de estados deterministas (por ejemplo, fallo de componentes) y el criterio de evaluación también podrían describirse de manera probabilística [126]-[127], la planificación estocástica hace hincapié en la construcción de etapas secuenciales en el proceso de la planificación con aspectos más amplios (por ejemplo, errores de pronóstico de la carga, niveles de penetración DER y tasas de falla de los componentes). En el contexto de una red inteligente en la que las incertidumbres se encuentran en los recursos de energía estocástica, el desarrollo de la tecnología y los marcos regulatorios, entre otros, utilizando la planificación estocástica puede contribuir eficazmente a la cobertura de riesgo [128] – [129].
- 2) **Planificación basada en la red de referencia:** Los modelos de referencia, los modelos de red generativa y los modelos de taxonomía son los tres tipos de modelos de referencia que pueden ayudar a los planificadores de redes de distribución. Los modelos de referencia [130] son generalmente desarrollados por grupos profesionales. Su objetivo es establecer una base común para los planificadores de redes para evaluar los impactos de nuevas tecnologías como DER y Microgrid, etc. La taxonomía y los modelos generativos se desarrollan siguiendo dos direcciones opuestas. El enfoque de taxonomía [131] requiere una gran cantidad de soluciones de red existentes para inicializar el cálculo. A través de una investigación de la semejanza estadística de las soluciones de red existentes, se desarrollarán diferentes categorías de redes de las soluciones de red existentes con respecto a la dimensión de la red, el diseño topológico, los tipos de componentes, la densidad de población y los factores geográficos. Para el enfoque generativo [132], por lo general sigue el procedimiento de planificación convencional, pero el uso avanzado de técnicas estadísticas como la teoría fractal para desarrollar automáticamente un conjunto de soluciones de red. En comparación con las soluciones empíricas tradicionales con sólo unas pocas alternativas para la evaluación final, el enfoque generativo puede ofrecer un gran número de soluciones de red viables para que los planificadores de red puedan elegir.

## 2.7 Conclusiones del capítulo

Es importante discutir sobre el desafío y problemas de LF basados en DSM. LF basado en DSM puede administrar eficazmente los requerimientos energéticos tanto de los consumidores como de las empresas distribuidoras. Esto ayuda a la empresa a mitigar la brecha entre la demanda y la oferta. No es un concepto nuevo, sin embargo, el ritmo de implementación es muy lento debido a varios problemas. Existen algunas barreras para un efectivo LF basado en DSM.

La integración de la infraestructura de comunicación avanzada se considera entre los principales problemas en la implementación de DSM en el entorno de red inteligente. Por el lado del consumidor, una variedad de dispositivos se comunica entre sí y requieren un sistema de comunicación apropiado. La actual infraestructura de comunicación no es capaz de satisfacer los requisitos de LF basado en DSM. Se requiere un análisis integral de los costos y beneficios que ayudará en la implementación de DSM en la red inteligente.

Hay muchas partes interesadas en el lado de los consumidores y tienen que comunicarse entre sí para lograr los objetivos de LF basado en DSM. Sin embargo, existe una variedad de tecnologías de comunicación que tienen diferentes protocolos de comunicación máquina a máquina. Como resultado, la interoperabilidad entre diferentes entidades se está convirtiendo en un reto.

Para un esquema de LF basado en DSM efectivo, la empresa distribuidora requiere la información detallada y continua de consumo de los usuarios. Esta información puede revelar las actividades del hogar que pueden causar serios problemas de seguridad y privacidad. La red de comunicaciones debe ser segura y resistente a los ataques cibernéticos.

La escalabilidad se considera como uno de los mayores retos en el entorno de red inteligente. El número de usuarios está aumentando día a día y requiere más velocidad de datos y ancho de banda para evitar la latencia. La infraestructura de comunicación debe ser capaz de acoger el número máximo de usuarios para lograr los beneficios de DSM.

Los consumidores tienen un comportamiento aleatorio que es la mayor barrera en la implementación de un efectivo LF basado en DSM. El objetivo principal del LF basado en DSM es reducir la carga de pico, aumentar la confiabilidad y estabilidad del sistema y sólo puede lograrse teniendo información sobre el patrón de consumo de los usuarios. LF ha sido el método más utilizado para predecir los patrones de consumo. La previsión de la demanda se enfrenta a muchos desafíos debido a las siguientes razones:

- Falta de disponibilidad de datos históricos
- Error en el modelo de pronóstico del tiempo
- Los consumidores híbridos que tienen tanto los medidores inteligentes como los tradicionales

La implementación de DSM involucra diferentes entidades que tienen diversos requisitos funcionales. Dispositivos como sensores, aparatos, controladores y recopilación de datos se combinan y comunican entre sí para crear una red. Esto requiere una infraestructura de comunicación estandarizada y un protocolo que actualmente se considera como la principal barrera en la implementación de DSM.

LF y los sistemas de precios dinámicos ayuda a las empresas eléctricas en la implementación de estrategias DSM en el entorno de red inteligente. Estas técnicas DSM ayudan a las empresas de servicios públicos en la planificación y operación futuras del sistema de energía. El precio de la electricidad varía con el tiempo de uso, es decir, más alto en las horas punta y menor en las horas no punta. Los precios dinámicos garantizan los precios variables para los consumidores según sus necesidades. Algunos de los esquemas de precios más utilizados son precios en tiempo real (RTP, por sus siglas en inglés), CPP y tarifas de uso (TOU, por sus siglas en inglés). Un esquema RTP correctamente diseñado aumenta la fiabilidad del sistema, reduce el costo de generación y reduce los gastos de electricidad de los consumidores [133, 134]. Se ha demostrado que la RTP puede demostrar ser el esquema de precios más eficiente, beneficia a casi todos los interesados, es decir, los consumidores y la empresa eléctrica. RTP también optimiza la demanda utilizando el sistema de control automatizado y ayuda a la empresa a reducir la carga pico a media.

Algunas de las técnicas de LF más utilizadas también se han elaborado con sus ventajas y desventajas. Se puede ver que los modelos de predicción basados en la inteligencia artificial son mucho más precisos en comparación con los modelos estadísticos. Estos modelos computacionales ayudan a los investigadores hacia modelos híbridos combinando múltiples técnicas.

Este análisis ofrece una visión general de algunas tendencias importantes hacia la planificación inteligente de la distribución. Es probable que la caracterización adecuada de los riesgos tecnológicos inciertos asociados con la red de distribución inteligente sea el punto de partida para reformar el procedimiento de planificación de la red de distribución. Mientras tanto, los cambios introducidos por los productos de la red inteligente, como la disminución de facturación de energía eléctrica por una mayor participación de la DG y el aumento de los gastos ocasionados por la implementación de nuevos programas DSM, tampoco pueden ser ignorados ya que también pueden cambiar los modelos comerciales tradicionales para las empresas de distribución. Antes de que las implicaciones financieras de estos cambios sean claras para las empresas eléctricas, los planificadores de redes deben hacer todo lo posible para consolidar la ecuación de costo-beneficio para los productos de red inteligente que se deben considerar en el ejercicio de planificación.



## **CAPÍTULO 3 : DISEÑO DEL MODELO CONCEPTUAL PARA LA IMPLEMENTACION DE REDES INTELIGENTES**

### **3.1 Introducción**

La visión de la Red Inteligente incluye la creación de redes de suministro de electricidad inteligente para permitir el uso eficiente de los recursos energéticos, mejorar la confiabilidad, la calidad del servicio, tener un menor impacto ambiental y una participación activa de los clientes. Con esta nueva visión se permitirá gestionar el comercio de electricidad entre diferentes participantes dentro de la red. Estos participantes pueden incluir o representar entidades tan diversas como usuarios individuales, hogares, consumidores comerciales, micro-redes, plantas eléctricas virtuales (VPPs, por sus siglas en inglés), agregadores de energía, proveedores de energía, generadores de energía, entre otros. La gestión de estas necesidades debe tener en cuenta el hecho de que la mayoría, si no todos, de los actores del sistema son interesados por sí mismos y no se puede esperar que cooperen sin incentivos. Para complicar aún más las cosas, existen numerosas fuentes de imprevisibilidad y factores restrictivos, como la capacidad de línea, la disponibilidad de recursos renovables y no renovables, el comportamiento incierto de los usuarios y el dinamismo intrínseco en tiempo real de la demanda y la oferta de electricidad. En este contexto se necesita diseñar un nuevo modelo que permita implementar los nuevos mecanismos de la red inteligente, en particular un mecanismo eficiente basado en el mercado y nuevas estrategias comerciales para la Red Inteligente, con un enfoque basado en agentes/roles.

Aquellos agentes, que podrían representar VPPs, agregadores, proveedores de energía o micro redes, pueden agrupar o agregar la demanda/generación individuales para operar en el mercado mayorista de electricidad. Esto podría conducir a un aumento en el orden de magnitud del número de participantes en el mercado.

Para hacer frente a esa complejidad, consideramos que en este nuevo modelo se debe contemplar las necesidades de información y comunicación de las redes inteligentes, debe estar al menos parcialmente automatizada, posiblemente con la mayoría de las operaciones automatizadas para que los agentes comerciales actúen correctamente en nombre de las partes que representan. Existen desafíos específicos en este nuevo modelo, tales como determinar y satisfacer correctamente las preferencias de los usuarios, cómo aprender automáticamente los patrones de comportamiento de los usuarios, cómo crear VPPs, agregadores o micro redes, y cómo compartir beneficios de manera que motiven una participación de tales grupos. Además, al más alto nivel, el diseño adecuado de las reglas del mercado y las estrategias comerciales es imprescindible para crear un sistema estable y eficiente, y una evaluación global del impacto de tales opciones es de vital importancia. Desarrollamos y evaluamos un nuevo modelo basado en el mercado y nuevas estrategias comerciales para las redes inteligentes.

### 3.2 Modelo conceptual según NIST [138]

La red inteligente es un sistema complejo de sistemas, atendiendo las diversas necesidades de muchas partes interesadas. Debe apoyar:

- Dispositivos y sistemas desarrollados independientemente por muchos proveedores de soluciones diferentes
- Muchas empresas eléctricas diferentes
- Millones de clientes industriales, comerciales y residenciales
- Diferentes entornos regulatorios

Además, estos sistemas deben trabajar juntos no sólo en los dominios técnicos de la red inteligente sino también en las partes interesadas de las empresas que no forman parte de la industria eléctrica. El logro de la interoperabilidad en un sistema distribuido de gran escala requiere una guía arquitectónica, que es proporcionada por la metodología de arquitectura de red inteligente (SGAM, por sus siglas en inglés).

La industria de la energía, al igual que otras industrias que dependen cada vez más de la automatización para funcionar, desarrolló diferentes arquitecturas e ingeniería de sistemas para traducir las metas empresariales de las partes interesadas en implementaciones que se realizaron como se desee, mitigando el riesgo y minimizando los excesos de costes. Estos esfuerzos llevan a un consenso de que un proceso arquitectónico que emplea el concepto de niveles discretos de capas de abstracción y puntos de vista de las partes interesadas proporciona la flexibilidad necesaria para abordar las nuevas demandas de la red inteligente manteniendo la infraestructura existente sin ser perturbada.

SGAM es una plantilla que se debe seguir mientras construyen aspectos de una arquitectura de red inteligente, independientemente de la especialidad de un arquitecto (por ejemplo, en áreas de transmisión, distribución, tecnologías de la información (TI, por sus siglas en inglés), "back office", comunicaciones, gestión de activos y planificación de redes).

El SGAM utiliza un enfoque orientado al servicio de toda la empresa para describir una arquitectura de red inteligente. Este enfoque de arquitectura de empresa mitiga los costes que normalmente se experimentan en las soluciones "únicas". Estas soluciones suelen ser desarrolladas e implementadas sin tener en cuenta metas a largo plazo de toda la empresa. Por otro lado, un enfoque orientado al servicio minimiza la complejidad de gastos, configuración y administración.

El marco arquitectónico proporcionado por SGAM se utilizará para varios propósitos importantes:

- Proporcionar a las partes interesadas una comprensión común de los elementos que forman parte de la red y sus relaciones
- Proporcionar a las partes interesadas la trazabilidad entre las funciones y los objetivos de la red inteligente
- Proporcionar una serie de opiniones estratégicas y de alto nivel sobre los servicios técnicos y de negocios previstos, los sistemas de apoyo y los procedimientos
- Proporcionar una hoja de ruta técnica para la integración de sistemas entre dominios, compañías y negocios

- Orientar las distintas arquitecturas de implementación, sistemas, estructuras organizativas y estándares de soporte que conforman la red inteligente

### **3.2.1 Objetivos de la arquitectura de la red inteligente**

Los objetivos fundamentales de la arquitectura de la red inteligente incluyen:

- **Opciones:** las arquitecturas deben soportar una amplia gama de opciones de tecnología (legado y nuevo). Las arquitecturas deben ser lo suficientemente flexibles como para incorporar tecnologías en evolución, así como para trabajar con aplicaciones legadas y dispositivos que están en camino a ser estandarizados, evitando la mayor inversión de capital y/o personalización posible.

- **Interoperabilidad:** Las arquitecturas deben soportar interfaces estándar con otros sistemas y procesos manuales si existe una norma. Esto incluye la interoperabilidad entre los productos de terceros y la gestión e infraestructuras de ciberseguridad.

- **Mantenimiento:** Las arquitecturas deben soportar la capacidad a ser seguros y a tener un mantenimiento confiable durante su ciclo de vida.

- **Actualización:** Las arquitecturas deben soportar la capacidad de los sistemas de ser mejorados sin dificultad y permanecer operativos durante períodos de actualizaciones parciales del sistema.

- **Innovación:** Las arquitecturas deben permitir y fomentar la innovación. Esto incluye la capacidad de acomodar la innovación en políticas y regulaciones, procesos y procedimientos empresariales, procesamiento de información, comunicaciones técnicas; y la integración de nuevos e innovadores sistemas de energía.

- **Escalabilidad:** Las arquitecturas deben incluir elementos que sean apropiados para las aplicaciones que residen dentro de ellos. Las arquitecturas deben apoyar los desarrollos de sistemas de gran escala, bien administrados y seguros con una vida útil adecuada para estos tipos de sistemas, que oscila entre 5 y 30 años.

- **Legado:** las arquitecturas deben admitir la integración y migración de sistemas legados.

- **Seguridad:** Las arquitecturas deben tener la capacidad de resistir a las intrusiones no autorizadas, accesos o usos de activos físicos y cibernéticos. Este soporte debe satisfacer todos los requisitos de seguridad de los componentes del sistema.

- **Flexibilidad:** Las arquitecturas deben permitir a un ejecutor elegir el tipo y orden de implementación. La flexibilidad también permite que partes de una implementación se desvíen del plan original sin incurrir en una penalización.

- **Gobernabilidad:** Las arquitecturas deben promover un sistema bien administrado de sistemas que serán habilitados a través de políticas consistentes sobre su diseño y operación continuos durante todo su ciclo de vida.

- **Asequibilidad:** Las arquitecturas deben permitir fundamentalmente el ahorro de capital, así como el ahorro del ciclo de vida a través de operaciones y mantenimiento basados en estándares. Deben permitir la adquisición de equipos interoperables de redes inteligentes mediante el desarrollo de mercados nacionales e internacionales maduros.

### 3.2.2 Metodología de la arquitectura de las redes inteligentes

El modelo de dominio conceptual apoya la planificación, el desarrollo de requisitos, la documentación y la organización de la diversa, creciente colección de redes y equipos interconectados que componen la red inteligente. Con este propósito, NIST adoptó el enfoque de dividir la red inteligente en siete dominios, como se describe en la **Tabla 6** y se muestra gráficamente en la **Figura 2**.

Cada dominio -y sus subdominios- abarca los roles y servicios conceptuales de la red inteligente. Incluyen tipos de servicios, interacciones y partes interesadas que toman decisiones e intercambian información necesaria para realizar objetivos identificados, tales como: gestión de clientes, agregación de generación distribuida y gestión de interrupciones. Los servicios se realizan mediante una o más funciones dentro de un dominio. Por ejemplo, los servicios correspondientes pueden incluir automatización de la casa, recursos de energía distribuida (DER, en sus siglas en inglés) y la respuesta de la demanda del cliente, el control de la carga y la toma de conciencia de la situación de área amplia en tiempo casi real (WASA, por sus siglas en inglés).

Las funciones, los servicios y los requisitos que permiten la funcionalidad de la red inteligente se describen en varias aplicaciones arquitectónicas y en niveles más bajos de la arquitectura por negocios normalizados y casos de uso, que detallan los requisitos específicos de la red inteligente.

**Tabla 6. Dominios y Roles/Servicios en Modelo Conceptual de Redes Inteligentes [138]**

	<b>Dominio</b>	<b>Roles/Servicios en el Dominio</b>
1	Cliente	Los usuarios finales de la electricidad. También puede generar, almacenar y administrar el uso de energía. Tradicionalmente, se discuten tres tipos de clientes, cada uno con su propio dominio: residencial, comercial e industrial.
2	Mercados	Los operadores y participantes en los mercados de la electricidad.
3	Proveedor de servicios	Las organizaciones que prestan servicios a los clientes eléctricos y a las empresas.
4	Operaciones	Los gestores del movimiento de electricidad.
5	Generación	Los generadores de electricidad. También puede almacenar energía para su posterior distribución. Este dominio incluye fuentes tradicionales de generación (tradicionalmente denominadas generación) y recursos energéticos distribuidos (DER, en sus siglas en inglés). En un nivel lógico, la "generación" incluye el carbón, la energía nuclear, y la generación hidráulica a gran escala generalmente unida a la transmisión. DER (a nivel lógico) está asociado con la generación y el almacenamiento proporcionados por el cliente y la distribución, y con los recursos energéticos agregados por el proveedor de servicios.

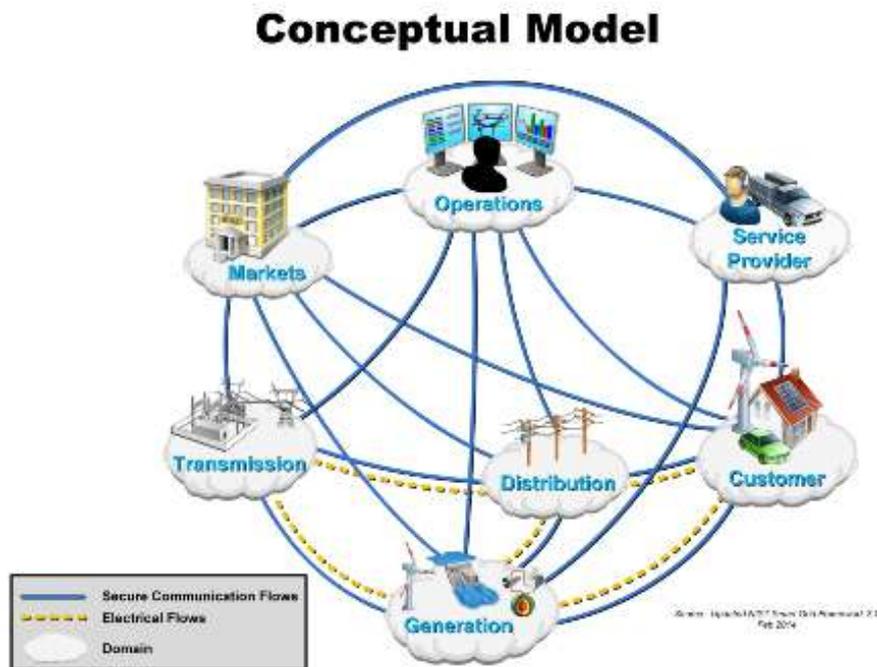
	<b>Dominio</b>	<b>Roles/Servicios en el Dominio</b>
6	Transmisión	Los portadores de grandes cantidades de electricidad a largas distancias. También puede almacenar y generar electricidad.
7	Distribución	Distribuidores de electricidad de y hacia clientes. También puede almacenar y generar electricidad.

En general, los roles en el mismo dominio tienen objetivos similares. Sin embargo, las comunicaciones dentro del mismo dominio pueden tener características diferentes y pueden tener que cumplir con diferentes requisitos para lograr la interoperabilidad.

Para habilitar la funcionalidad de red inteligente, las funciones de un dominio en particular interactúan con roles en otros dominios, como se muestra en la **Figura 2**. Además, dominios particulares también pueden contener componentes de otros dominios. Por ejemplo, los Operadores Independientes del Sistema (ISO, por sus siglas en inglés) y las Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO, por sus siglas en inglés) en Norteamérica tienen papeles tanto en los mercados como en los dominios de operaciones. De manera similar, una empresa de distribución no está totalmente contenida dentro del dominio de distribución; es probable que contenga funciones en el dominio de operaciones, como una gestión de distribución y en el dominio del cliente, como la supervisión. Por otro lado, una empresa verticalmente integrada puede tener roles en muchos dominios.

Subyacente al Modelo Conceptual es un marco legal y regulatorio que permite la implementación y gestión de políticas y requisitos consistentes que se aplican a diversos actores y aplicaciones y a sus interacciones. Los reglamentos, adoptados por la Comisión Federal Reguladora de la Energía (FERC, por sus siglas en inglés) a nivel federal y por las comisiones de servicios públicos a nivel estatal y local, regulan muchos aspectos, incluyendo las implementaciones de políticas de la red inteligente. Tales regulaciones están destinadas a asegurar que las tarifas eléctricas sean justas y razonables y que se cumplan los requisitos de seguridad, confiabilidad, seguridad, privacidad y otros requisitos de política pública [135].

La transición a la red inteligente introduce nuevas consideraciones regulatorias, que pueden trascender las fronteras jurisdiccionales y requieren una mayor coordinación entre los reguladores. El modelo conceptual pretende ser una herramienta útil para los reguladores en todos los niveles para evaluar la mejor manera de lograr los objetivos de política pública que, junto con los objetivos empresariales, motivan las inversiones en la modernización de la infraestructura eléctrica nacional y la construcción de una economía energética limpia. Por lo tanto, el modelo conceptual debe ser consistente con el marco legal y regulador y apoyar su evolución en el tiempo. Del mismo modo, las normas y protocolos identificados en el marco deben ajustarse a los objetivos y responsabilidades reglamentarias existentes y emergentes.



**Figura 2. Interacción de roles en diferentes dominios de las redes inteligentes [138]**

El modelo conceptual consta de varios dominios, cada uno de los cuales contiene muchas aplicaciones y roles que están conectados por asociaciones, a través de interfaces.

- **Actor:** Se considera que un actor es una persona, organización o sistema que tiene por lo menos un rol que inicia o interactúa con actividades. Los actores pueden ser internos o externos a una organización. Los actores pueden ser dispositivos, sistemas informáticos o programas de software y / o las organizaciones que los poseen. Los actores tienen la capacidad de tomar decisiones e intercambiar información con otros actores a través de interfaces.

- **Rol:** El rol es la función usual o esperada, la capacidad o el servicio que desempeña un actor, o la parte que alguien o algo juega en una acción o evento en particular. Un actor puede desempeñar una serie de funciones.

- **Aplicaciones:** Las aplicaciones son procesos automatizados que realizan servicios a petición o por roles dentro de los dominios. Algunas aplicaciones son realizadas por un solo rol, otras por varios actores / roles trabajando juntos.

- **Dominios:** Los dominios agrupan roles juntos para descubrir las características comunes que definen las interfaces. En general, los roles en el mismo dominio tienen objetivos similares. Las comunicaciones dentro del mismo dominio pueden tener características y requisitos similares. Los dominios pueden contener otros dominios o subdominios.

- **Asociaciones:** Las asociaciones son conexiones lógicas entre roles que establecen relaciones bilaterales. Los roles interactúan con roles asociados a través de interfaces. En la **Figura 2**, las asociaciones eléctricas entre dominios se muestran como líneas discontinuas, y las asociaciones de comunicaciones se muestran como líneas continuas.

• **Los roles son la intersección de interfaces** que representan el punto de acceso entre dominios. Las interfaces de comunicaciones están en cada extremo de las asociaciones de comunicación y representan el punto de acceso para que la información entre y salga de un dominio (las interfaces son lógicas). Las interfaces muestran conexiones eléctricas o conexiones de comunicaciones. Cada una de estas interfaces puede ser bidireccional. Las interfaces de comunicaciones representan un intercambio de información entre dos dominios y los actores dentro; no representan conexiones físicas. Representan conexiones lógicas en la red de información de red inteligente que interconecta varios dominios.

Es importante tener en cuenta que el diagrama de dominio (o el modelo conceptual) de la red inteligente no se limita a un solo dominio, una sola aplicación o un solo caso de uso. Por ejemplo, el uso de la "red inteligente" en algunas discusiones se ha aplicado sólo a la automatización de la distribución o en otras discusiones sólo a la medición avanzada o la respuesta de la demanda. El modelo conceptual supone que la red inteligente incluye una amplia variedad de casos de uso y aplicaciones, especialmente (pero no limitado a) las prioridades funcionales y los requisitos transversales identificados por la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés). El ámbito también incluye otros requisitos transversales, incluyendo la gestión de datos y la integración de aplicaciones, tal como se describe en el "GridWise Architecture Council Interoperability Context-Setting Framework" [136].

### **3.2.2.1 Dominio del cliente**

El cliente es en última instancia el participante que toda la red fue creada para apoyarle. Este es el dominio donde se consume la electricidad, ver **Figura 3**. Los actores en el Dominio del Cliente permiten a los clientes administrar su uso y generación de energía. Algunos actores también proporcionan control y flujo de información entre el dominio del cliente y los otros dominios. Los límites del dominio del Cliente se consideran típicamente el medidor de energía y la interfaz de servicios energéticos (ESI, por sus siglas en inglés).

El ESI proporciona una interfaz segura para las interacciones de la empresa al cliente. El ESI a su vez puede actuar como un puente a los sistemas, tales como un sistema de automatización de edificios (BAS, por sus siglas en inglés) o un sistema de gestión del cliente [137].

El dominio del cliente suele estar segmentado en subdominios para el hogar, comercial e industrial. Las necesidades energéticas de estos subdominios se fijan normalmente en menos de 20 kW de demanda para una residencia, 20-200 kW para edificios comerciales y más de 200 kW para industrial. Cada subdominio tiene múltiples actores y aplicaciones, que también pueden estar presentes en los otros subdominios. Cada subdominio tiene un actor medidor y un ESI, que pueden residir en el medidor, en un sistema de gestión, o fuera de las instalaciones, o en un dispositivo final. El ESI es el interfaz de servicio primario al dominio de cliente. El ESI puede comunicarse con otros dominios a través de la infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) u otro medio, como Internet. El ESI proporciona la interfaz a dispositivos y sistemas dentro de las instalaciones del cliente, ya sea directamente o a través de una red de área local (HAN, por sus siglas en inglés), red de área local (LAN, por sus siglas en inglés) o algún otro mecanismo en el futuro.

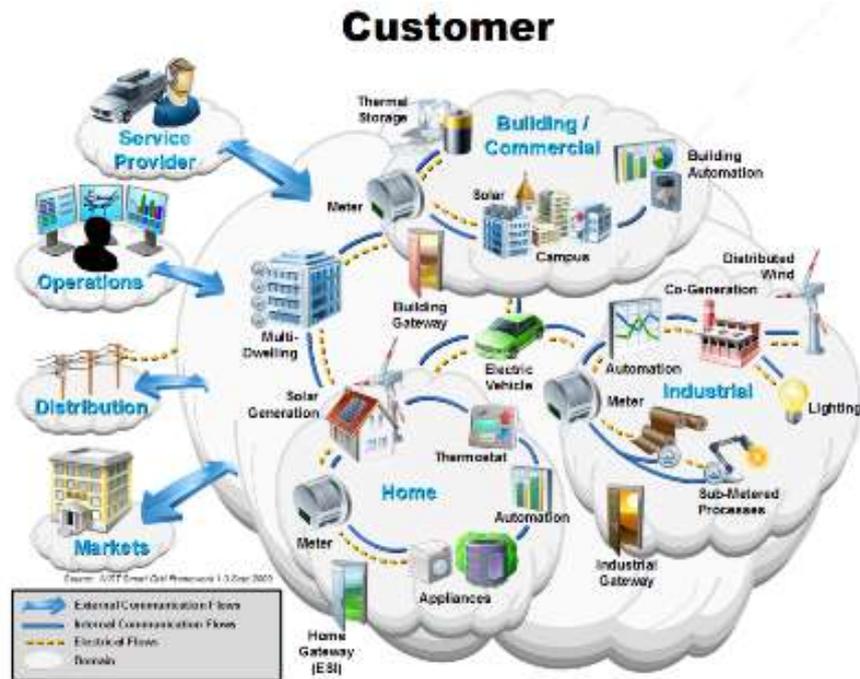


Figura 3. Visión general del dominio del cliente [138].

Puede haber más de una ruta de comunicaciones por cliente. Los puntos de entrada pueden soportar aplicaciones tales como control de carga remota, monitoreo y control de generación distribuida, visualización en el hogar del uso de energía del cliente, lectura de contadores no energéticos e integración con sistemas de gestión de energía de edificios y la empresa. Pueden proporcionar auditoría para fines de seguridad cibernética. El dominio de cliente está conectado eléctricamente al dominio de distribución. Se comunica con los dominios de Distribución, Operaciones, Mercado y Proveedor de servicios. En la **Tabla 7** se detallan las diferentes categorías de las aplicaciones típicas del Dominio del Cliente.

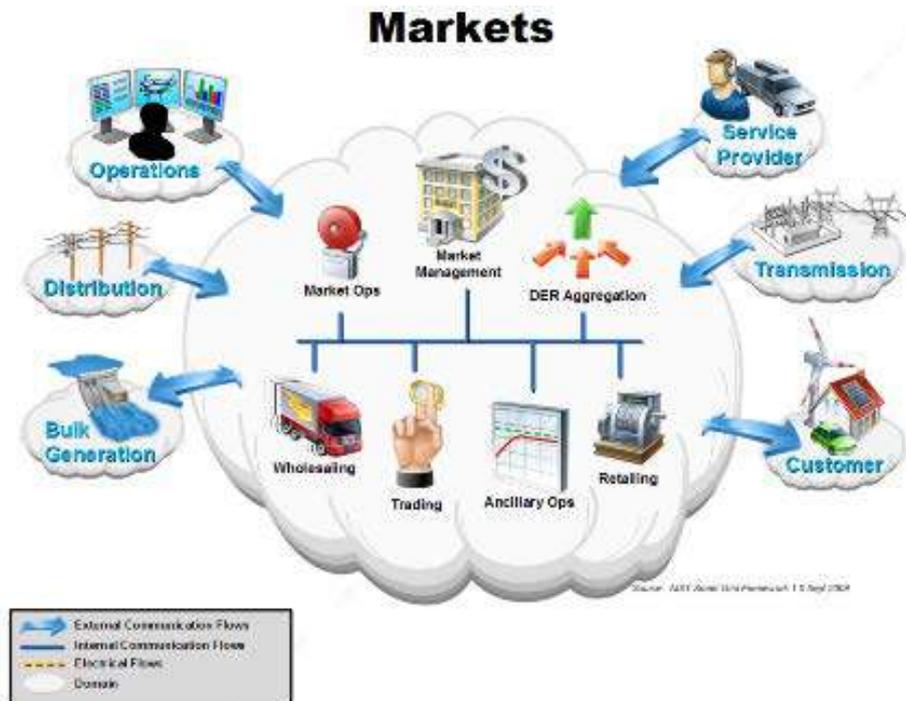
Tabla 7. Categorías de Aplicaciones Típicas en el Dominio del Cliente [138]

Ejemplo de la Categoría de Aplicación	Descripción
Automatización de Casa o Edificios	Un sistema que es capaz de controlar varias funciones dentro de un edificio, tales como iluminación y control de temperatura.
Automatización Industrial	Un sistema que controla procesos industriales tales como fabricación o almacenaje. Estos sistemas tienen requisitos muy diferentes en comparación con los sistemas del hogar y los edificios.
Micro-generación	Incluye todo tipo de generación distribuida, a saber: generadores solares, eólicos e hidroeléctricos. Generación aprovecha la energía para la electricidad en una ubicación del cliente. Puede ser monitoreado, despachado o controlado a través de comunicaciones.

Ejemplo de la Categoría de Aplicación	Descripción
Almacenamiento	Medios para almacenar energía que se puede convertir directamente o mediante un proceso a electricidad. Los ejemplos incluyen unidades de almacenamiento térmico y baterías (tanto estacionarias como eléctricas).

### 3.2.2.2 Dominio de Mercados

Los mercados son donde se compran y se venden los activos de la red. Los mercados aún por crearse pueden ser decisivos para definir la red inteligente del futuro. Roles en el dominio de los mercados intercambian precios y realizan suministro de balance y demanda dentro del sistema eléctrico, ver la **Figura 4**. Los límites del dominio de mercados incluyen el borde del dominio Operaciones donde ocurre el control, los dominios que suministran activos (por ejemplo, Generación, Transmisión, etc.) y el dominio Cliente.



**Figura 4. Visión general del dominio del mercado [138].**

Los flujos de comunicación entre el dominio de Mercados y los dominios que suministran energía son críticos porque la correspondencia eficiente de la producción con el consumo depende de los mercados. Los dominios de suministro de energía incluyen el dominio Generación. Las Normas de Protección de Infraestructura Crítica de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC, por sus siglas en inglés) consideran que los proveedores de más de 300 megavatios son de generación masiva; la mayoría de DER es más pequeño y se sirve típicamente a través de agregadores. DER participa en los mercados hasta cierto punto en la actualidad, y tendrá una mayor participación a medida que la red inteligente se vuelva más interactiva.

Las comunicaciones para las interacciones del dominio de Mercados deben ser confiables, rastreables y auditables. Además, estas comunicaciones deben apoyar los estándares de comercio electrónico para la integridad y el no repudio. A medida que aumenta el porcentaje de energía suministrado por pequeños DER, se debe reducir la latencia permitida en las comunicaciones con estos recursos.

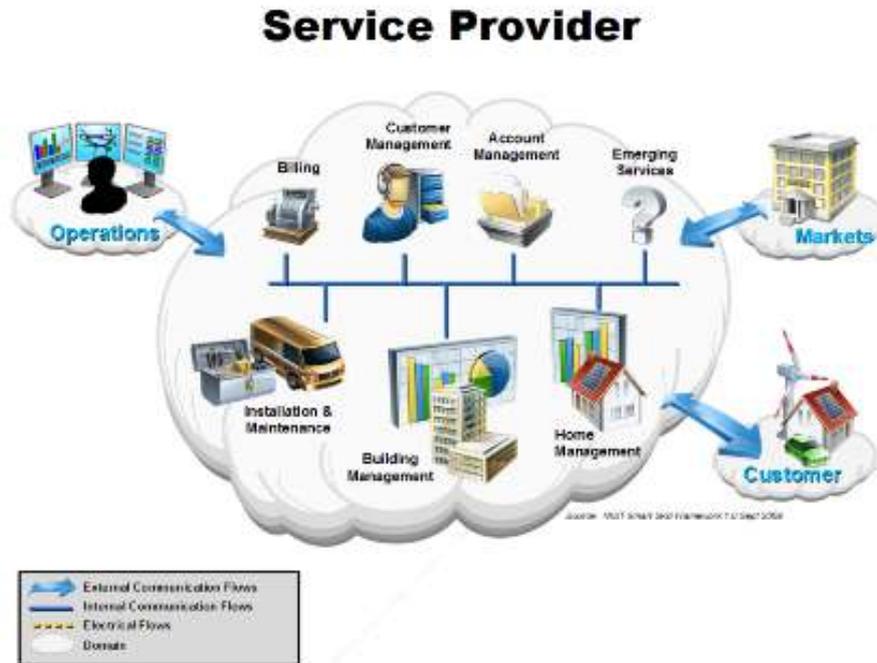
Los desafíos de alta prioridad en el dominio de Mercados son: extender las señales de precio y DER a cada uno de los subdominios del Cliente; simplificación de las normas o reglas del mercado; ampliar las capacidades de los agregadores; garantizar la interoperabilidad entre todos los proveedores y consumidores de información de mercado; gestionar el crecimiento (y la regulación) de la venta al por menor y la venta al por mayor de energía; y la evolución de los mecanismos de comunicación para precios y características energéticas entre los mercados y los dominios de los clientes. En la **Tabla 8** se detallan las diferentes aplicaciones típicas del Dominio de los Mercados.

**Tabla 8. Aplicaciones Típicas en el Dominio de los Mercados [138]**

<b>Ejemplo de Aplicación</b>	<b>Descripción</b>
Gestión de Mercado	Los gestionadores de mercado incluyen ISOs para mercados al por mayor o New York Mercantile Exchange (NYMEX)/Chicago Mercantile Exchange (CME) para los mercados a futuro en muchas regiones ISO / RTO. También hay mercados de transmisión, servicios y respuesta de la demanda. Algunos recursos del DER se tratan hoy como generación despachable.
Venta al por Menor	Los minoristas venden energía a los clientes finales y pueden en el futuro agregar DER entre clientes o en el mercado. La mayoría están conectados a una organización comercial para permitir la participación en el mercado mayorista.
Agregación DER	Los agregadores combinan participantes más pequeños (como proveedores, clientes o restricciones) para permitir que los recursos distribuidos jueguen en los mercados más grandes.
Comercio	Los comerciantes son participantes en los mercados, que incluyen agregadores de provisión, consumo, reducción y otras entidades calificadas. Hay una serie de empresas cuyo principal negocio es la compra y venta de energía.
Mercado de Operaciones	Las operaciones de mercado hacen que una función particular del mercado funcione sin problemas. Las funciones incluyen liquidación financiera y de bienes vendidos, flujos de cotización de precios, auditoría, balance y más.
Operaciones Auxiliares	Las operaciones auxiliares proporcionan un mercado para proveer soporte de frecuencia, soporte de voltaje, reserva rodante y otros servicios auxiliares según lo definido por FERC, NERC y las diversas ISOs. Estos mercados normalmente funcionan a nivel regional o ISO.

### 3.2.2.3 Dominio del proveedor de servicios

Los actores en el dominio Proveedor de servicios realizan servicios para apoyar los procesos empresariales de los productores, distribuidores y clientes del sistema eléctrico, ver **Figura 5**. Estos procesos de negocio van desde servicios de empresas tradicionales, como facturación y gestión de cuentas de clientes, hasta servicios de atención al cliente mejorados, como la gestión del uso de energía y la generación de energía en el hogar.



**Figura 5. Visión general del dominio del proveedor de servicio [138].**

El dominio del proveedor de servicios comparte interfaces con los dominios de mercados, operaciones y cliente. Las comunicaciones con el dominio Operaciones son críticas para el control del sistema y la conciencia situacional; las comunicaciones con los mercados y los dominios de los clientes son fundamentales para permitir el crecimiento económico mediante el desarrollo de servicios "inteligentes". Por ejemplo, el dominio proveedor de servicios puede proporcionar la interfaz que permite al cliente interactuar con el mercado.

Los proveedores de servicios crean nuevos e innovadores servicios para satisfacer los requisitos y oportunidades que presenta la red inteligente en evolución. Los servicios pueden ser realizados por el proveedor de servicio eléctrico, por terceros existentes o por nuevos participantes dibujados por nuevos modelos de negocio. Los servicios emergentes representan un área de significativo crecimiento económico.

El reto prioritario en el dominio del Proveedor de Servicios es desarrollar interfaces y estándares clave que permitan un ecosistema dinámico impulsado por el mercado mientras se protege la infraestructura de energía crítica. Estas interfaces deben ser capaces de operar sobre una variedad de tecnologías de red, manteniendo una semántica coherente de mensajería. El proveedor de servicios no debe comprometer la seguridad cibernética, la

confiabilidad, la estabilidad, la integridad o la seguridad de la red de energía eléctrica al prestar servicios existentes o emergentes.

Algunos beneficios para el dominio del proveedor de servicios del despliegue de la red inteligente incluyen:

- El desarrollo de un mercado creciente para proveedores que no son de las empresas eléctricas para proveer servicios y productos de valor agregado a clientes, empresas eléctricas y otras partes interesadas a costos competitivos;
- La disminución del costo de los servicios empresariales para otros dominios de la red inteligente; y
- Una disminución en el consumo de energía y un aumento en la generación de energía a medida que los clientes se convierten en participantes activos en la cadena de suministro de energía.

Las aplicaciones representativas dentro del Dominio del Proveedor de Servicios se describen en la **Tabla 9**.

**Tabla 9. Aplicaciones Típicas en el Dominio del Proveedor de Servicios [138]**

<b>Ejemplo de Aplicación</b>	<b>Descripción</b>
Gestión del Cliente	Gestionar las relaciones con los clientes proporcionando puntos de contacto y resolución para los problemas de los clientes.
Instalación y Mantenimiento	Instalación y mantenimiento de equipos locales que interactúan con la red inteligente.
Gestión de Edificios	Monitorear y controlar la energía del edificio y responder a las señales inteligentes de la red, minimizando al mismo tiempo el impacto en los ocupantes del edificio.
Gestión de la Casa	Monitorizar y controlar la energía doméstica y responder a las señales de red inteligente, minimizando al mismo tiempo el impacto en los ocupantes del hogar.
Facturación	Gestión de la información de facturación de los clientes, incluida la facturación y el procesamiento de pagos.
Administración de Cuentas	Gestión de las cuentas comerciales de proveedores y clientes.

#### **3.2.2.4 Dominio de operaciones**

Los actores del Dominio Operaciones son responsables del buen funcionamiento del sistema de energía. Hoy en día, la mayoría de estas funciones son responsabilidad de una empresa regulada, ver **Figura 6**. La red inteligente permitirá que más de estas funciones sean proporcionadas por los proveedores de servicios. No importa cómo evolucionen los dominios de proveedor de servicios y mercados, todavía habrá funciones necesarias para planificar y operar los puntos de entrega de servicios de una compañía regulada.

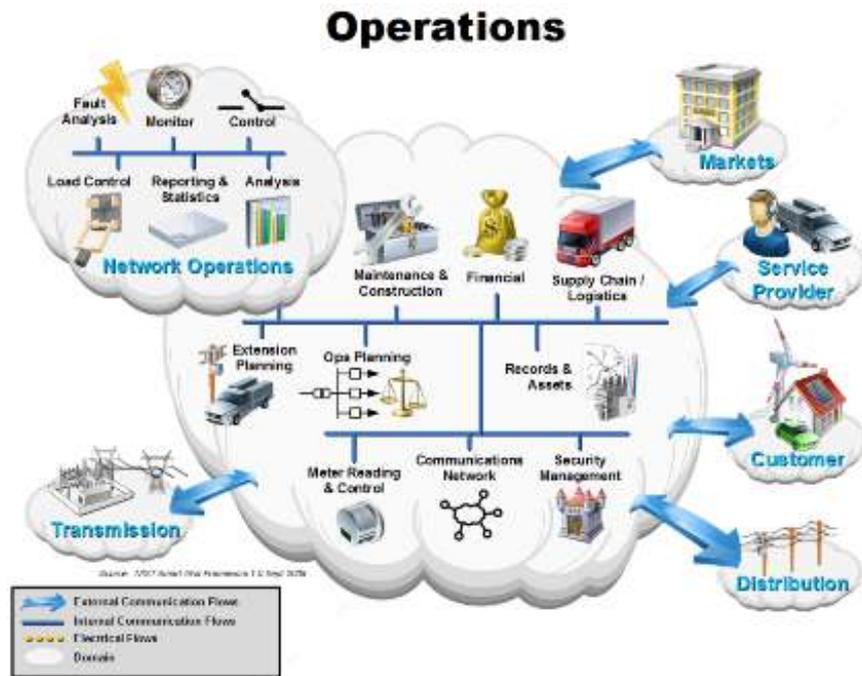


Figura 6. Visión general del dominio de operaciones [138].

Actualmente, a nivel físico, se utilizan varios sistemas de gestión de energía para analizar y operar el sistema de energía de forma fiable y eficiente.

Las aplicaciones representativas dentro del dominio Operaciones se describen en la **Tabla 10**. Estas aplicaciones se derivan de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) 61968-1 Modelo de Referencia de Interfaz (IRM, por sus siglas en inglés) para este dominio.

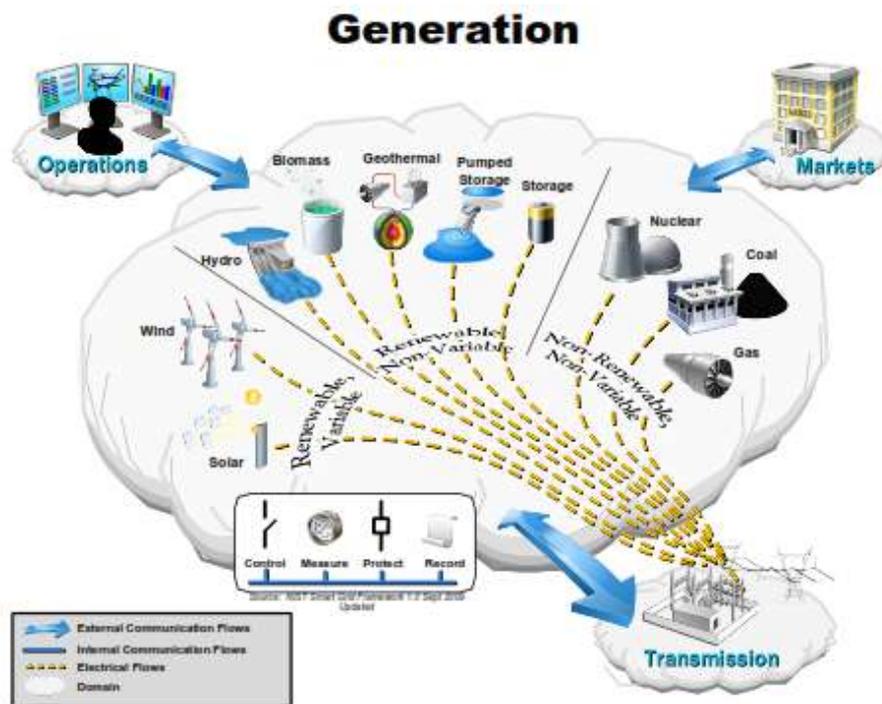
Tabla 10. Aplicaciones Típicas en el Dominio de las Operaciones [138]

Ejemplo de Aplicación	Descripción
Monitoreando	Las funciones de monitoreo de la operación de red supervisan la topología de la red, la conectividad y las condiciones de carga, incluyendo estados de interruptor y conmutador, así como el estado del equipo de control. Localizan quejas por teléfono del cliente y equipos de campo.
Control	El control de la red está coordinado por roles en este dominio. Sólo pueden supervisar el área amplia, la subestación y el control local automático o manual.
Gestión de Fallas	Los roles de la gestión de fallas aumentan la velocidad a la que se pueden localizar, identificar y segmentar fallas y la velocidad a la que se puede restaurar el servicio. Proporcionan información para los clientes, coordinan con el despacho de la fuerza de trabajo, y compilan la información para las estadísticas.

<b>Ejemplo de Aplicación</b>	<b>Descripción</b>
Análisis	Los roles de análisis de retroalimentación de la operación comparan los registros tomados de la operación en tiempo real relacionados con la información sobre incidentes de red, conectividad y carga para optimizar el mantenimiento periódico.
Reportes y Estadísticas	Las estadísticas operacionales y las funciones de informes archivan los datos en línea y realizan análisis de retroalimentación sobre la eficiencia y fiabilidad del sistema.
Cálculos de Red	Los roles de cálculo de red en tiempo real (no mostrados) proporcionan a los operadores del sistema la capacidad de evaluar la confiabilidad y seguridad del sistema de energía.
Formación	Los roles de entrenamiento del despachador (no mostrados) proporcionan facilidades para los despachadores que simulan el sistema real que usarán.
Registros y Activos	Los registros y las funciones de administración de activos rastrean e informan sobre la subestación y el inventario de equipos de red, proporcionan datos geospaciales y pantallas geográficas, mantienen registros de activos no eléctricos y realizan planificación de inversiones de activos.
Planificación de la Operación	Las funciones de planificación operativa y optimización realizan simulación de operaciones de red, programan acciones de conmutación, reparan equipos de reparación, informan a los clientes afectados y programan la importación de energía. Mantienen el costo de la energía importada baja a través de generación de pico, conmutación, desprendimiento de carga, respuesta de la demanda o DER.
Mantenimiento y Construcción	Las funciones de mantenimiento y construcción coordinan la inspección, limpieza y ajuste del equipo; organizar la construcción y el diseño; envío y planificación de trabajos de mantenimiento y construcción; y capturar los registros recopilados por campo para ver la información necesaria para realizar sus tareas.
Planificación de la Expansión	Las funciones de planificación de extensión de red desarrollan planes a largo plazo para la confiabilidad del sistema eléctrico; monitorear el costo, el desempeño y el calendario de construcción; y definir proyectos para extender la red, como nuevas líneas, alimentadores.
Atención al Cliente	Las funciones de asistencia al cliente ayudan a adquirir, suministrar, instalar y solucionar problemas de los servicios del sistema de energía. También transmiten y registran los informes de problemas de los clientes.

### 3.2.2.5 Dominio de Generación

Las aplicaciones en el dominio Generación son los primeros procesos en la entrega de electricidad a los clientes, ver **Figura 7**. La generación de electricidad es el proceso de crear electricidad a partir de otras formas de energía, que pueden incluir una amplia variedad de fuentes, utilizando combustión química, fisión nuclear, flujo de agua, viento, radiación solar y calor geotérmico. El límite del dominio de Generación es el dominio de Transmisión o el dominio de Distribución. El dominio Generación está conectado eléctricamente al dominio Transmisión o al dominio de Distribución y comparte interfaces con los dominios Operaciones, Mercados, Transmisión y Distribución.



**Figura 7. Visión general del dominio de generación [138].**

Las comunicaciones con los dominios de Transmisión y Distribución son críticas, ya que, sin un mecanismo de entrega, los clientes no pueden ser atendidos. El dominio Generación debe comunicar los principales problemas de rendimiento y calidad de servicio, como la escasez (especialmente para el viento y la energía solar, que son fuentes variables) y el fallo del generador. Estas comunicaciones pueden causar el enrutamiento de la electricidad de otras fuentes. La falta de oferta suficiente se dirige directamente (a través de las operaciones) o indirectamente (a través de los mercados).

Los nuevos requisitos para el dominio Generación pueden incluir controles para emisiones de gases de efecto invernadero, aumentos en fuentes de energía renovables y provisión de almacenamiento para manejar la variabilidad de generación renovable. Los roles en el dominio Generación pueden incluir diversos actores físicos, tales como relés de protección, unidades terminales remotas, monitores de equipos, registradores de fallas, interfaces de usuario y controladores lógicos programables. Las aplicaciones representativas dentro del Dominio Generación se describen en la **Tabla 11**.

**Tabla 11. Aplicaciones Típicas en el Dominio de la Generación [138]**

Ejemplo de Aplicación	Descripción
Control	Realizado por roles que permiten al dominio Operaciones gestionar el flujo de energía y la fiabilidad del sistema. Actualmente, un ejemplo físico es el uso de reguladores de ángulo de fase dentro de una subestación para controlar el flujo de potencia entre dos sistemas de potencia adyacentes.
Medida	Realizado por roles que proporcionan visibilidad en el flujo de energía y la condición de los sistemas en el campo. En el futuro, la medición podría estar integrada en dispositivos de campo cada vez más discretos en la red. Actualmente, un ejemplo son las mediciones digitales y analógicas recolectadas a través del sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés) desde una unidad terminal remota y suministrada a un centro de control de la red en el dominio de Operaciones.
Protección	Realizado por roles que reaccionan rápidamente a fallos y otros eventos en el sistema que pueden causar cortes de energía, caídas de tensión o la destrucción de equipos. Realizado para mantener altos niveles de fiabilidad y calidad de energía. Puede trabajar localmente o en una amplia escala.
Registro	Realizado por roles que permiten a otros dominios revisar lo sucedido en la red para propósitos financieros, de ingeniería, operacionales y de pronóstico.
Gestión de Activos	Realizado por roles que trabajan juntos para determinar cuándo el equipo debe tener mantenimiento, calcular la esperanza de vida del dispositivo y registrar su historial de operaciones y mantenimiento para que pueda ser revisado en el futuro para las decisiones operativas y de ingeniería.

### 3.2.2.6 Dominio de Transmisión

La transmisión es la transferencia masiva de energía eléctrica de las fuentes de generación a la distribución a través de subestaciones múltiples, ver **Figura 8**. Una red de transmisión suele ser operada por una empresa de transmisión, un Operador de Transmisión Regional (RTO, por sus siglas en inglés) o un Operador de Sistema Independiente (ISO, por sus siglas en inglés), cuya responsabilidad principal es mantener la estabilidad en la red eléctrica equilibrando la generación (suministro) con la carga (demanda) a través de la red de transmisión. Ejemplos de los actores físicos en el dominio de transmisión incluyen unidades terminales remotas, medidores de subestación, relés de protección, monitores de calidad de potencia, unidades de medida de fasor, monitores de desviación, registradores de fallas e interfaces de usuario de subestación.

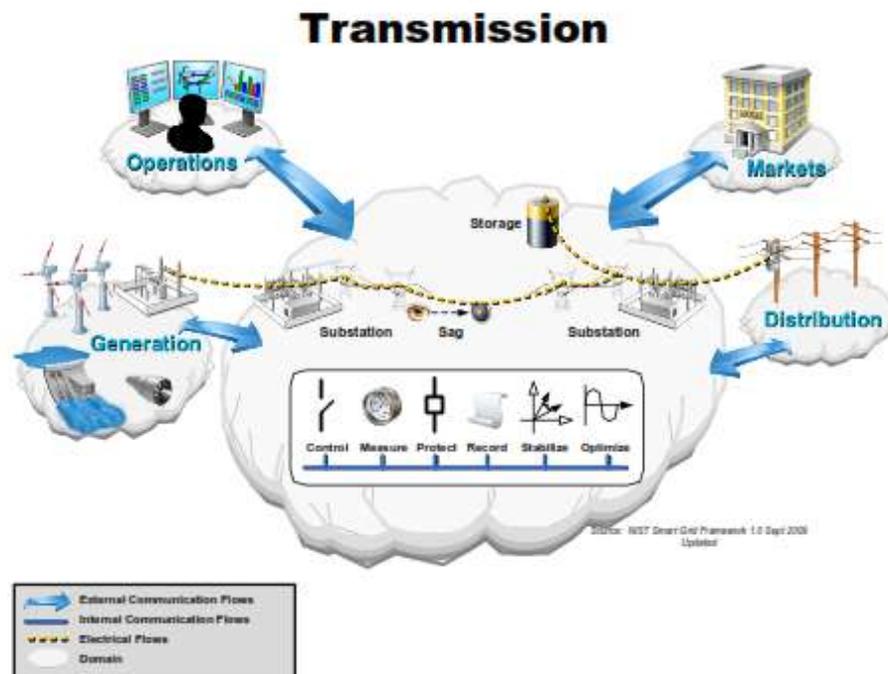


Figura 8. Visión general del dominio de la transmisión [138].

Las funciones del dominio Transmisión realizan típicamente las aplicaciones que se muestran en el diagrama **Figura 8** y se describen en la **Tabla 12**. El dominio de Transmisión puede contener DER, tales como unidades de generación eléctrica o de generación de picos.

La energía y los servicios auxiliares (capacidad que puede ser despachada cuando sea necesario) se obtienen a través del dominio de Mercados; programados y operados desde el dominio de Operaciones; y finalmente entregado a través del dominio de Transmisión al dominio de Distribución y finalmente al dominio del Cliente.

Una subestación eléctrica de transmisión utiliza transformadores para aumentar o reducir el voltaje a través de la cadena de suministro eléctrico. Las subestaciones también contienen equipos de conmutación, protección y control. La **Figura 8** representa las subestaciones paso a paso que conectan la generación (incluidas las unidades de pico) y el almacenamiento con distribución. Las subestaciones también pueden conectar dos o más líneas de transmisión.

Las torres de transmisión, las líneas eléctricas y la telemetría de campo (como el detector de caída de línea mostrado) constituyen el equilibrio de la infraestructura de la red de transmisión. La red de transmisión suele ser monitorizada y controlada a través de un sistema SCADA que utiliza una red de comunicación, dispositivos de monitorización de campo y dispositivos de control.

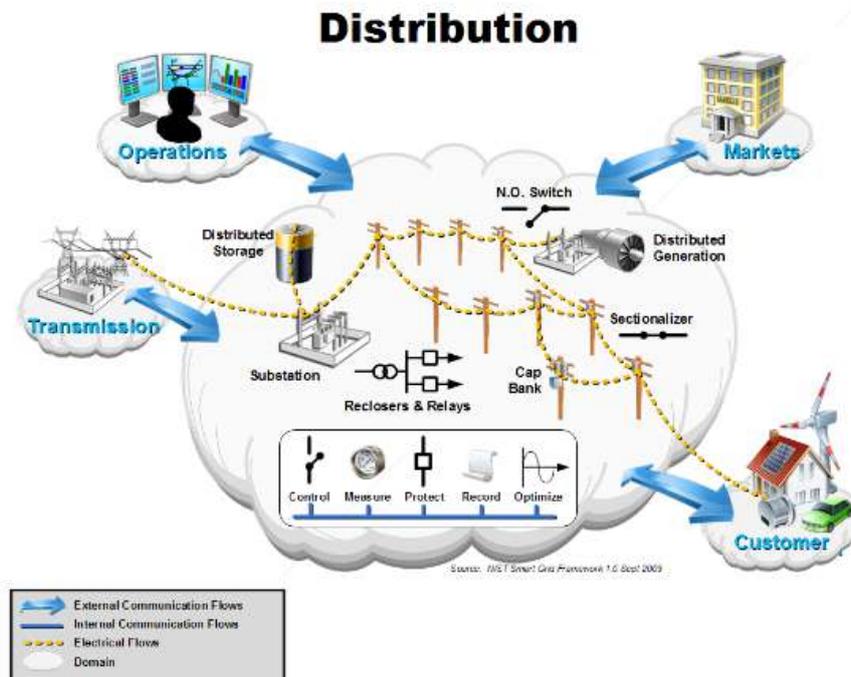
**Tabla 12. Aplicaciones Típicas en el Dominio de la Transmisión [138]**

Ejemplo de Aplicación	Descripción
Subestación	Sistemas de control y monitoreo dentro de una subestación.
Almacenamiento	Un sistema que controla la carga y descarga de una unidad de almacenamiento de energía.
Medición y Control	Incluye todos los tipos de sistemas de medición y control para medir, registrar y controlar, con la intención de proteger y optimizar el funcionamiento de la red.

### 3.2.2.7 Dominio de la Distribución

El dominio de distribución es la interconexión eléctrica entre el dominio de transmisión, el dominio del cliente y los puntos de medición para el consumo, el almacenamiento distribuido y la generación distribuida, vea **Figura 9**. El dominio de distribución puede contener DER, tales como almacenamiento eléctrico o de generación de picos.

El sistema de distribución eléctrica puede estar dispuesto en una variedad de estructuras, incluyendo radial, en bucle o en malla. La confiabilidad del sistema de distribución varía dependiendo de su estructura, los tipos de actores que se implementan, y el grado en que se comunican entre sí y con los roles en otros dominios.



**Figura 9. Visión general del dominio de distribución [138].**

Históricamente, los sistemas de distribución han sido configuraciones radiales, con poca telemetría, y casi todas las comunicaciones dentro del dominio fueron realizadas por

seres humanos. La principal base de sensores instalada en este dominio es el cliente con un teléfono, cuya llamada inicia el envío de un equipo de campo para restaurar la energía. Muchas interfaces de comunicaciones dentro de este dominio han sido jerárquicas y unidireccionales, aunque ahora generalmente se puede considerar que funcionan en ambas direcciones, incluso cuando las conexiones eléctricas están comenzando a soportar el flujo bidireccional. Los actores de la distribución pueden tener comunicación local entre dispositivos (“peer-to-peer”) o una metodología de comunicación más centralizada.

En la red inteligente, el dominio de distribución se comunicará de manera más granular con el dominio de operaciones en tiempo real para gestionar los flujos de energía asociados a un dominio de mercados más dinámico y otros factores ambientales y de seguridad. El dominio de Mercados se comunicará con el dominio de Distribución de manera que afectará el consumo y la generación localizados. A su vez, estos cambios de comportamiento debidos a las fuerzas del mercado pueden tener impactos eléctricos y estructurales en el dominio de Distribución. En algunos modelos, los proveedores de servicios pueden comunicarse con el dominio del Cliente utilizando la infraestructura del dominio de Distribución, lo que cambiaría la infraestructura de comunicaciones seleccionada para su uso dentro del dominio. Las aplicaciones representativas dentro del Dominio Generación se describen en la **Tabla 13**.

**Tabla 13. Aplicaciones Típicas en el Dominio de la Distribución [138]**

<b>Ejemplo de Aplicación</b>	<b>Descripción</b>
Subestación	Sistemas de control y monitoreo dentro de una subestación.
Almacenamiento	Un sistema que controla la carga y descarga de una unidad de almacenamiento de energía.
Generación Distribuida	Una fuente de alimentación situada en el lado de distribución de la red.
Recursos de Energía Distribuida	Los recursos energéticos que normalmente se encuentran en un cliente o pertenecen al operador de la red de distribución.
Medición y Control	Incluye todos los tipos de sistemas de medición y control para medir, registrar y controlar, con la intención de proteger y optimizar el funcionamiento de la red.

### **3.3 Agentes del mercado eléctrico**

#### **3.3.1 Introducción**

Con esta nueva visión de las redes inteligentes y de acuerdo a lo explicado anteriormente se ve la necesidad de diseñar un nuevo modelo que permita implementar los nuevos mecanismos de la red inteligente, en particular un mecanismo eficiente basado en el mercado y nuevas estrategias comerciales, con un enfoque basado en agentes/roles.

De acuerdo a este nuevo diseño, junto a los consumidores, generadores y propietarios y operadores de la red, surgen otros agentes debido a las relaciones que pueden establecerse en función de su tamaño y características, así como de las configuraciones que puede adoptar la red. Es el caso de las **plantas virtuales de generación** (VPP, por sus siglas en inglés) y los **agregadores**, cuya misión es la de transformar pequeños recursos distribuidos de generación o demanda en paquetes de mayor tamaño que puedan proporcionar un valor significativo al sistema en su conjunto. Finalmente surge la figura del **comercializador** como intermediario del mercado minorista entre los consumidores finales (pequeñas cantidades de energía) y los mecanismos del mercado mayorista y de producción de electricidad (grandes cantidades de energía).

La estructura propuesta de **mercado minorista competitivo**, tal y como se define en los párrafos de este capítulo, requiere previamente la existencia de mecanismos para la compra de energía a nivel mayorista (ya sea a través de contratos bilaterales u otro mecanismo) de forma que se tenga un precio de referencia para el valor de la energía en todo momento, ligado al coste que supone esta para los comercializadores.

### 3.3.2 Consumidores

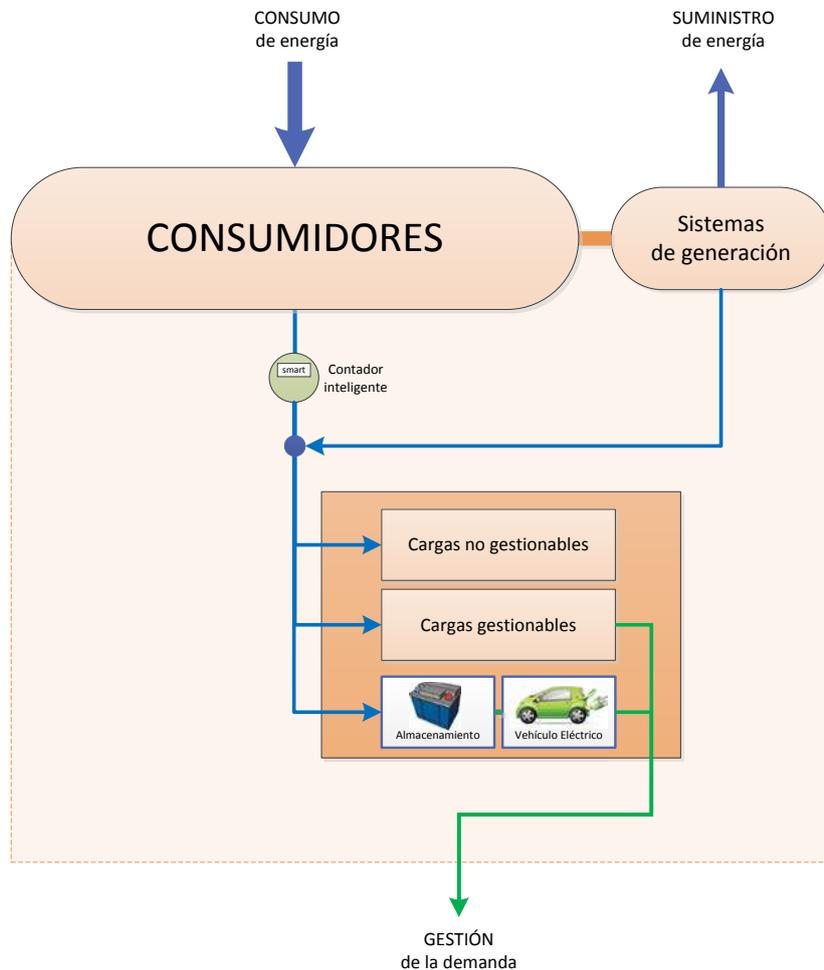
Los consumidores son los agentes conectados a la red que consumen energía eléctrica. Los consumidores están conectados habitualmente a la red de distribución. No obstante, existen grandes consumidores industriales que pueden estar conectados directamente a la red de transporte. En función de la tensión de suministro a la que están conectados, se distinguen dos tipos de consumidores:

- Consumidores conectados en **baja tensión** (tensiones inferiores a 600 V). Son la mayor parte de los consumidores, que pertenecen habitualmente a los sectores residencial y comercial. Pequeñas industrias pueden también formar parte de este grupo. Todos los consumidores suministrados a este nivel de tensión están conectados a la red de distribución.
- Consumidores en media tensión (entre 600 V y 40kV) **conectados a la red de distribución**. En este grupo están la mayor parte de los consumidores industriales y medianos y grandes consumidores comerciales.
- Consumidores **conectados directamente a Alta Tensión** (más de 40 kV), este grupo está formado por grandes consumidores industriales.

Si bien el principal rol de los consumidores es el de absorber energía de la red, existe la posibilidad (y es cada vez más frecuente) que estos dispongan de algún tipo de dispositivo de generación (especialmente con recursos energéticos renovables). En este caso, los consumidores tendrían la posibilidad de producir parte de la energía que demandan sus cargas con posibilidad de vender el excedente a la red (régimen de autoconsumo) o de generar directamente para suministrar potencia a la red, lo que dependerá del tamaño y características de los dispositivos de generación de los que disponga. La gestión de las instalaciones en régimen de autoconsumo correspondería a las compañías comercializadoras, cuyas características se definirán en la sección 3.3.10.

Un último rol que podría ser desempeñado por el consumidor es el de proveedor de servicios para la operación del sistema, que consistiría en la capacidad de gestionar total o parcialmente la cantidad de energía demandada de la red. Esta capacidad puede ser muy significativa en el caso de consumidores que disponen de elementos de almacenamiento de energía o de recarga de vehículos eléctricos. Utilizando estos dispositivos, así como otros

consumos que pudieran gestionarse, el consumidor podría ofrecer a otros agentes de forma dinámica variaciones en su patrón habitual de consumo, lo que podría ser de gran utilidad para la operación del sistema eléctrico. En la **Figura 10** se puede apreciar las actividades de los consumidores.



**Figura 10. Actividades de los consumidores**

Los consumidores podrán prestar servicios de respuesta de la demanda a comercializadores, plantas de generación virtual, operadores de distribución y al operador de transporte, si bien sólo podrán prestar sus servicios a uno de estos agentes de forma simultánea.

### 3.3.3 Generadores

Los generadores producen y proporcionan energía eléctrica al sistema. Tradicionalmente, grandes centrales generadoras conectadas a la red de transporte han suministrado la potencia requerida por los consumidores al sistema eléctrico. Sin embargo, en los últimos años, pequeños generadores dispersos (generalmente suministrados por fuentes de energía renovables) conectados a la red de distribución han potenciado el

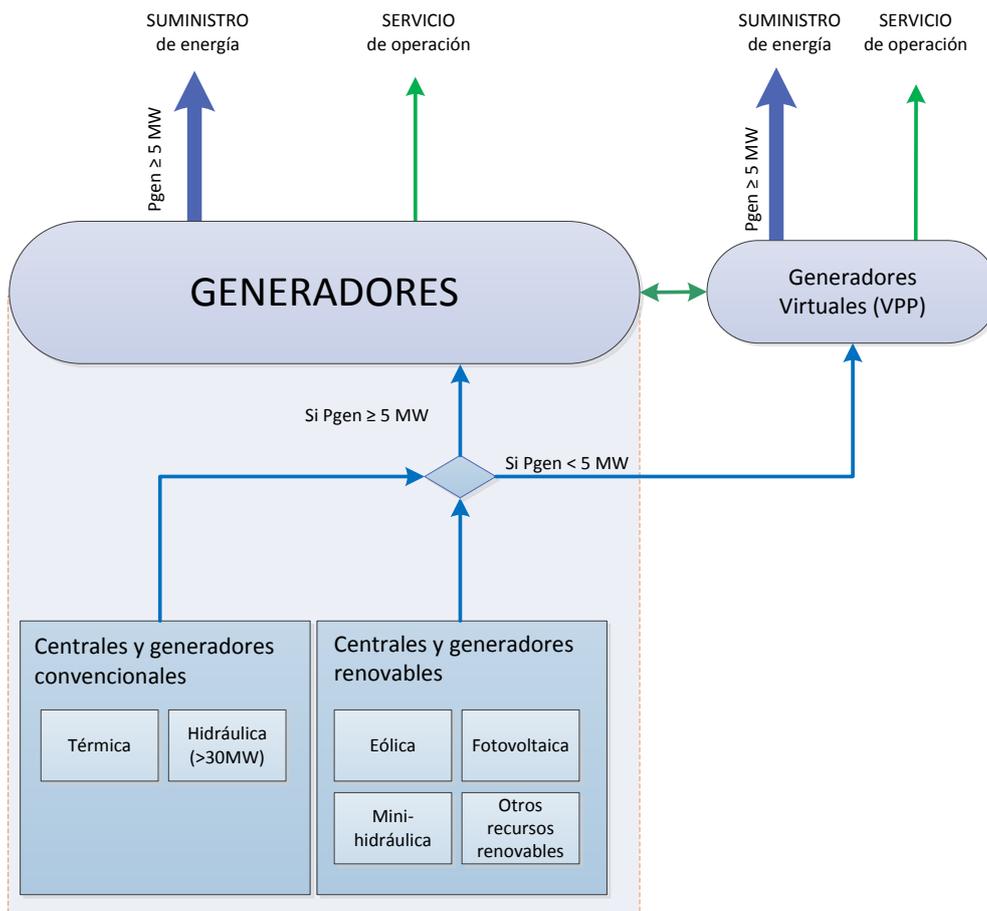
concepto de generación distribuida como una manera de reducir las pérdidas de transporte al situarse más cerca de los puntos de consumo.

En cuanto a la naturaleza de la materia prima utilizada, los generadores se dividen en dos grupos:

- **Generadores convencionales**, que incluyen como fuente primaria distintos tipos de combustibles fósiles (gas natural, carbón, fuelóleo, etcétera). Debido a su significación histórica y a la cantidad de potencia que son capaces de suministrar, las grandes centrales hidroeléctricas (con potencias superiores a los 30 MW) también entran dentro de este grupo.
- **Generadores renovables**, que son aquellos que utilizan como fuente primaria algún recurso renovable. De esta forma, existen generadores eólicos, fotovoltaicos, mini-hidráulicos, de biomasa, etcétera.

Los generadores pueden verter energía a la red a través de, básicamente, dos mecanismos:

- Conectados directamente a la red de transporte, disponiendo de una capacidad de control y regulación suficiente que garantice que pueden hacerlo en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas. Estos generadores deberán tener una potencia entregable de, al menos, 5 MW.
- Conectados a la red de distribución, pero gestionados por entidades que les proporcionen las características de tamaño, control y regulación necesarias como para poder entregar esa potencia al sistema. Se pueden dar los siguientes casos:
  - Los generadores de potencia inferior a 10 kW asociados a instalaciones de consumo estarán gestionados por las compañías comercializadoras que suministren energía a dichos consumidores en régimen de autoconsumo.
  - Los generadores de potencia generada superior a 100 kW estarán gestionados por plantas virtuales de generación en los términos que se definen en el apartado 3.3.4.
  - En el caso de generadores entre 10 y 100 kW, éstos tendrán la opción de gestionar su capacidad a través de agregadores (que, a su vez, venderán esta capacidad a VPPs en bloques de mayor tamaño) o en régimen de autoconsumo mediante contratos con las compañías comercializadoras. En la **Figura 11** se puede ver las actividades de los generadores reales.



**Figura 11. Actividades de los generadores reales**

Además de suministrar energía, los generadores proporcionan al operador servicios de ajuste y operación para garantizar la seguridad, calidad y fiabilidad del suministro. Estos servicios de ajuste pueden también intercambiarse con los generadores virtuales, que podrían demandarlos o suministrarlos a los generadores reales.

### 3.3.4 Plantas virtuales de generación (VPP)

A diferencia de las plantas reales (o generadores reales), las plantas virtuales de generación están integradas por pequeños generadores conectados a la red de distribución que están geográficamente distribuidos, tales como generadores eólicos, centros de cogeneración, sistemas fotovoltaicos, pequeñas plantas mini-hidráulicas y unidades de biogás. El objetivo principal de las VPP es el de proporcionar a la red tanto energía como servicios de operación en las mismas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad en que lo haría una planta de generación convencional. De este modo, las plantas virtuales son capaces de compensar fluctuaciones de demanda, optimizando en tiempo real los recursos energéticos. En la **Figura 12** se puede observar las actividades de los generadores virtuales.

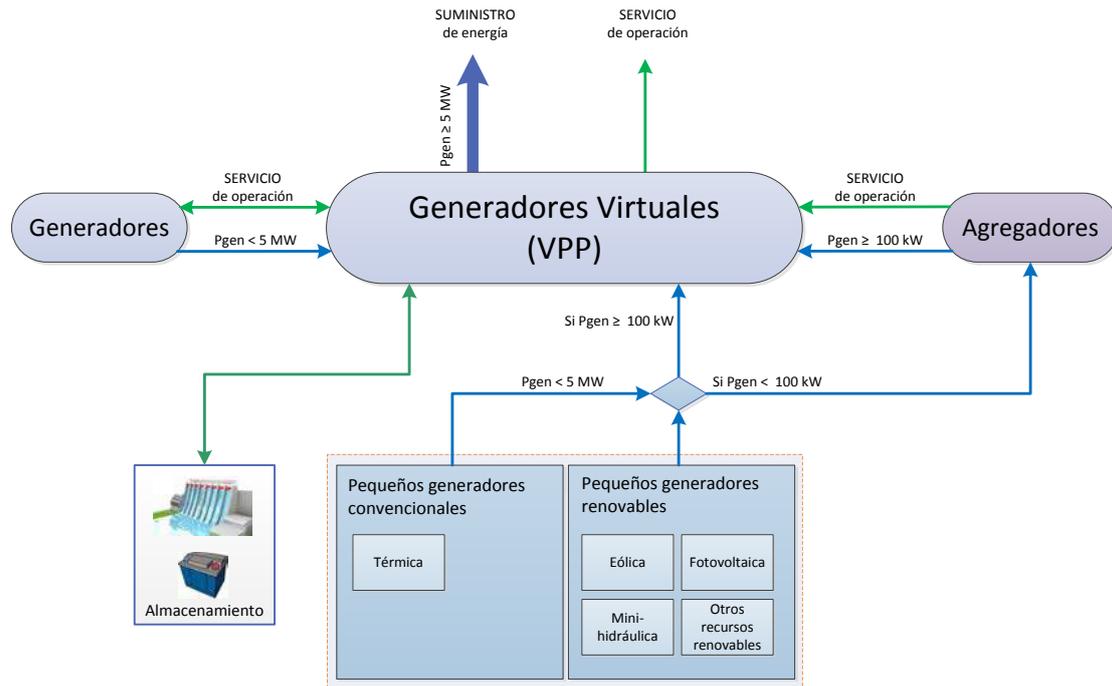


Figura 12. Actividades de los generadores virtuales

En la actualidad existen ejemplos de VPP cuya implementación ha demostrado la conveniencia de este tipo de instalaciones. Por ejemplo, la compañía alemana *RWE Deutschland AG*, que opera la red de distribución del área noroeste de Alemania y es el segundo productor eléctrico del país, instaló una VPP que integra diferentes recursos renovables y que cuenta en la actualidad con una capacidad de 80 MW. Mediante esta planta virtual, RWE suministra energía a la red mediante su participación en bloque en el mercado eléctrico alemán mediante la plataforma de intercambio European Energy Exchange (EEX) in Leipzig a la vez que proporciona servicios de regulación secundaria y terciaria (“minutes reserve”) al sistema.

Debido a la integración de pequeños recursos de generación que pueden conectarse y desconectarse con facilidad, las VPP tienen un valor adicional para la operación ya que son más flexibles que los grandes generadores y pueden ofrecer esta flexibilidad al sistema eléctrico con los mecanismos de operación y control adecuados.

Las VPP pueden también integrar recursos de demanda para ajustar sus servicios a las necesidades del sistema, bien de forma directa para los consumidores más grandes o a través de agregadores. Asimismo, las VPP podrían intercambiar servicios de operación con generadores reales, recibiendo o dando soporte a la operación de otras plantas para que estas cumplan con los requerimientos adecuados.

Las VPP deben proporcionar una potencia en conjunto de, al menos, 5 MW, tal y como se ha definido para los generadores reales. Los recursos de generación a agregar podrían ser:

- Generadores convencionales con una capacidad de producción de entre 100 kW y 5 MW conectados a la red de distribución.
- Generadores renovables con una capacidad de producción de entre 100 kW y 5 MW conectados a la red de distribución.

Los generadores más pequeños, con una capacidad de producción entre 10 y 100 kW deben ofrecer su capacidad mediante agregadores, tal y como se define en la siguiente sección.

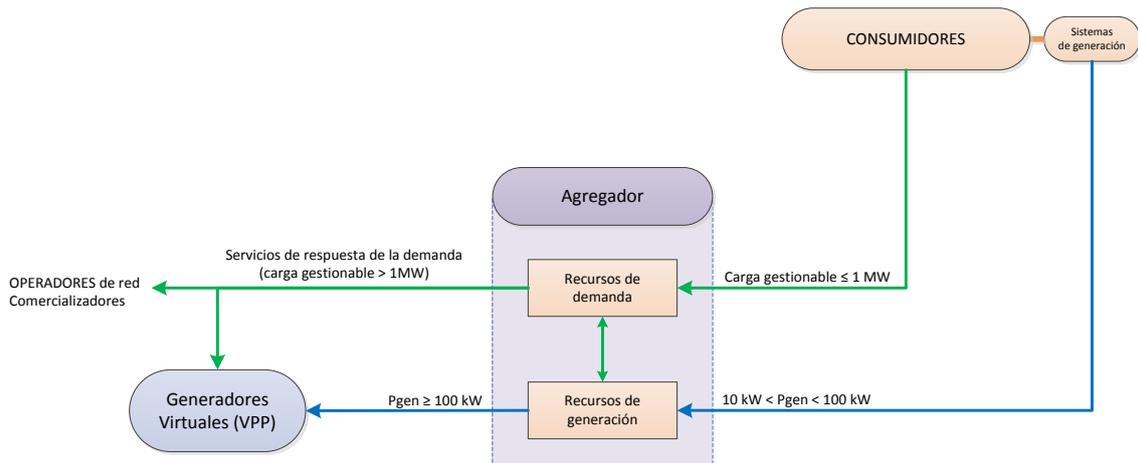
De cara a garantizar la coordinación entre las unidades de generación distribuida y la provisión de la capacidad de regulación requerida, todos los generadores conectados a la red de distribución podrían estar integrados en una estructura de planta virtual de generación. Por lo tanto, debería existir, al menos, una VPP en cada una de las zonas en las que se prevé la implantación significativa de generación distribuida.

### **3.3.5 Agregadores**

De forma similar a las plantas virtuales de generación, los agregadores son agentes que actúan como intermediarios entre los pequeños consumidores y generadores y el sistema eléctrico para que éstos puedan ofrecer su potencial.

En el caso de los agregadores como gestores de recursos de demanda, estos agentes construyen paquetes flexibles de demanda de tamaño significativo que pueden ser ofertados a los gestores de red y otros agentes interesados. Este potencial de flexibilidad puede ser proporcionado por los consumidores a través de la gestión de cargas flexibles o bien mediante sistemas de almacenamiento o de recarga de vehículos eléctricos disponibles en la instalación. En cualquier caso, los servicios de respuesta de la demanda tienen siempre un carácter de modulación de la carga (aumento o reducción del consumo) pero nunca de inyección de potencia a la red. Los agregadores podrían ofrecer los servicios de gestión de la demanda tanto a operadores de red (transporte y distribución) para servicios de operación de la red, o a comercializadores que quisieran utilizar estos recursos para optimizar su portfolio de compras de energía para ajustarlo a la demanda de los consumidores a los que suministran electricidad en el mercado minorista, evitando así posibles penalizaciones por desvíos.

Por otro lado, los agregadores pueden también agregar pequeños recursos de generación con el fin de construir paquetes de potencia de suficiente entidad (al menos 100 kW) como para ser admisibles por una planta de potencia virtual para utilizarlos en la producción de energía y suministro a la red. La principal diferencia entre las VPP y los agregadores es que, si bien las primeras tienen como objetivo el suministro de potencia al sistema, los agregadores no pueden hacerlo directamente sino solo a través de la venta indirecta de esta generación agregada a una VPP. En la **Figura 13** se puede observar las actividades de los agregadores.



**Figura 13. Actividades de los agregadores**

Los agregadores deben disponer de los equipos de medida y gestión adecuados que les permitan ofrecer al operador del sistema los servicios de operación en las mismas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad que los generadores. Si bien los generadores ofrecen estos servicios mediante aumentos o reducciones de la generación, los agregadores ofrecerían los mismos servicios mediante aumentos o reducciones de la demanda. De esta forma, el uso de recursos de demanda ofrecidos por los agregadores proporcionaría servicios más eficientes que los ofrecidos por la generación ya que ante un evento que requiriera un aumento de la potencia, el agregador activaría una reducción de la demanda, lo que implica una reducción de la carga y, por tanto, menores pérdidas en la red y mayor eficiencia del sistema en su conjunto.

### 3.3.6 Transportista

El transportista es el propietario de las infraestructuras que componen la red de transporte, incluyendo líneas de alta tensión, subestaciones, transformadores, equipos de medida, etcétera. Como propietario de la red de transporte, sus funciones son:

- El desarrollo y ampliación de la red, realizando anualmente las previsiones de evolución de la demanda eléctrica a medio y largo plazo, así como de su cobertura, que son fundamentales para la elaboración de los planes de desarrollo de la red de transporte para los próximos años.
- Analizar todas las nuevas solicitudes de conexión a la red de transporte y limitar el acceso a ella cuando no disponga de capacidad suficiente o existan riesgos para la seguridad del suministro.
- El correcto mantenimiento de la red e infraestructuras asociadas.
- Garantizar a terceros el acceso a la red de transporte en condiciones de igualdad.

A cambio de sus servicios, el transportista recibe una tasa. Esta tasa deberá ser pagada por todos los consumidores conectados a la red en función de su nivel de tensión, consumo y potencia instalada. Si bien otros agentes también se benefician del acceso a la red, tales como generadores, distribuidores, comercializadores, etcétera, el pagador final de

esta tasa siempre terminará siendo el consumidor, al que serán transmitidos estos costes a través del precio al que paga el suministro eléctrico.

Dada su naturaleza, y puesto que desde el punto de vista de la teoría económica se sostiene que es económicamente más eficaz el mantenimiento de una estructura monopolista en estas actividades que su apertura a mecanismos de competencia, la red de transporte debería funcionar como monopolio natural con libre acceso a terceros mediante el pago de una tasa, estando fuertemente regulada para proteger a los consumidores de potenciales abusos fruto del poder de monopolio.

### **3.3.7 Distribuidor**

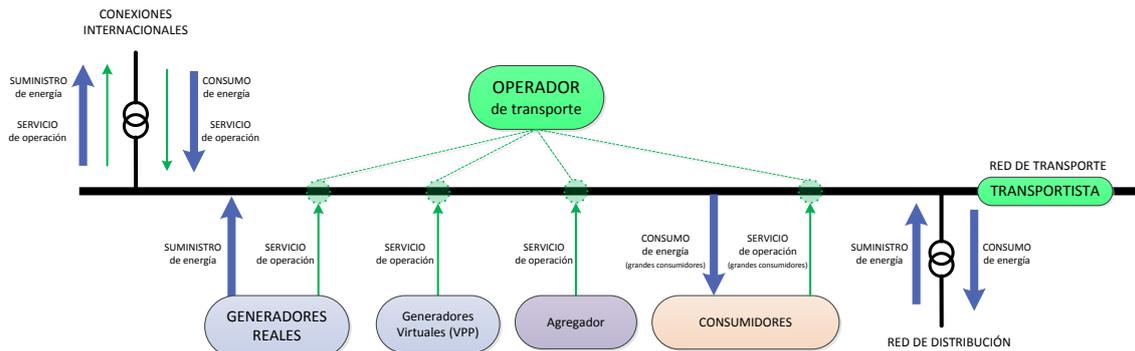
El distribuidor es el propietario de las infraestructuras que componen la red de distribución, que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. Estas infraestructuras incluyen líneas de alta y baja tensión, subestaciones, transformadores, equipos de medida, etcétera. Como propietario de la red de distribución, sus funciones son:

- El desarrollo y ampliación de la red de distribución de su propiedad, así como de sus interconexiones con otras redes, realizando para ello los estudios y previsiones necesarios para garantizar a largo plazo una capacidad adecuada para satisfacer una demanda razonable con las condiciones de generación y suministro.
- Realizar las mediciones eléctricas necesarias en los puntos de conexión a la red de distribución relativa a la energía consumida de la red, energía proporcionada a la red y otros parámetros que se consideren necesarios. El distribuidor deberá proporcionar estas mediciones a terceros agentes (comercializadores, consumidores, etcétera) a cambio de una tasa, en las condiciones de confidencialidad y protección de datos requeridas en la legislación vigente.
- Analizar todas las nuevas solicitudes de conexión a la red de distribución y limitar el acceso a ella cuando no disponga de capacidad suficiente o existan riesgos para la seguridad del suministro.
- El correcto mantenimiento de la red e infraestructuras asociadas y la gestión de averías.
- Garantizar a terceros el acceso a la red de distribución en condiciones de igualdad.

Al igual que en el caso de la red de transporte, las redes de distribución deberían funcionar como monopolio natural, estando fuertemente reguladas para proteger a los consumidores de potenciales abusos fruto del poder de monopolio. El acceso a las redes de distribución deberá ser libre a cambio del pago de una tasa, que recibe el distribuidor a cambio de sus servicios. Esta tasa deberá ser pagada por todos los consumidores conectados a la red en función de su nivel de tensión, consumo y potencia instalada.

### 3.3.8 Operador del sistema de transporte

El Operador del Sistema de Transporte o, simplemente, Operador del Sistema, es una entidad que realiza las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad de suministro en todo el sistema eléctrico nacional, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en aplicación de la normativa vigente. En la **Figura 14** se puede ver las actividades del operador del sistema de transporte.



**Figura 14. Actividades del operador del sistema de transporte**

El Operador del Sistema debe ser un agente neutral en el negocio eléctrico cuya misión es gestionar la red y, por tanto, ni compra ni vende energía. Sus servicios, al igual que el de los propietarios de la red, serían compensados por todos los consumidores conectados a la red mediante una tasa o tarifa en función de su nivel de tensión, consumo y potencia instalada.

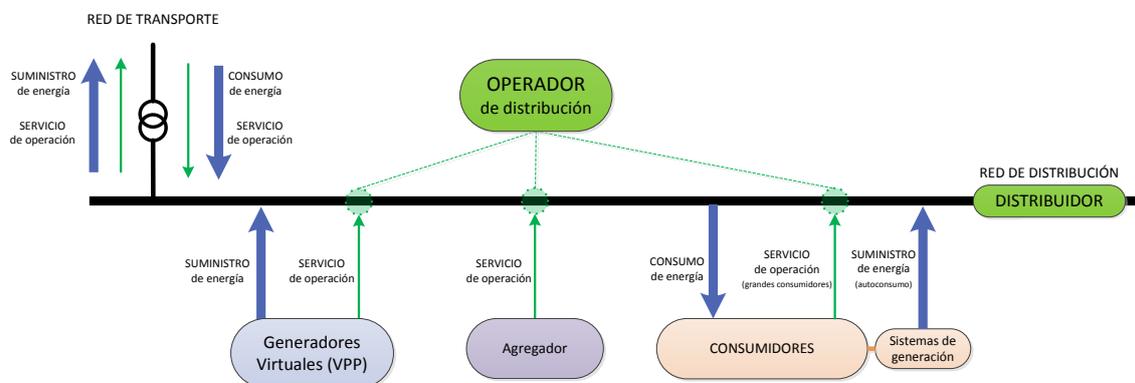
Las funciones del Operador del Sistema son:

- Garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico para que éste fluya desde los centros de generación hasta los de consumo en las condiciones legalmente establecidas.
- Garantizar la frecuencia de toda la red nacional en un valor próximo a los 60 Hz de consigna, dentro de los márgenes de variación permitidos en la normativa vigente. Para realizar esta función, el Operador del Sistema gestionará los servicios complementarios de control de frecuencia tales como la regulación primaria, secundaria y terciaria, que podrán ser proporcionados tanto por generadores como por consumidores, bien directamente o a través de agregadores.
- Garantizar la tensión en todos los nudos de la red de transporte en valores próximos a su valor nominal, dentro de los márgenes de variación permitidos en la normativa vigente. Para realizar esta función, el Operador del Sistema gestionará los servicios complementarios de control de tensiones y gestión de energía reactiva necesarios, que podrán ser proporcionados tanto por generadores como por consumidores, bien directamente o a través de agregadores.

- Gestionar los servicios de ajuste para la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios mencionados anteriormente u otros que pudieran ser necesarios y otros mecanismos de balances.
- Coordinar a los diferentes Operadores de distribución para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto.
- Establecer, en coordinación con los demás agentes del sistema, planes de maniobra para garantizar la reposición del servicio en caso de interrupciones.

### 3.3.9 Operador de distribución

De forma similar al Operador del Sistema, los Operadores de distribución gestionan la red de distribución del área que tienen bajo su responsabilidad, como se puede apreciar en la **Figura 15**, para garantizar de forma exclusiva el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales conectados a dicha red en las condiciones de seguridad y calidad de suministro fijadas en la normativa vigente. No obstante, los operadores de la red de distribución no compran ni venden electricidad, puesto que esta actividad será desarrollada por otros agentes (comercializadores) que hacen uso de la red de distribución. Sus servicios, al igual que el de los propietarios de la red, serían compensados por todos los consumidores conectados a la red de distribución que ellos gestionan mediante una tasa o tarifa en función de su nivel de tensión, consumo y potencia instalada.



**Figura 15. Actividades del operador de distribución**

A diferencia de la red de transporte, donde se ha considerado un único Operador del Sistema, se contempla la existencia de diferentes Operadores de distribución, en función del número de áreas de distribución consideradas para la mejor gestión del sistema eléctrico. En principio, debería existir un operador para cada una de las áreas de distribución en que se divida el sistema eléctrico nacional, aunque un distribuidor podría gestionar varias áreas. La asignación de un área de distribución a un operador determinado debería realizarse mediante concesión administrativa.

Las funciones del operador de la red de distribución son:

- Garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico para que éste fluya desde los puntos de conexión con la red de transporte hasta los consumidores finales en las condiciones legalmente establecidas.
- Gestionar los recursos de generación distribuida proporcionados por los consumidores en régimen de autoconsumo o por las plantas virtuales de generación, para garantizar su correcta integración en el sistema eléctrico. Para ello, el operador podrá utilizar recursos de operación proporcionados por las VPP, por agregadores y por los propios consumidores mediante los programas de respuesta de la demanda adecuados.
- Garantizar la tensión en todos los nudos de la red de distribución en valores próximos a su valor nominal, dentro de los márgenes de variación permitidos en la normativa vigente.

### 3.3.10 Comercializador

Los comercializadores son las compañías que suministran y venden la electricidad al consumidor final, y constituyen el primer punto de contacto cuando se contrata un suministro de electricidad. Para ello, los comercializadores se abastecen comprando grandes paquetes de energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales con generadores (reales o virtuales) para después suministrar esta energía a los consumidores finales mediante mecanismos del mercado minorista, actuando pues de puente entre ambos mercados.

Para realizar las compras en el mercado mayorista, las comercializadoras deben realizar previsiones de la demanda de los consumidores a los que suministran la energía. Dado que siempre existen diferencias entre la energía comprada y la energía suministrada, se producen desvíos por los que el comercializador debe pagar al mercado mayorista un precio normalmente elevado. Para ajustar mejor sus consumos en tiempo real con la energía previamente adquirida en el mercado mayorista, el comercializador podría utilizar recursos de demanda proporcionados por sus propios consumidores o por agregadores.

Los comercializadores deben disponer de medidas detalladas del consumo y, en su caso, saldo consumo-generación, de los clientes a los que están suministrando. Las medidas correspondientes deberán ser proporcionadas por el distribuidor, que es el responsable de las mediciones en la red de distribución y, por tanto, de determinar los flujos de potencia entrante y saliente de la red.

El beneficio obtenido por los comercializadores de su actividad se basaría en un margen comercial aplicado sobre los precios a los que paga la energía en el mercado mayorista, una vez cubiertos todos los costes en que incurre debido a su actividad (pérdidas en la red, servicios de ajuste, peajes por utilización de la red, pagos a operadores, etcétera)

Los comercializadores deben tener capacidad financiera suficiente como exige su actividad, en tanto en cuanto que deben abastecerse de grandes cantidades de energía con antelación a su suministro y liquidación a los consumidores finales.

### **3.3.11 Gestor de las transacciones Mayoristas**

El gestor de las transacciones mayoristas es un agente que tiene la misión de proporcionar los mecanismos necesarios de compra y venta de energía a corto plazo (un día típicamente) para que los diferentes agentes compradores y vendedores del sistema puedan abastecerse o ajustar sus posiciones resultantes de transacciones bilaterales (medio y largo plazo) a la realidad del suministro en que la generación tiene que estar instantáneamente ajustada al consumo más las pérdidas.

En el actual modelo eléctrico de Ecuador, esta función está realizada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). El funcionamiento diario de las centrales de producción es determinado por CENACE, de acuerdo con los criterios de política energética establecida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Ninguna central puede enviar la electricidad a la red si no está incluida en esta programación. En el modelo de mercado que se propone, el funcionamiento de las instalaciones de generación de electricidad quedaría determinado a través de diferentes mecanismos gestionados por el Gestor de las Transacciones mayoristas.

En la estructura de mercado que se propone en esta tesis, esta función se puede realizar con diferentes mecanismos. En primer lugar, se podría realizar a través de uno o varios mercados mayoristas (diario, intradiario, etcétera), gestionado por el correspondiente Gestor de las Transacciones Mayoristas. En este modelo las empresas productoras comunicarían cada día de forma libre las condiciones de cantidad y precio a las que estarían dispuestas a vender la electricidad de sus instalaciones, siendo el Operador del Mercado quien fijaría en primera instancia las cantidades a producir por cada unidad generadora en función del resultado del mercado, considerando tanto las ofertas de producción como de compra de energía. En una etapa posterior a los resultados del mercado, el Operador del Sistema Eléctrico determinaría las cantidades definitivas a producir, una vez adaptado el resultado del mercado a las condiciones físicas de la red.

Las funciones principales de este Gestor de las Transacciones Mayoristas serían las siguientes:

- La recepción, aceptación y casación de las ofertas de compra y de venta de electricidad, así como la determinación de precios en un mercado diario de electricidad.
- La comunicación con el Operador del Sistema sobre los datos relativos a los resultados de la casación de las ofertas en el mercado diario u otros que pudieran establecerse, y de las modificaciones que pudieran presentarse para adaptar los resultados del mercado a la situación física real de la red.
- La liquidación física y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud del precio final de la energía resultante del sistema.
- La exigencia a los agentes del mercado de acreditar su correcta actuación con el cumplimiento de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, que deberían establecerse para regular su correcto funcionamiento.
- Asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado mayorista de electricidad.

Otra forma de organizar este mercado de ajuste podría ser a través de contratos bilaterales a corto plazo, contratos que se negociarían libremente entre los agentes

compradores y vendedores, o a través de una plataforma de intercambio (conocida normalmente como PX) y donde el regulador obligase a publicar índices relativos a los tipos de productos y precios medios que se negocian.

En este último caso también sería necesaria la creación de mecanismos a muy corto plazo (horas antes del despacho) con el objetivo de conseguir recursos para balancear generación y carga.

### **3.3.12 Modelo completo de mercado eléctrico minorista para Ecuador**

La **Figura 16** muestra en la página siguiente el modelo completo del mercado minorista para Ecuador, donde las relaciones existentes entre los diferentes agentes detallados anteriormente aparecen contextualizadas.

Las líneas azules muestran los flujos de potencia a través de las redes de transporte y distribución utilizados con fines de abastecimiento energético de los consumidores.

Por otro lado, las líneas en color verde muestran los flujos asociados a servicios de operación para el ajuste de la generación y la demanda.

En esta **Figura 16** no aparecen ni el Comercializador ni el Gestor de las Transacciones Mayoristas, ya que estos dos agentes están relacionados con las transacciones de energía desde el punto de vista de mercado y no desde el punto de vista físico. Estas transacciones desde el punto de vista mercantil y de servicio se detallan en la sección siguiente.

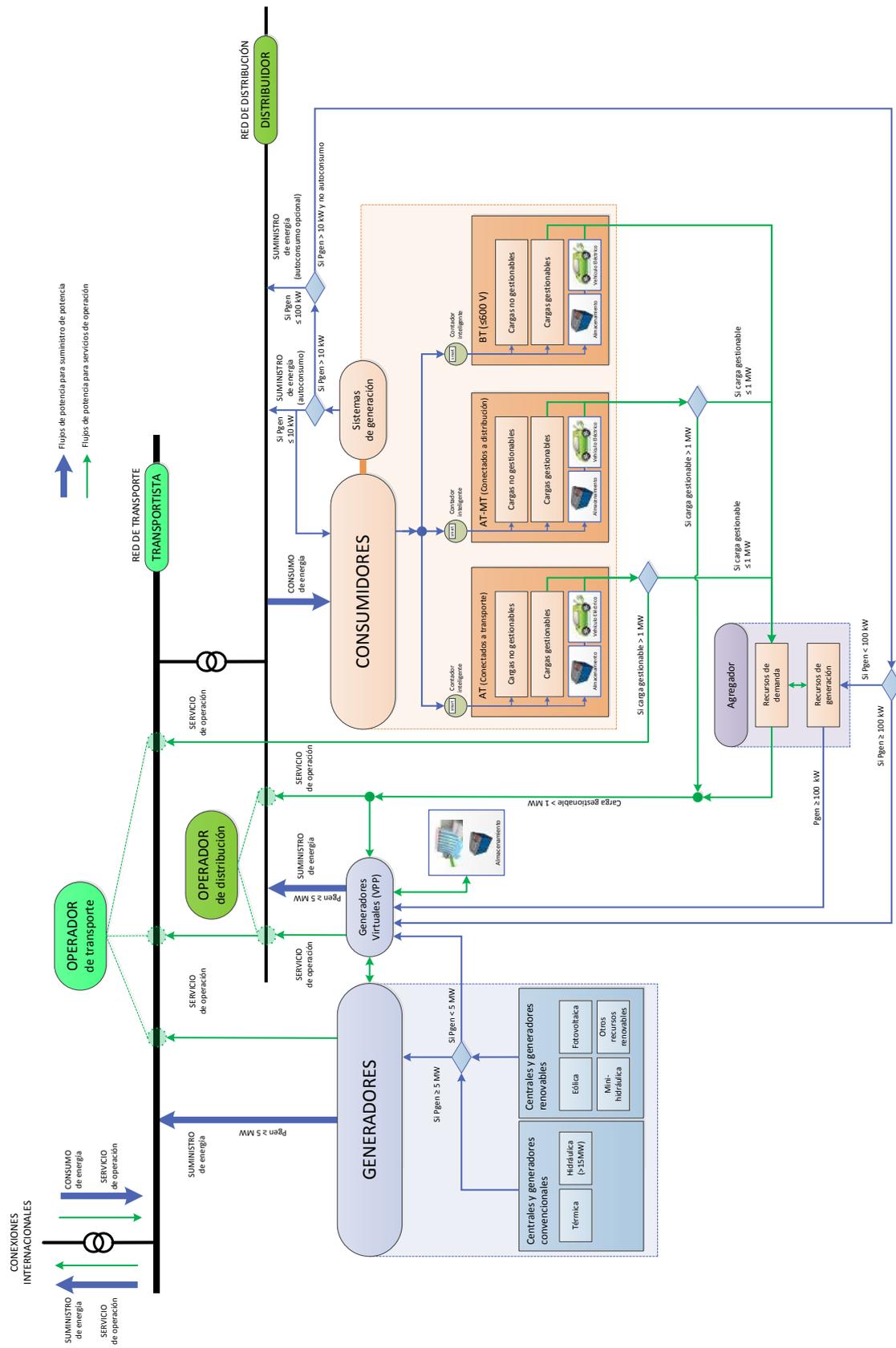


Figura 16. Estructura Mercado Minorista. Actividades de los diferentes agentes.

### 3.4 Transacciones realizadas entre agentes del mercado

En este apartado se va a explicar las transacciones de energía desde el punto de vista del mercado entre los diferentes agentes como son el consumidor, VPP, Agregador, Operador del Sistema, Operador de Distribución, Comercializador, Operador del Mercado, Transportista, Distribuidor, Generador y Gestor de las transacciones Mayoristas.

#### 3.4.1 Transacciones entre el consumidor y otros agentes

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por el consumidor con los demás agentes del mercado.

##### 3.4.1.1 Servicios prestados por el consumidor

Los agentes a los que los consumidores pueden prestar algún servicio son los siguientes:

- VPP. Los consumidores con una carga gestionable mayor a 1 MW podrían proporcionar a las VPP servicios de respuesta de la demanda que éstas pueden utilizar para aplicaciones de regulación y ajuste. Además, los consumidores con dispositivos de generación de más de 100 kW podrían vender esta capacidad a la VPP para que éste la transfiera al mercado mediante su integración en ofertas de mayor tamaño.
- Agregador. El consumidor podría proporcionar a un agregador servicios de respuesta de la demanda para cargas gestionables inferiores a 1 MW que no pueden participar directamente en ningún programa de respuesta de la demanda. Además, los consumidores con dispositivos de generación de entre 10 y 100 kW podrían vender esta capacidad al agregador para que éste la agregue a la de otros generadores y poder así transferirla a una VPP para su incorporación al mercado de suministro. Los consumidores con una generación inferior a 10 kW tendrían que entregarla a la red en régimen de autoconsumo a través del comercializador, mientras que para potencias generadas de entre 10 y 100 kW el consumidor podrían elegir entre el régimen de autoconsumo gestionado por el comercializador o la venta de recursos de generación a un agregador.
- Operador del Sistema. Los consumidores con una carga gestionable superior a 1 MW podrían proporcionar directamente al Operador del Sistema servicios de respuesta de la demanda para su utilización en mecanismos de operación (ajuste, balances y reservas de capacidad). Además, pagan una tasa al operador por sus servicios.
- Operador de distribución. Los consumidores con una carga gestionable superior a 1 MW podrían proporcionar directamente al Operador de la red de distribución servicios de respuesta de la demanda para su utilización en mecanismos de operación (gestión de restricciones y otras acciones necesarias). Además, pagan una tasa al operador por sus servicios.
- Comercializador. El consumidor podría proporcionar al comercializador de servicios de respuesta de la demanda para equilibrar su portfolio y ayudarle a reducir los

desvíos entre la energía que debe suministrar a los consumidores finales y la energía comprada con anterioridad en el mercado mayorista. Además, los consumidores con dispositivos de generación de hasta 100 kW podrían proporcionarle recursos de generación. Los consumidores con una generación inferior a 10 kW tendrían que entregarla a la red en régimen de autoconsumo a través del comercializador, mientras que para potencias generadas de entre 10 y 100 kW el consumidor podrían elegir entre el régimen de autoconsumo gestionado por el comercializador o la venta de recursos de generación a un agregador.

- Operador del Mercado. El consumidor paga unas tasas por los servicios prestados por el operador del mercado.
- Transportista. El consumidor pagaría una tasa al transportista para compensarlo por el uso de la red de los diferentes agentes que intervienen en el suministro que él obtiene como usuario último de la electricidad.
- Distribuidor. El consumidor pagaría una tasa al distribuidor para compensarlo por el uso de la red de los diferentes agentes que intervienen en el suministro que él obtiene como usuario último de la electricidad.

#### **3.4.1.2 Servicios recibidos por el consumidor**

Los consumidores, a su vez, pueden recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- Generador. Un generador podría proporcionar al consumidor energía para su abastecimiento eléctrico mediante un contrato bilateral u otros mecanismos de mercado.
- VPP. Una VPP podría proporcionar al consumidor energía para su abastecimiento eléctrico mediante un contrato bilateral u otros mecanismos de mercado.
- Operador del Sistema. El Operador del Sistema presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro.
- Operador de distribución. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- Gestor de las Transacciones Mayoristas. El gestor del mercado mayorista les permitiría a los grandes consumidores comprar electricidad directamente en el mercado mayorista para su abastecimiento.
- Comercializador. El comercializador podría suministrar electricidad a los consumidores mediante mecanismos del mercado minorista, haciendo de puente entre el mercado mayorista y los consumidores finales. Además, podría gestionar sus recursos de generación: los consumidores con una generación inferior a 10 kW tendrían que entregarla a la red en régimen de autoconsumo a través del comercializador, mientras que para potencias generadas de entre 10 y 100 kW el consumidor podrían elegir entre el régimen de autoconsumo gestionado por el comercializador o la venta de recursos de generación a un agregador.

- Transportista. El transportista presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.
- Distribuidor. El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

### 3.4.2 Transacciones entre el generador y otros agentes

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por el generador con los demás agentes del mercado.

#### 3.4.2.1 Servicios prestados por el generador

Los agentes a los que los generadores pueden prestar algún servicio son los siguientes:

- Consumidor. El generador podría proporcionar a los consumidores energía eléctrica para su abastecimiento a través de un contrato bilateral (mercado mayorista)
- VPP. El generador podría proporcionar a la VPP servicios de operación para que ésta pueda proporcionar al sistema la regulación requerida para poder verter energía a la red.
- Operador del Sistema. El generador podría proporcionar al operador servicios de regulación para su utilización en mecanismos de operación (ajuste, balances y reservas de capacidad).
- Comercializador. El generador podría proporcionar energía eléctrica a los comercializadores para su abastecimiento a través de un contrato bilateral (mercado mayorista).

#### 3.4.2.2 Servicios recibidos por el generador

Los generadores, a su vez, pueden recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- VPP. Una VPP podría intercambiar con el generador servicios de operación para su utilización en regulación. Por otro lado, ofrece a los generadores con una potencia inferior a 5 MW la posibilidad de agregación para realizar ofertas de mayor tamaño y poder así participar en el mercado mayorista.
- Operador del Sistema. El Operador del Sistema presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro.
- Gestor de las Transacciones Mayoristas. El gestor del mercado mayorista permitiría a los generadores vender energía mediante la presentación de ofertas de venta al mercado mayorista con un valor de, al menos, 5 MW.

- Transportista. El transportista presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.
- Distribuidor. El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

### **3.4.3 Transacciones entre la VPP y otros agentes**

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por la VPP con los demás agentes del mercado.

#### **3.4.3.1 Servicios prestados por la VPP**

Los agentes a los que las VPP pueden prestar algún servicio son los siguientes:

- Consumidor. La VPP podría proporcionar a los consumidores energía eléctrica para su abastecimiento a través de un contrato bilateral (mercado mayorista).
- Generador. La VPP podría intercambiar con el generador servicios de operación para su utilización en regulación. Por otro lado, ofrece a los generadores con una potencia inferior a 5 MW la posibilidad de agregación para realizar ofertas de mayor tamaño y poder así participar en el mercado mayorista.
- Operador del Sistema. La VPP podría proporcionar al operador servicios de regulación para su utilización en mecanismos de operación (ajuste, balances y reservas de capacidad).
- Operador de distribución. La VPP podría proporcionar al operador servicios de regulación para su utilización en mecanismos de operación (gestión de restricciones u otras acciones necesarias).
- Comercializador. La VPP podría proporcionar energía eléctrica a los comercializadores para su abastecimiento a través de un contrato bilateral (mercado mayorista).

#### **3.4.3.2 Servicios recibidos por la VPP**

Las VPP, a su vez, pueden recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- Consumidor. Los consumidores con una carga gestionable de, al menos, 1 MW, podrían proporcionar a las VPP servicios de respuesta de la demanda para que ésta puede utilizar para aplicaciones de regulación y ajuste. Además, los consumidores con dispositivos de generación de más de 100 kW podrían vender esta capacidad a la VPP para que ésta la transfiera al mercado mediante su integración en ofertas de mayor tamaño.

- Generador. El generador podría proporcionar a la VPP servicios de operación para que ésta pueda proporcionar al sistema la regulación requerida para poder verter energía a la red.
- Agregador. El agregador podría proporcionar a la VPP servicios de respuesta de la demanda para regulación. Además, el agregador puede venderle recursos de generación en paquetes de, al menos, 100 kW.
- Operador del Sistema. El Operador del Sistema presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro.
- Operador de Distribución. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- Gestor de las Transacciones Mayoristas. El gestor de mercado mayorista permitiría a las VPP vender energía mediante la presentación de ofertas de venta al mercado mayorista con un valor de, al menos, 5 MW.
- Transportista. El transportista presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.
- Distribuidor. El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

### **3.4.4 Transacciones entre el agregador y otros agentes**

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por el agregador con los demás agentes del mercado.

#### **3.4.4.1 Servicios prestados por el agregador**

Los agentes a los que el agregador puede prestar algún servicio son los siguientes:

- VPP. El agregador podría proporcionar a la VPP servicios de respuesta de la demanda para regulación. Además, el agregador puede venderle recursos de generación en paquetes de, al menos, 100 kW.
- Operador del Sistema. El agregador podría proporcionar directamente al Operador del Sistema servicios de respuesta de la demanda para su utilización en mecanismos de operación (ajuste, balances y reservas de capacidad) con cargas gestionables agregadas de, al menos, 1 MW.
- Operador de distribución. El agregador podría proporcionar directamente al Operador de la red de distribución servicios de respuesta de la demanda para su utilización en mecanismos de operación (gestión de restricciones u otras acciones necesarias) con cargas agregadas de, al menos, 1 MW.

#### **3.4.4.2 Servicios recibidos por el agregador**

El agregador, a su vez, puede recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- Consumidor. El consumidor podría proporcionar a un agregador servicios de respuesta de la demanda para cargas gestionables inferiores a 1 MW que no pueden participar directamente en ningún programa de respuesta de la demanda. Además, los consumidores con dispositivos de generación de entre 10 y 100 kW podrían vender esta capacidad al agregador para que éste la agregue a la de otros generadores y poder así transferirla a una VPP para su incorporación al mercado de suministro. Los consumidores con una generación inferior a 10 kW tendrían que entregarla a la red en régimen de autoconsumo a través del comercializador, mientras que para potencias generadas de entre 10 y 100 kW el consumidor podrían elegir entre el régimen de autoconsumo gestionado por el comercializador o la venta de recursos de generación a un agregador.
- Operador del Sistema. El Operador del Sistema presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro.
- Operador de Distribución. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- Transportista. El transportista presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.
- Distribuidor. El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

#### **3.4.5 Transacciones entre el transportista y otros agentes**

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por el transportista con los demás agentes del mercado.

##### **3.4.5.1 Servicios prestados por el transportista**

El transportista presta a todos los agentes del sistema eléctrico un servicio transversal al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.

##### **3.4.5.2 Servicios recibidos por el transportista**

El transportista, a su vez, puede recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- Consumidor. El consumidor pagaría una tasa al transportista para compensarlo por el uso de la red de los diferentes agentes que intervienen en el suministro que él obtiene como usuario último de la electricidad.
- Operador del Sistema. El Operador del Sistema gestiona la red de transporte y presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro.
- Comercializador. El comercializador pagaría una tasa al transportista por el uso de la red en representación de los consumidores de su portfolio como usuarios últimos de la electricidad.
- Distribuidor. El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

### **3.4.6 Transacciones entre el distribuidor y otros agentes**

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por el distribuidor con los demás agentes del mercado.

#### **3.4.6.1 Servicios prestados por el distribuidor**

El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

#### **3.4.6.2 Servicios recibidos por el distribuidor**

El distribuidor, a su vez, puede recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- Consumidor. El consumidor pagaría una tasa al distribuidor para compensarlo por el uso de la red de los diferentes agentes que intervienen en el suministro que él obtiene como usuario último de la electricidad.
- Operador del Sistema. El Operador del Sistema presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro.
- Operador de Distribución. Este operador gestiona la red de distribución y presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- Comercializador. El comercializador pagaría una tasa al distribuidor por el uso de la red en representación de los consumidores de su portfolio como usuarios últimos de la electricidad.

- Transportista. El transportista presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.

### **3.4.7 Transacciones entre el Operador del Sistema y otros agentes**

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por el Operador del Sistema con los demás agentes del mercado.

#### **3.4.7.1 Servicios prestados por el Operador del Sistema**

El Operador del Sistema presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro. Además, apoya al operador de distribución en labores de coordinación y gestión de la red y le asegura al Gestor de las Transacciones Mayoristas que las transacciones obtenidas en el mercado son físicamente posibles.

#### **3.4.7.2 Servicios recibidos por el Operador del Sistema**

El Operador del Sistema, a su vez, puede recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- Consumidor. Los consumidores con una carga gestionable superior a 1 MW podrían proporcionar directamente al Operador del Sistema servicios de respuesta de la demanda para su utilización en mecanismos de operación (ajuste, balances y reservas de capacidad). Además, los consumidores pagan una tasa por los servicios prestados por el operador del sistema si no se abastecen a través de un comercializador.
- Generador. El generador podría proporcionar al operador servicios de regulación para su utilización en mecanismos de operación (ajuste, balances y reservas de capacidad)
- VPP. La VPP podría proporcionar al operador servicios de regulación para su utilización en mecanismos de operación (ajuste, balances y reservas de capacidad)
- Agregador. El agregador podría proporcionar directamente al Operador del Sistema servicios de respuesta de la demanda para su utilización en mecanismos de operación (ajuste, balances y reservas de capacidad) con cargas gestionables agregadas de, al menos, 1 MW.
- Operador de Distribución. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- Comercializador. El comercializador paga al operador del sistema una tasa por los servicios prestados en representación de los consumidores de su portfolio.

- Transportista. El transportista presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.
- Distribuidor. El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

### **3.4.8 Transacciones entre el Operador de distribución y otros agentes**

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por el Operador de distribución con los demás agentes del mercado.

#### **3.4.8.1 Servicios prestados por el Operador de distribución**

Los agentes a los que el Operador de distribución puede prestar algún servicio son los siguientes:

- Consumidor. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- VPP. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- Agregador. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- Operador del Sistema. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura. Además, puede apoyar al Operador del Sistema en labores de coordinación y operación de la red.
- Comercializador. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- Distribuidor. Este operador gestiona la red de distribución y presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.

#### **3.4.8.2 Servicios recibidos por el Operador de distribución**

El Operador de distribución, a su vez, puede recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- Consumidor. Los consumidores con una carga gestionable superior a 1 MW podrían proporcionar directamente al Operador de la red de distribución servicios de

respuesta de la demanda para su utilización en mecanismos de operación (solución de restricciones u otros mecanismos necesarios). Además, los consumidores pagan una tasa por los servicios prestados por el operador de distribución si no se abastecen a través de un comercializador.

- VPP. La VPP podría proporcionar al operador servicios de regulación para su utilización en mecanismos de operación (gestión de restricciones, contingencias, etc.)
- Agregador. El agregador podría proporcionar directamente al Operador de la red de distribución servicios de respuesta de la demanda para su utilización en mecanismos de operación (gestión de restricciones, contingencias, etc.) con cargas agregadas de, al menos, 1 MW.
- Operador del Sistema. El Operador del Sistema presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro. Además, apoya al operador de distribución en labores de coordinación y operación de la red.
- Comercializador. El comercializador paga una tasa al operador de distribución por los servicios prestados en representación de los consumidores de su portfolio.
- Transportista. El transportista presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.
- Distribuidor. El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

### **3.4.9 Transacciones entre el comercializador y otros agentes**

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por el comercializador con los demás agentes del mercado.

#### **3.4.9.1 Servicios prestados por el comercializador**

Los agentes a los que el comercializador puede prestar algún servicio son los siguientes:

- Consumidor. El comercializador podría suministrar electricidad a los consumidores mediante mecanismos del mercado minorista, haciendo de puente entre el mercado mayorista y los consumidores finales. Además, podría gestionar sus recursos de generación en régimen de autoconsumo (obligatoriamente para una potencia generada inferior o igual a 10 kW y de forma opcional para generadores de entre 10 y 100 kW).
- Operador del Sistema. El comercializador paga una tasa al Operador del Sistema por sus servicios en representación de los consumidores de su portfolio.

- Operador de distribución. El comercializador paga una tasa al Operador del Sistema por sus servicios en representación de los consumidores de su portfolío.
- Gestor de las Transacciones Mayoristas. El comercializador paga una tasa al Gestor Mayorista por sus servicios en representación de los consumidores de su portfolío.
- Transportista. El comercializador pagaría una tasa al transportista por el uso de la red en representación de los consumidores de su portfolío como usuarios últimos de la electricidad.
- Distribuidor. El comercializador pagaría una tasa al distribuidor por el uso de la red en representación de los consumidores de su portfolío como usuarios últimos de la electricidad.

#### **3.4.9.2 Servicios recibidos por el comercializador**

El comercializador, a su vez, puede recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- Consumidor. El consumidor podría proporcionar servicios al comercializador de respuesta de la demanda para equilibrar su portfolío y ayudarle a reducir los desvíos entre la energía que debe suministrar a los consumidores finales y la energía comprada con anterioridad en el mercado mayorista. Además, los consumidores con dispositivos de generación de hasta 100 kW podrían proporcionarle recursos de generación en régimen de autoconsumo. Los consumidores con una generación inferior a 10 kW tendrían que entregarla a la red en régimen de autoconsumo a través del comercializador, mientras que para potencias generadas de entre 10 y 100 kW el consumidor podrían elegir entre el régimen de autoconsumo gestionado por el comercializador o la venta de recursos de generación a un agregador.
- Generador. El generador podría proporcionar energía eléctrica a los comercializadores para su abastecimiento a través de un contrato bilateral (mercado mayorista)
- VPP. La VPP podría proporcionar energía eléctrica a los comercializadores para su abastecimiento a través de un contrato bilateral (mercado mayorista)
- Operador del Sistema. El Operador del Sistema presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro.
- Operador de Distribución. El operador de la red de distribución presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al garantizar que la red de distribución funciona correctamente y de forma segura.
- Gestor de las Transacciones Mayoristas. El gestor del mercado mayorista permitiría a los comercializadores comprar electricidad para su abastecimiento en el mercado mayorista.
- Transportista. El transportista presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.
- Distribuidor. El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir

entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

#### **3.4.10 Transacciones entre el Gestor de las Transacciones Mayoristas y otros agentes**

En esta sección se describen los servicios prestados y recibidos por las Transacciones Mayoristas con los demás agentes del mercado.

##### **3.4.10.1 Servicios prestados por el Gestor de las Transacciones Mayoristas**

Los agentes a los que el Gestor de las Transacciones Mayoristas puede prestar algún servicio son los siguientes:

- Consumidor. El Gestor de las Transacciones Mayoristas podría vender electricidad directamente a grandes consumidores para su abastecimiento de electricidad.
- Generador. El Gestor de las Transacciones Mayoristas permitiría a los generadores vender energía mediante la presentación de ofertas de venta al mercado mayorista con un valor de, al menos, 5 MW.
- VPP. El Gestor de las Transacciones Mayoristas permitiría a las VPP vender energía mediante la presentación de ofertas de venta al mercado mayorista con un valor de, al menos, 5 MW.
- Comercializador. El Gestor de las Transacciones Mayoristas podría vender electricidad a los comercializadores para su abastecimiento de electricidad.

##### **3.4.10.2 Servicios recibidos por el Gestor de las Transacciones Mayoristas**

El Gestor de las Transacciones Mayoristas, a su vez, puede recibir los siguientes servicios de otros agentes del mercado:

- Consumidor. Los consumidores pagan una tasa al Operador del mercado por sus servicios si no contratan su suministro a través de comercializadora.
- Operador del Sistema. El Operador del Sistema presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al garantizar que éste funciona correctamente, estable y seguro. Además, le asegura al Gestor de las Transacciones Mayoristas que las transacciones obtenidas en el mercado son físicamente posibles.
- Comercializadora. La comercializadora paga una tasa al Operador del mercado por sus servicios en representación de los consumidores de su portfolio.
- Transportista. El transportista presta un servicio transversal a todos los agentes del sistema eléctrico al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de generación y la red de distribución.
- Distribuidor. El distribuidor presta un servicio transversal a todos los agentes de su área de concesión al proporcionar el soporte físico para que la energía pueda fluir entre los puntos de conexión con la red de transporte y los consumidores finales, así como con los elementos de generación distribuida conectados a dicha red.

#### **3.4.11 Modelo completo de transacciones en el mercado eléctrico minorista de Ecuador**

Las **Figura 17** y **Figura 18** muestran el modelo completo de transacciones realizadas en el mercado minorista de Ecuador, donde los servicios recibidos y prestados por los diferentes agentes, tal y como se ha detallado anteriormente, aparecen contextualizados.

Las líneas rojas muestran las transacciones económicas relacionadas con los flujos de energía para abastecimiento entre los agentes productores y consumidores de energía.

Las líneas azules muestran las transacciones relacionadas con los servicios de operación y de respuesta de la demanda prestados por diferentes agentes en el sistema, bien de forma individual y directa (grandes consumidores) como de forma agregada a través de otros agentes.

Finalmente, las líneas verdes muestran las transacciones realizadas por los consumidores y comercializadores a los propietarios de las redes de transporte y distribución por su utilización durante los intercambios.



RECIBE EL BIEN O SERVICIO									
Consumidor	Generador	VPP	Agregador	Operador del Sistema	Operador de Distribución	Gestor de Transacciones Mayoristas	Comercializador	Transportista	Distribuidor
Consumidor									
Generador									
VPP									
Agregador									
Operador del Sistema									
Operador de Distribución									
Gestor de Transacciones Mayoristas									
Comercializador									
Transportista									
Distribuidor									

Figura 18. Matriz de relaciones entre los diferentes agentes del mercado eléctrico

### **3.5 Conclusiones del capítulo**

En este capítulo se ha desarrollado un nuevo modelo conceptual de redes inteligentes, que permite la implementación, donde se puede destacar que los clientes pueden obtener una amplia gama de beneficios si se deciden utilizar la flexibilidad que tienen en su demanda para participar en los programas presentados por los agregadores o VPP. Sin embargo, hay que considerar que los clientes finales todavía no están familiarizados con las capacidades de respuesta de la demanda por lo que es importante informar y formar sobre los beneficios que pueden aportar [139].

Un aspecto con gran potencial para el desarrollo futuro es la figura del agregador, comúnmente utilizado en los Estados Unidos, pero completamente ausente en los mercados europeos y latinoamericanos, con la excepción del Reino Unido. La presencia de agregadores permitiría a los clientes de tamaño mediano ofrecer servicios de DR (Respuesta de la Demanda, en sus siglas en inglés) que actualmente no están disponibles para ellos. En los siguientes capítulos se demostrará cómo la participación potencial de agregados de otros clientes industriales y comerciales puede ser muy eficaz para establecer diferentes servicios de DR para mejorar el funcionamiento de los sistemas, siempre que se desarrollen programas adecuados de DR para ellos.

Se han definido nuevas funciones a partir de las funcionalidades de los agentes tradicionales del sector eléctrico y se han readaptado para las redes inteligentes.

Se han expandido, redefinido o readaptado las funciones del agregador y VPP considerando las funciones de las Redes Inteligentes; específicamente se han reconsiderado y redefinido funciones con los clientes o "prosumer".

Este nuevo modelo permite organizar a partir del modelo conceptual de la NIST las funciones específicas y transaccionales entre los agentes.

Se han diseñado nuevas funcionalidades en los agentes orientadas a las redes inteligentes con la finalidad de tener un sistema estable y eficiente.

En este nuevo modelo se va a permitir organizar las transacciones, mercados, necesidades de información y de comunicaciones de cada uno de los agentes que forman dicho modelo a partir del diseño conceptual.

Con el desarrollo del diseño conceptual para la implementación de redes inteligentes los proveedores de servicios, como es el caso de los agregadores y VPP, se pueden crear nuevos e innovadores servicios para satisfacer los requisitos y oportunidades que presenta la red inteligente. Como por ejemplo el desarrollo de un mercado creciente para proveedores que no son de las empresas eléctricas para dar servicios y productos de valor agregado a clientes, empresas eléctricas y otras partes interesadas a costos competitivos.

El modelo de negocio de cualquier sistema de red inteligente tiene que tener sentido para todas las partes involucradas, por tanto esto representa un reto importante, sobre todo en ambientes regulados, que generalmente no incentivan sustancialmente la innovación, como por ejemplo se pueden encontrar muchas barreras regulatorias en áreas como la creación de mercados a nivel de distribución.



## CAPÍTULO 4 : DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES

### 4.1 Introducción

El objetivo del presente capítulo es la descripción del diseño de la arquitectura de comunicaciones y tecnologías de la información propuesto para la implementación de las redes inteligentes.

Este capítulo se divide en cuatro partes:

- En la primera parte se recogen las necesidades de comunicaciones de los diferentes agentes involucrados en las soluciones propuestas para las redes de distribución en base a un diseño conceptual, explicado en el capítulo anterior.
- En la segunda parte se desarrolla, en base a las necesidades de los diferentes agentes y revisando previamente la situación de las comunicaciones en la distribución actualmente, la arquitectura de comunicaciones centrándose fundamentalmente en tres aspectos claves como son la Automatización de la Distribución (DA, por sus siglas en inglés), la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) y la gestión de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés).
- En la tercera parte se revisan las tecnologías de la información, analizando la situación actual de los sistemas necesarios para el desarrollo de la actividad de la distribución y finalizando con una propuesta de nuevos sistemas necesarios para poder implementar gestión la demanda y de vehículos eléctricos.
- Por último, se describe el diseño técnico de la arquitectura de comunicaciones para dar soporte a los diferentes agentes. Esta parte se ha dividido principalmente en tres aplicaciones: la gestión del vehículo eléctrico, la gestión de los recursos energéticos distribuidos y la gestión de la respuesta de la demanda en cada uno de los sectores (residencial, comercial e industrial).

El diseño técnico realizado tiene como premisa fundamental la utilización de protocolos de comunicación abiertos que permitan mejorar la interoperabilidad entre los dispositivos de diferentes fabricantes, quedando la adquisición de estos no sujeta a ningún fabricante específico.

Por otro lado, aunque algunas de las soluciones técnicas requeridas no se comercializan actualmente, como por ejemplo “vehículo a la red”, se ha buscado que los estándares considerasen estas soluciones dentro de su funcionalidad. Otra condición

adicional ha sido que los estándares fueran flexibles permitiendo su evolución según los nuevos requerimientos del mercado.

#### 4.2 Modelo de arquitectura de comunicaciones

Con el fin de establecer una norma y desarrollar recomendaciones para la Red Inteligente desde la perspectiva de las tecnologías de la comunicación, las organizaciones internacionales de normalización han propuesto sus propios modelos. En esta sección, discutimos tres de los modelos bien conocidos.

##### 4.2.1 Modelo conceptual del NIST

Uno de los primeros modelos conocidos es el modelo conceptual del NIST (“National Institute of Standards and Technology”) [140], que consta de siete dominios: el mercado, las operaciones, los proveedores de servicios, la generación centralizada, la transmisión, la distribución y el cliente, y el flujo de información entre ellos como se muestra en la **Figura 19**. Cada dominio incorpora los actores y aplicaciones de Redes Inteligentes. Los actores incluyen dispositivos, sistemas o programas de software que toman decisiones e intercambian información con otros actores, necesarios para realizar aplicaciones. Por otro lado, las aplicaciones son tareas realizadas por actores dentro de un dominio.

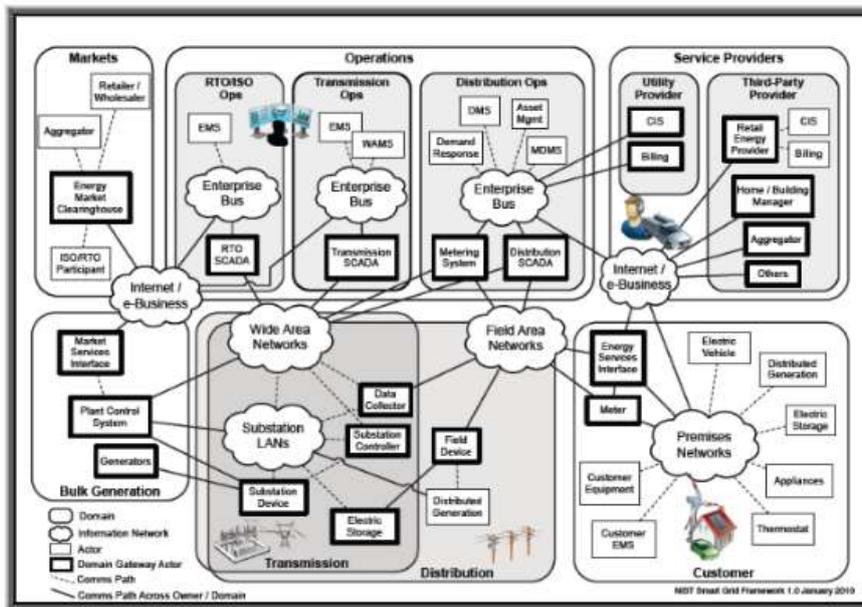


Figura 19. Diagrama conceptual de referencia para Redes Inteligentes [140]

Los siete dominios representan áreas lógicas basadas en la vista actual de la red. En el futuro, algunos de los dominios pueden combinarse (como la transmisión y la distribución), y otros pueden disminuir en importancia. El dominio de generación centralizada es responsable de crear electricidad a partir de otras formas de energía (combustión química, nuclear, eólica, hidráulica, entre otros). Este dominio se complementa con la generación distribuida, que cada vez se vuelve más frecuente. La energía eléctrica generada se transfiere a través del dominio de transmisión por medio de múltiples subestaciones. El dominio de transmisión puede contener recursos de energía de recursos distribuidos, tales

como almacenamiento eléctrico o de generación en horas pico. La conexión entre el dominio de transmisión y el dominio de cliente se logra por el dominio de distribución. Está conectado a los usuarios finales en los puntos de medición para su consumo. El dominio del cliente es el usuario final de la electricidad. Puede ser equipado por recursos energéticos distribuidos para generar y almacenar la electricidad. En ese caso, la red formada por la distribución y los dominios del cliente, además de DER, se llama la "microgrid" [141]. Estos cuatro dominios, en la capa inferior, están relacionados con el sistema de energía eléctrica. Los tres dominios restantes están relacionados con la operación reguladora. El primer dominio es el dominio del mercado. Realiza precios y equilibra la oferta y la demanda dentro del sistema eléctrico. A continuación, el dominio de operación, que realiza el control, supervisión, gestión y otras funciones necesarias para el buen funcionamiento del sistema de energía. El último dominio es el proveedor de servicios. Incluye las organizaciones que prestan servicios a clientes eléctricos y servicios públicos.

Este modelo es descriptivo y pretende ser de alto nivel. Define el potencial de comunicación y flujo de información y la interconexión entre dominios. Sin embargo, este es un modelo conceptual. Por lo tanto, se utiliza para comprender el funcionamiento de las Redes Inteligentes, y no define ninguna solución para el propósito de implementación.

#### **4.2.2 Modelo UIT-T**

El modelo ITU-T ("for Telecommunication Standardization Sector of the International Telecommunications Union") [142] es también otro modelo conceptual. Este es un modelo de referencia simplificado derivado del NIST. Se compone de cinco dominios como se muestra en la **Figura 20**: el proveedor de servicios, la red de comunicación, el dominio de la red, la medición inteligente y el dominio del cliente. Hay cinco puntos de referencia de la red a los otros cuatro dominios y entre los dominios medición inteligente y cliente. Estos puntos de referencia representan interfaces externas entre distintos dominios de la Red Inteligente que deberían ser el punto focal de los esfuerzos de estandarización. El punto de referencia 1, entre el dominio de la red y la red permite el intercambio de señales de información y control entre los dispositivos del dominio de la red y el dominio de los proveedores de servicios. El punto de referencia 2 entre el dominio de medición inteligente y la red permite el intercambio de información de medición e interacciones a través de los operadores y proveedores de servicios en el dominio del proveedor de servicios hacia los clientes del dominio del cliente. En el punto de referencia 3 entre el dominio del cliente y la red habilita las interacciones entre los operadores y los proveedores de servicios en el dominio del proveedor de servicios y los dispositivos en el dominio. El punto de referencia 4 entre el dominio del proveedor de servicios y la red habilita las comunicaciones entre servicios y aplicaciones en el dominio del proveedor de servicios a todos los actores de otros dominios para realizar todas las funciones de la red inteligente. El último punto de referencia, entre la medición inteligente y el dominio del cliente a través de la compuerta o pasarela de servicios energéticos. Debe observarse que las redes de comunicaciones pueden residir dentro de un dominio o fronteras entre dominios. Estas redes no están explícitamente definidas (dispositivos, protocolos, entre otros), por lo que este modelo sólo puede utilizarse como hoja de ruta para la implementación de Redes Inteligentes.

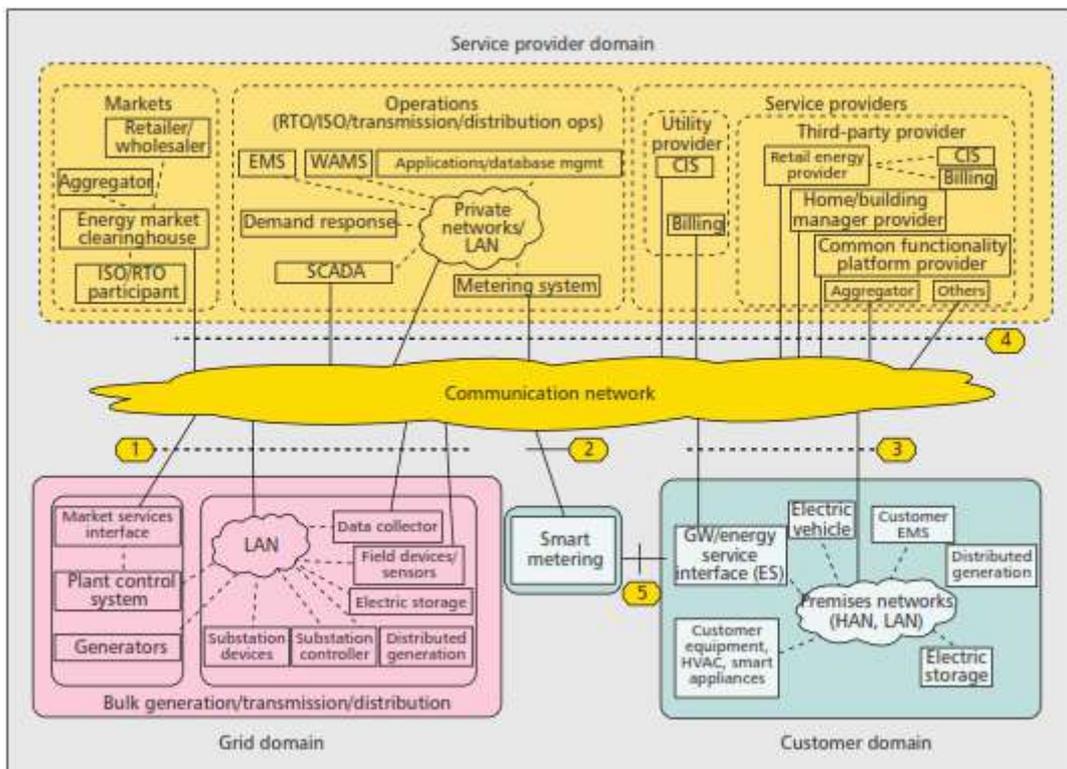
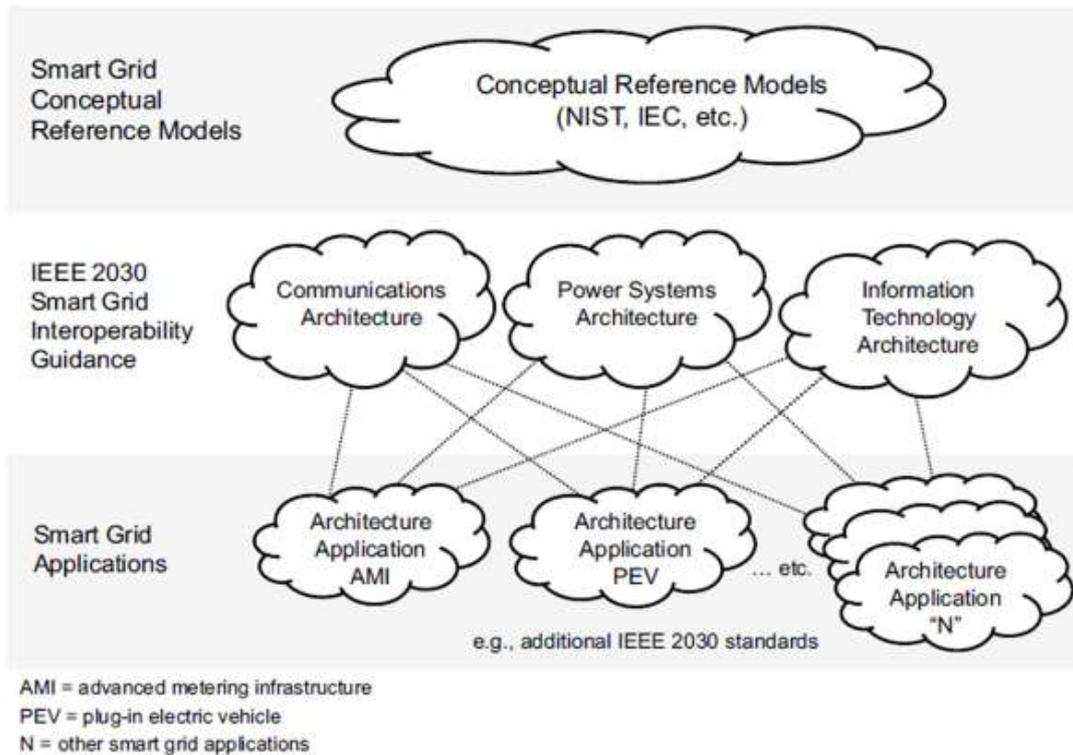


Figura 20. Arquitectura de referencia simplificada para Redes Inteligentes [142]

#### 4.2.3 Modelo IEEE 2030

Para IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la Red Eléctrica Inteligente es vista como un “sistema de sistemas”, complejo y hecho para sistemas interrelacionados, como se indica en la **Figura 21**, donde cada dominio de NIST es ampliado en tres capas: 1) la capa de sistemas de energía (PS, en sus siglas en inglés), 2) la capa de comunicaciones (CT, en sus siglas en inglés), y 3) la capa de tecnología de la información (IT, en sus siglas en inglés) [143], denominado Modelo de Referencia para la Interoperabilidad de la Red Eléctrica Inteligente (SGIRM, por sus siglas del inglés) detallado en el IEEE Estándar 2030 [144].



**Figura 21. Evolución de interoperabilidad de la red inteligente [144].**

Según IEEE estándar 2030 SGIRM, la capa de sistemas de energía (PS) corresponde a toda la cadena del suministro eléctrico, desde la producción, pasando por la entrega hasta el consumo de la energía eléctrica, a través de siete dominios: generación, transmisión, distribución, proveedores del servicio, mercado, control de las operaciones y clientes.

La capa de comunicaciones (CT), implica la conectividad de los sistemas, dispositivos y aplicaciones, mediante las perspectivas de: redes de comunicación, medios de comunicación, rendimiento y protocolos.

Finalmente, la capa de tecnología de la información (IT Information Technology), implica el control de los procesos y el flujo de la gestión de los datos, mediante las perspectivas de tecnologías para el: almacenamiento, procesamiento, gestión y control del flujo de datos de la información segura.

Cada una de las aplicaciones de la red eléctrica inteligente, requieren del funcionamiento armónico de las tres capas del SGIRM de IEEE.

Cada una de estas perspectivas está compuesta por dominios, entidades e interfaces o flujos de datos, todos ellos definidos en el SGIRM de esta guía. El modelo de referencia se presenta de forma funcional, es expansible y no pretende ser prescriptivo o restrictivo. Es imperativo que la interoperabilidad se mantenga a medida que evolucionan las tecnologías y arquitecturas de red inteligente. La flexibilidad de este modelo de referencia está pensada para acomodar los avances de la red inteligente en el futuro.

#### 4.2.3.1 Interfaces del sistema de potencia

En la **Figura 22** se muestra las interfaces entre las principales entidades de cada uno de los dominios, que son parte del modelo conceptual de la NIST [138]. Dentro de cada una de estas entidades, también hay un nivel adicional de interoperabilidad, que no se considera en este caso. Sin embargo, las interfaces entre entidades se consideran y son de primordial importancia. En la **Tabla 14**, se describe a manera de ejemplo unas cuatro interfaces, para mayor detalle se puede revisar la referencia [144]. En esta misma referencia se puede ver ejemplos de cómo aplicar la metodología SGIRM a las implementaciones de redes inteligentes.

**Tabla 14. Interfaces PS-IAP**

Interfaces	Entidad 1	Entidad 2	Comentarios
PS2	Subestación de distribución	Control y Operación de Distribución	Proporciona datos de la subestación y para el control directo de las subestaciones de distribución. Las interfaces incluyen las de control, monitoreo, SCADA, informes y telefonía.
PS5	Subestación de distribución	Dispositivos de Control y Protección de Distribución	Permite monitorizar dispositivos, controlar dispositivos y actualizar configuraciones en dispositivos, así como la coordinación entre subestaciones y dispositivos de campo. Las interfaces incluyen aquellas para protección, control, monitoreo, informes y SCADA.
PS12	Distribución Recursos energéticos distribuidos	Interface del Punto del Cliente	Proporciona información agregada del cliente y control DER del sistema de distribución directamente al cliente. Proporciona un medio para equilibrar localmente la generación y las cargas. Las interfaces incluyen las de control y monitoreo.
PS52	Mercados	Interface del Punto del Cliente	Proporciona la optimización de la generación distribuida, el almacenamiento y el control de la carga (es decir, la respuesta a la demanda) en el dominio del cliente. Las interfaces incluyen las de control, monitoreo e informes.

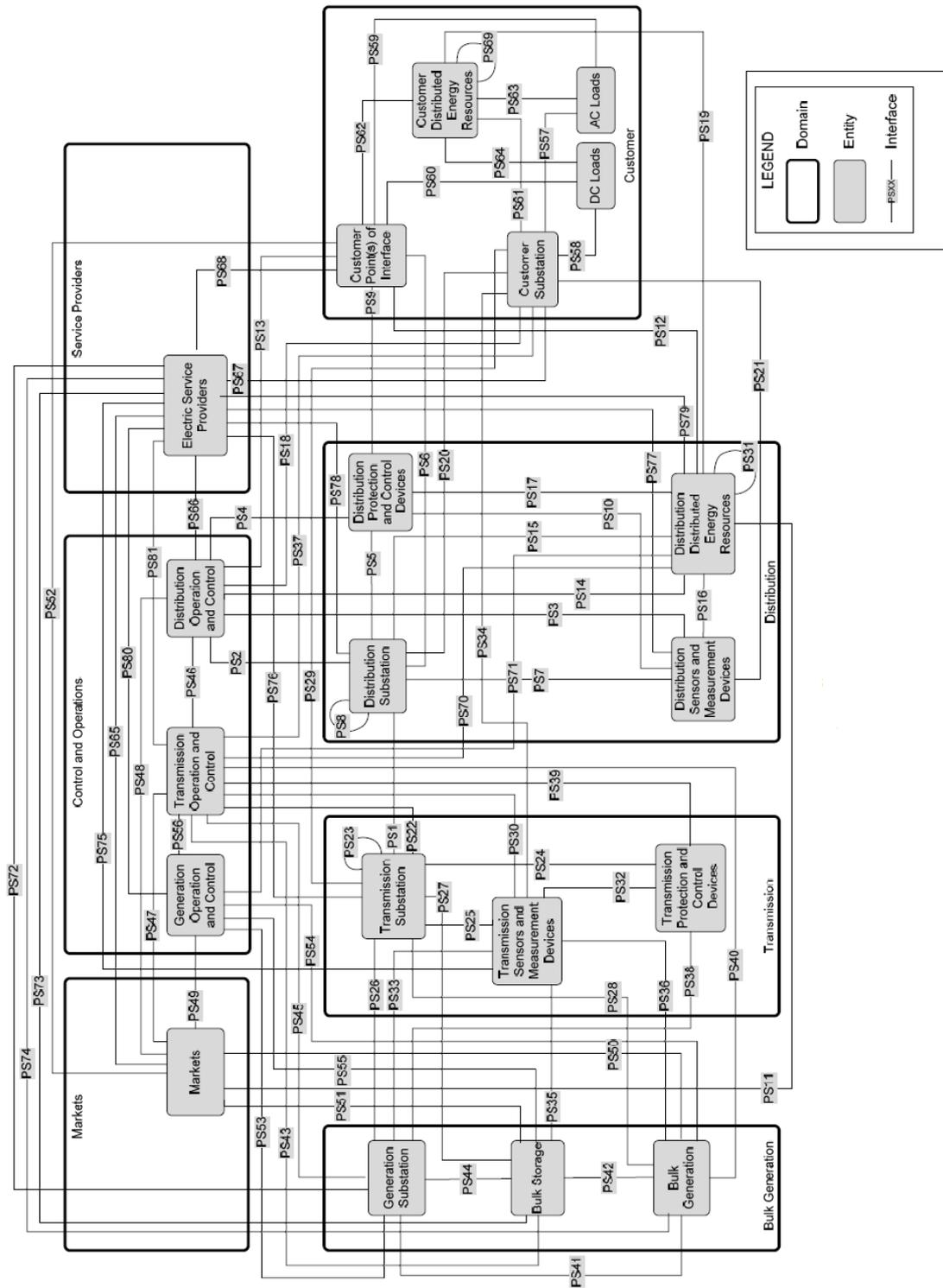


Figura 22. IEEE 2030 PS-IAP [144]

### 4.3 Diseño conceptual de Redes Inteligentes PROPUESTO

Debido a que las arquitecturas dadas son conceptuales, pretendemos presentar un modelo más detallado adaptado a partir de los modelos descritos anteriormente, y nos centraremos en el aspecto de la comunicación. Dividimos la arquitectura en tres redes extraídas de la literatura de Redes Inteligentes [145], a saber, red área de casa (HAN, por sus siglas en inglés), red de área de vecindad (NAN, por sus siglas en inglés) y red de área amplia (WAN, por sus siglas en inglés).

#### 4.3.1 Red de área de Casa

La red de área doméstica (HAN, por sus siglas en inglés) conecta los dispositivos inteligentes domésticos a una red común. En esta red, los dispositivos clave son el medidor inteligente, Interface de Servicios de Energía (ESI, por sus siglas en inglés) y Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) [146]. El dispositivo de medición se utiliza para recopilar información sobre el uso de energía, así como para gestionar servicios de control tales como la desconexión de circuitos. Puede almacenar los datos del medidor internamente y también facilita las comunicaciones bidireccionales entre el medidor y la empresa eléctrica. La interface ESI es la puerta de enlace, en su mayoría proporcionada por las empresas eléctricas, que permite enrutar los datos entre el HAN y la red de área de barrio (NAN, por sus siglas en inglés). También se conoce como puerta de enlace de HAN a través de la cual las comunicaciones de los clientes se facilitan con las compañías de servicios públicos o cualquier otra entidad que proporciona servicios de energía. Generalmente, la puerta de enlace de HAN está embebida físicamente en el dispositivo de medición, pero es lógicamente separada del medidor. El tercer componente es el EMS, el mismo que controla y optimiza el rendimiento de generación, consumo y almacenamiento de energía en la HAN, comparte las funciones con ESI para entregar órdenes de control o eventos desde las empresas eléctricas a dispositivos inteligentes y reúne todo tipo de información de los dispositivos HAN. Sin embargo, para administrar esta red, la casa puede estar equipada con una pantalla de casa (IHD, por sus siglas en inglés). El IHD proporciona una interface a la casa del cliente, con todos los dispositivos HAN conectados a ella. Puede mostrar los consumos de electricidad de estos dispositivos y ofrecerá a los clientes el control de carga sobre sus aparatos. Otro equipo que se puede conectar a la casa es el "plug-in" de vehículos eléctricos (PEV, por sus siglas en inglés). La integración de un gran número de PEV en la red es un desafío que las Redes Inteligentes deben tener en cuenta.

#### 4.3.2 Red de Área de Vecindad o Campo

NAN es una colección de HAN múltiples para recolectar datos detectados para la agregación. Permite la recolección de datos de los clientes de un vecindario para su transmisión a una empresa de servicios públicos. NAN también se puede llamar Red de Área de Campo (FAN, por sus siglas en inglés) cuando se conecta con dispositivos de campo tales como dispositivos electrónicos inteligentes (IED, por sus siglas en inglés).

Los medidores inteligentes envían datos a la Unidad de Recopilación de Datos (DCU, por sus siglas en inglés) en el límite entre HAN y NAN. La DCU es el equipo encargado de recoger los datos de medición de un conjunto de medidores inteligentes y transmite la

información al “Head End System” (HES). Esto más tarde es un punto central de recolección de datos para la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) [147]. Otro sistema principal en la NAN es el medidor / controlador de carga [148]. Enruta mensajes (comandos, peticiones) entre la WAN y el lado del cliente, y está diseñado para realizar la respuesta de la demanda. Generalmente, la red NAN permite cinco funcionalidades entre los seis servicios descritos anteriormente, es decir, AMI, DR, DER, DA y VE. Así que la NAN es el núcleo de la Red Inteligente.

### **4.3.3 Red de área amplia**

La Red de Área Amplia (WAN, por sus siglas en inglés) proporciona comunicación entre la empresa eléctrica y las subestaciones. Soporta aplicaciones de monitoreo, control y protección en tiempo real, que pueden ayudar a prevenir fallas en cascada con información en tiempo real relacionada con el estado de la red eléctrica. También proporciona enlaces de comunicación para “backbones” de Redes Inteligentes; y cubre distancias de largo recorrido de NAN a un centro de control. La WAN está compuesta de múltiples componentes y sistemas. Aquí describimos los sistemas más importantes y obligatorios para las Redes Inteligentes.

Uno de los principales sistemas de la red WAN es el Sistema de Gestión de Datos de Medidores (MDMS, por sus siglas en inglés). Es responsable de almacenar y procesar los datos de medición antes de hacerlos disponibles para otras aplicaciones [142]. Los medidores inteligentes transfieren los datos brutos recogidos a MDMS a través de una red de comunicación bidireccional. MDMS además tiene capacidades tales como la gestión de todo tipo de contadores (eléctricos, de gas, calor), la transmisión de datos distintos de tarifa y encender / apagar el servicio de electricidad, entre otros. Este sistema afecta directamente a algunas aplicaciones críticas como DR, gestión de interrupciones y precios dinámicos. Está vinculado a otro sistema importante, que es el Sistema de Gestión de Distribución (DMS, por sus siglas en inglés). El DMS es una colección de aplicaciones utilizadas para supervisar, controlar y optimizar el rendimiento del sistema de distribución y gestionar su complejidad [149]. El objetivo final de un DMS es permitir un sistema de distribución inteligente y autocurable y proporcionar mejoras en la fiabilidad y calidad del suministro, eficiencia y eficacia del funcionamiento del sistema. Un DMS debería conducir a una mejor gestión de activos, a la provisión de nuevos servicios y a una mayor satisfacción del cliente. Es uno de los sistemas más importantes en la industria energética; en otros términos, se menciona como el cerebro real de futuras redes de distribución [150]. Hoy en día los sistemas DMS se basan en el sistema existente de supervisión y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés). Este último es el sistema central en el servicio de la automatización de la distribución (DA, por sus siglas en inglés). De hecho, DA coordina con el SCADA para el control remoto y el control de la red de distribución [151]. SCADA generalmente se utiliza para la manipulación remota para permitir a los operadores ver los fallos del sistema y facilitar los cambios a distancia. Sus funciones básicas incluyen la adquisición de datos, control remoto, análisis de datos históricos y redacción de informes. Para lograr estos objetivos, se coordina con otros sistemas, es decir, SCADA / Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés), Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés), DMS, Sistema de Gestión de Fallas (OMS, por sus siglas en inglés), Sistema de Automatización de Distribución (DAS, por sus siglas en inglés), entre otros [151]. El sistema DAS es responsable de la automatización de la subestación, la

automatización de los alimentadores y la automatización del cliente. Por lo tanto, proporciona a las empresas de servicios públicos la capacidad de supervisar remotamente el equipo de distribución, recopilar información de una amplia red de equipos y sensores y, a continuación, tomar las medidas de control adecuadas, incluso de forma automática o con supervisión humana [152]. Para el sistema EMS, se utiliza para gestionar la generación y almacenamiento de energía de diferentes fuentes (eólica, solar, entre otras).

Por otra parte, el servicio de DR es manejado por dos sistemas esenciales. El primero es el Manejador DR que genera los mensajes DR (órdenes, peticiones) que se van a transferir a los contadores / controladores de carga [148]. Y el segundo es el Sistema de Gestión de Respuesta de la Demanda (DRMS, por sus siglas en inglés). Es la aplicación de la empresa eléctrica que gestiona las capacidades de DR desde la empresa hasta el consumidor. El DRMS también interactúa y opera con otros sistemas de información y operativos, tales como DMS, OMS y Sistema de información de Clientes (CIS, por sus siglas en inglés) [153].

El servicio de Conciencia Situacional de Área Amplia (WASA, por sus siglas en inglés), tiene como objetivo proporcionar datos del sistema en tiempo real a partir de un grupo de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED, por sus siglas en inglés) y Unidades de Medida de Fasores (PMU, por sus siglas en inglés), y luego pasa al proceso de toma de decisiones (Percepción, Comprensión, Proyección) [142]. Los IED transmiten instantáneos del estado del dispositivo y datos de medición al SCADA. Las PMU, por otro lado, permiten datos instantáneos sincronizados en el tiempo de una red eléctrica incluyendo ángulos de fase de voltaje y corriente. Los datos generados por los sensores PMU / IED se envían, a través de un Concentrador de Datos Fasorial (PDC), al Sistema Central de Medición (CE, por sus siglas en inglés) / Sistemas de Medida de Área Ancha (WAMS, por sus siglas en inglés). Esta información, medida en un área amplia, se utiliza para crear una contramedida que es el escenario de control que se utilizará cuando el fenómeno de inestabilidad ocurre como se espera de la simulación de fallas graves del sistema de potencia.

La arquitectura se compone de otros sistemas, específicamente; OMS (Outage Management System), CIS (Customer Information System) y sistema de facturación. El OMS identifica y localiza fallas, luego aísla y restaura el suministro. Proporciona retroalimentación a los clientes afectados. También analiza el evento y mantiene registros históricos de la interrupción, así como el cálculo de índices estadísticos de interrupciones. El CIS mantiene bases de datos de nombres de clientes, direcciones y conexión de red. Y el sistema de facturación conserva toda la información necesaria sobre el proceso de facturación.

#### 4.3.4 Necesidades de Información de los Agentes

El siguiente paso para realizar el diseño de la arquitectura de comunicaciones de las redes inteligentes ha consistido en determinar las **necesidades de información de cada uno de los agentes/roles** que forman dicho modelo a partir del diseño conceptual explicado en el capítulo anterior.

Dentro de este modelo desarrollado para las redes inteligentes se han considerado los siguientes agentes/roles:

1. **Generador:** producen y *proporcionan energía* eléctrica al sistema. Dependiendo de la materia prima utilizada, pueden ser convencionales o renovables.
2. **Operador del sistema de transporte:** realiza las actividades necesarias para *garantizar* la seguridad y continuidad de suministro en todo el sistema eléctrico nacional, así como la correcta *coordinación* entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en aplicación de la normativa vigente.
3. **Transportista:** es el *propietario* de las infraestructuras que componen la red de transporte, incluyendo líneas de alta tensión, subestaciones, transformadores, equipos de medida, etcétera.
4. **Operador de distribución:** *gestionan la red de distribución* del área que tienen bajo su responsabilidad para garantizar de forma exclusiva el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales conectados a dicha red en las condiciones de seguridad y calidad de suministro fijadas en la normativa vigente.
5. **Distribuidor:** es el *propietario* de las infraestructuras que componen la red de distribución, que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo.
6. **Consumidores:** son los agentes conectados a la red que *consumen* energía eléctrica. Aunque podrían disponer de algún dispositivo de generador, o actuar como *proveedor de servicios* para la operación del sistema dentro de las redes inteligentes.
7. **Plantas de generación virtuales:** su objetivo es proporcionar a la red tanto *energía* como *servicios* de operación en las mismas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad en que lo haría una planta de generación convencional, mediante la agregación de pequeñas plantas de generación distribuida.
8. **Agregadores:** son agentes que actúan como intermediarios entre los pequeños consumidores y generadores y el sistema eléctrico para que éstos puedan ofrecer su potencial.

En los siguientes apartados se van a detallar las necesidades de comunicación de cada uno de los agentes descritos anteriormente y que estén vinculados a las redes de distribución.

#### 4.3.4.1 Operador de la distribución

El operador de la distribución para realizar la operación de la red necesita información de los flujos de potencia entrante y saliente en los nudos de la red de distribución y en los nudos de la frontera con la red de transporte, de forma que puede determinar la cargabilidad en cada momento de todos los elementos de la red, pudiendo de esta forma alcanzar el punto óptimo de funcionamiento.

Por otro lado, debe tener información de las tensiones en los nudos de la red de distribución para detectar subtensiones o sobretensiones en un momento determinado, pudiendo en estos casos gestionar los equipos destinados a resolver este tipo de situaciones.

Por último, el operador de la distribución necesita conocer el estado real de todos los elementos que componen la red que opera (protecciones, elementos de maniobra, indicadores de falla, etc.) y poder controlarlos de la forma más adecuada (maniobras, transferencias, etc.). En la **Figura 23** se indica el esquema de relaciones con otros agentes del operador de la distribución.



**Figura 23. Esquema de relaciones con otros agentes/roles del operador de distribución**

#### 4.3.4.2 Distribuidor

El distribuidor será el responsable de las mediciones de las transacciones eléctricas que se realicen en la red de distribución, de forma que deberá disponer de los medios necesarios para registrar la energía generada o consumida con objeto de posteriormente facilitar la facturación. Por tanto, realizará medidas eléctricas en:

- Todas las subestaciones de distribución y centros de transformación.
- Puntos de conexión de instalaciones generadoras conectados a la red de distribución.
- Puntos de conexión de consumidores conectados a la red de distribución.

#### 4.3.4.3 Plantas de generación virtual (“Virtual Power Plants” - VPP)

Las plantas de generación virtual son agrupaciones de generadores pequeños u otros recursos energéticos distribuidos como almacenamiento de energía, que gestionados de forma centralizada son capaces de dar los mismos servicios que un generador convencional. Para poder realizar esta tarea deberá de ser capaz de intercambiar de forma dinámica ofertas con el operador del mercado de servicios complementarios, así como con el agregador en caso de requerir utilizar sus recursos.

Desde un punto de vista técnico, la planta de generación virtual deberá ser capaz de recibir señales de activación y control del operador del sistema como si fuera un generador convencional, y traducir esas señales en nuevas señales de activación y control entre los recursos de generación disponibles dentro de su portafolio. Deberá ser capaz de medir la potencia generada y el estado de los sistemas de generación y almacenamiento distribuidos en tiempo real. En la **Figura 24** se muestra el esquema de relaciones con otros agentes de las plantas de generación virtual.

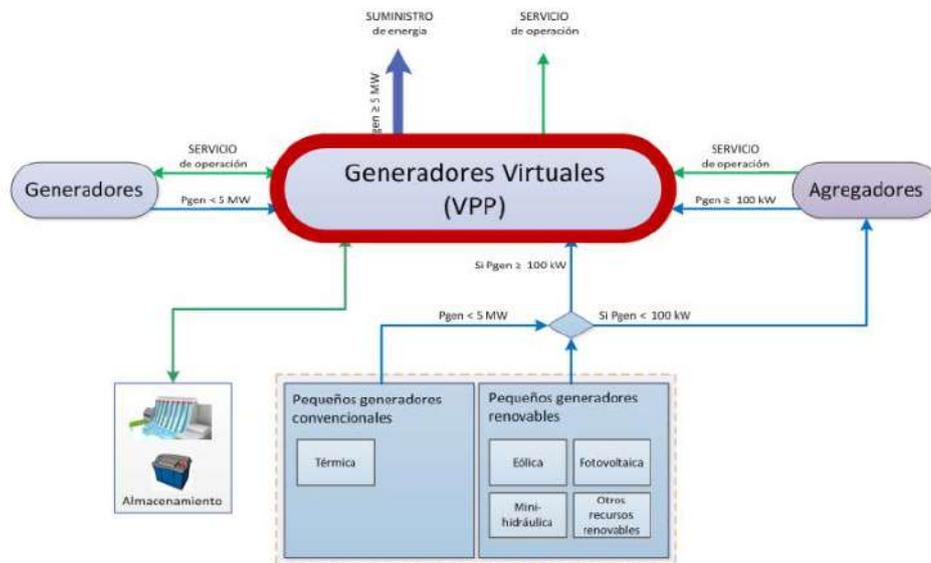


Figura 24. Esquema de relaciones con otros agentes/roles de las VPP.

#### 4.3.4.4 Agregadores

Son agentes que actúan como intermediarios entre los pequeños consumidores y los operadores, por tanto, deberán ser capaces de realizar intercambios de ofertas con estos para ofrecerles sus servicios. También podrán ofrecer sus servicios a las plantas de generación virtual. Tras las negociaciones deberán ser capaces de recibir notificaciones de eventos y las características de estos por parte de los operadores.

Para evaluar la respuesta de los consumidores ante las acciones solicitadas deberán disponer de la posibilidad de medir la potencia demandada por cada uno de ellos y de forma agregada, determinando si la ejecución del conjunto es adecuada a las características de los eventos (rampas de subida y bajada, duración de la reducción, adecuación con línea de referencia, etc.)

Deberá ser capaz de predecir en función de la aceptación o rechazo (“OptIn” y “OptOut”) al evento de los consumidores y de los registros de potencia demandada anterior al evento la respuesta total que se conseguirá en cada momento.

Por último, el agregador deberá enviar señales de control a las cargas de los consumidores o a los pequeños generadores. Estas señales podrían ser precios incrementales o señales de control directo. En la **Figura 25** se indica el esquema de relaciones con otros agentes de los agregadores.

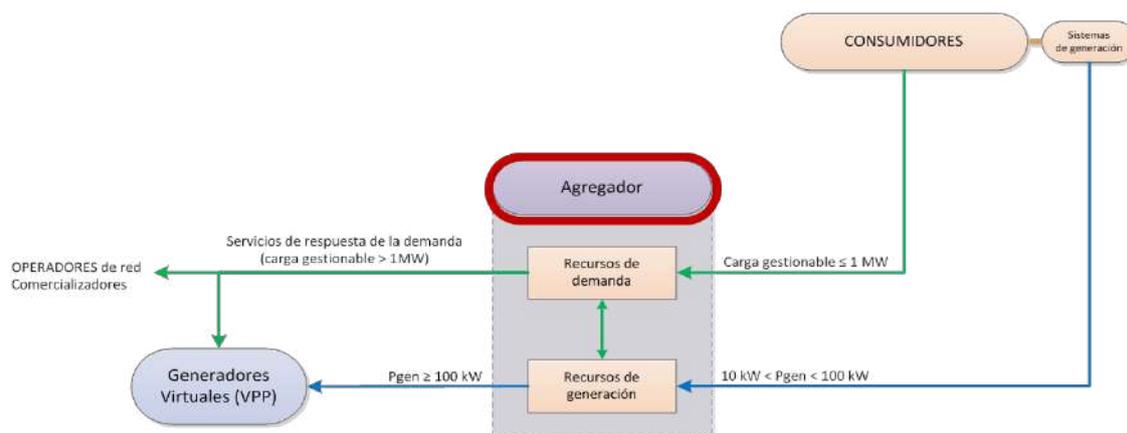


Figura 25. Esquema de relaciones con otros agentes/roles de los agregadores

#### 4.4 Arquitectura de comunicaciones

Este apartado se ha dividido en tres partes fundamentales para la implementación de las redes inteligentes desde el punto de vista de las comunicaciones:

- 1) Red de Área Amplia (WAN)
- 2) Red de Área de Vecindad o de Campo (NAN o FAN)
- 3) Red de Área de Casa (HAN)

Luego se presentará el diseño de la arquitectura de comunicaciones propuesta para evolucionar de la gestión tradicional hacia una gestión basada en redes inteligentes, y finalmente se describirán las particularidades de los diferentes protocolos de comunicación utilizados en dicho diseño.

##### 4.4.1 Infraestructura de comunicaciones propuesta

A continuación, se hará una descripción de la arquitectura de comunicaciones e información que se tiene implementada a nivel de WAN y de NAN o FAN.

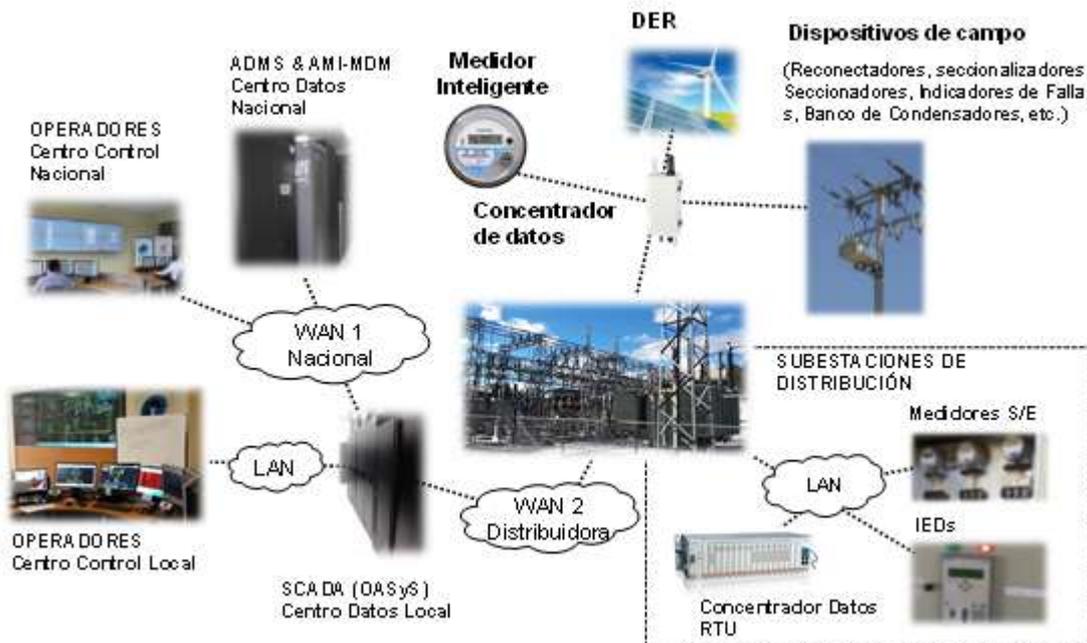
###### 4.4.1.1 Red de Área Amplia

Las redes de distribución tienen una red de área amplia (WAN) a nivel nacional que se considera adecuada actualmente para la implementación de redes inteligentes en Ecuador. De igual forma dispone de dos centros de datos a nivel nacional, uno réplica del otro, que dan soporte a un conjunto de sistemas que serán utilizados por las diferentes distribuidoras, y que permitirán la homogenización de los procesos y procedimientos de gestión, mantenimiento y operación de las redes de distribución.

Adicionalmente, existen una serie de centros de control (2 nacionales, 6 regionales y 20 locales) que están perfectamente equipados para la monitorización y el control de las redes de distribución del país.

Teniendo en cuenta que las redes de distribución van a evolucionar a redes inteligentes, lo cual implica la integración de los medidores AMI dentro del sistema, la

integración de los recursos energéticos distribuidos y de los dispositivos de campo (reconectores, seccionalizadores, seccionadores, indicadores de falla, banco de condensadores, etc.), va a ser necesario realizar un esfuerzo para mejorar las comunicaciones en primer lugar de los 20 centros de control con sus respectivas subestaciones de distribución, utilizando en la medida de lo posible fibra óptica o tecnologías de altas prestaciones y tener una red WAN a nivel de las empresas distribuidoras. En la **Figura 26** se indica la arquitectura de comunicaciones de la WAN a nivel nacional y de la WAN a nivel de las empresas distribuidoras.



**Figura 26. Arquitectura de comunicaciones de la WAN**

Conectados a la red de área local (LAN) de la subestación se encontrarán los concentradores de datos, los IEDs y los medidores de la subestación, los cuales deben estar unidos directamente a dicha red mediante Fast Ethernet, tendiendo a reducir los dispositivos que utilicen comunicaciones en serie del tipo maestro-esclavo.

#### 4.4.1.2 Red de Área de Vecindad o de Campo (NAN o FAN)

Dentro de las redes inteligentes un elemento clave es el medidor inteligente o “smart meter” debido a que es el elemento frontera con los consumidores, principales protagonistas de las redes inteligentes. Una de las principales diferencias entre los medidores de un sistema AMR y los medidores inteligentes es el cambio de esquema de comunicaciones, pasando de una comunicación unidireccional donde solo se recogía la información almacenada en el medidor a una comunicación bidireccional, en la cual es el propio medidor el que puede iniciar una comunicación, lo que abre un amplio abanico de nuevas funcionalidades, como por ejemplo el envío de una alarma de ausencia de tensión a la entrada del medidor antes de apagarse.

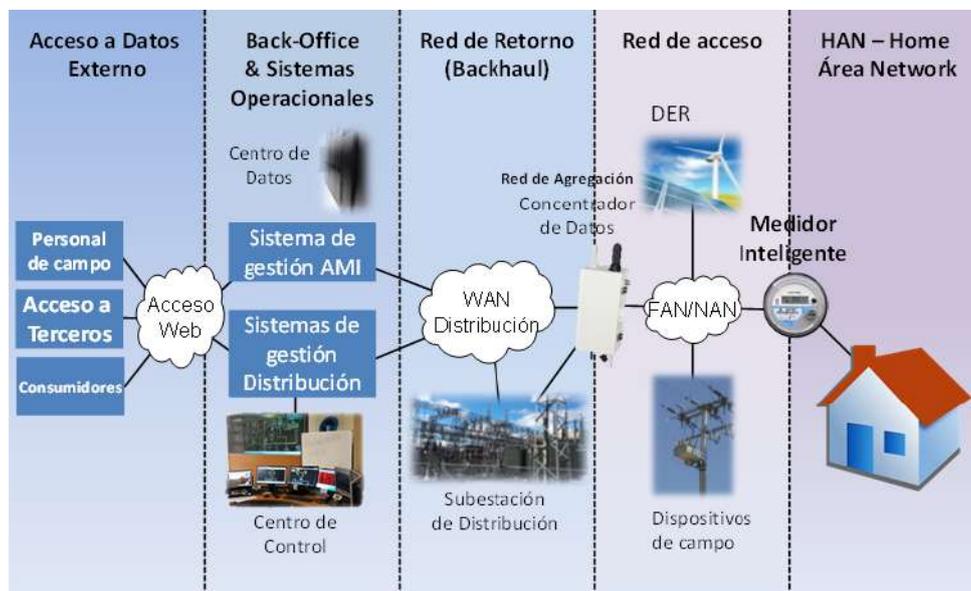
Evidentemente estos dispositivos permiten la lectura remota, hecho que ya permitían sus antecesores, pero incorporan nuevas funcionalidades muy importantes en la gestión de una distribuidora como la desconexión y reconexión a distancia del consumidor por impagos lo que permite reducir considerablemente los costos y los tiempos del proceso.

Son dispositivos configurables y actualizables de forma remota. Permiten limitar la potencia demandada por un consumidor, e incorporar la programación adecuada para que en caso de disparo por exceso de potencia el usuario pueda restablecer la conexión manejando su cuadro de protecciones sin tener que acceder físicamente al medidor.

Estos equipos pueden ser utilizados como pasarelas de comunicaciones sirviendo de puente entre la red de comunicaciones dentro del cliente, red HAN (“home area network”) y la red de comunicaciones de los medidores. Esta opción no se ha considerado la más adecuado para la implementación de la respuesta de la demanda debido a los retrasos introducidos por este tipo de implementaciones.

Una de las funcionalidades más interesantes de los medidores inteligentes, es la posibilidad de permitir a los usuarios acceder a la información del consumo demandado o generado por sus equipos, mediante la utilización de una tarjeta de comunicaciones “zigbee” o “wifi” instalada en el medidor. Esta posibilidad también podría ser aprovechada por el agregador para obtener medidas en tiempo real durante la ejecución de un evento.

Desde el punto de vista de la arquitectura de comunicaciones, el sistema AMI (“advanced metering infrastructure”) está dividido en partes dependiendo de la proximidad a los extremos, tal y como se muestra en la **Figura 27**, se pueden distinguir la red de retorno WAN (“wide area network”) de la distribuidora y la red de comunicación de acceso NAN/FAN (neighborhood area network/field area network).

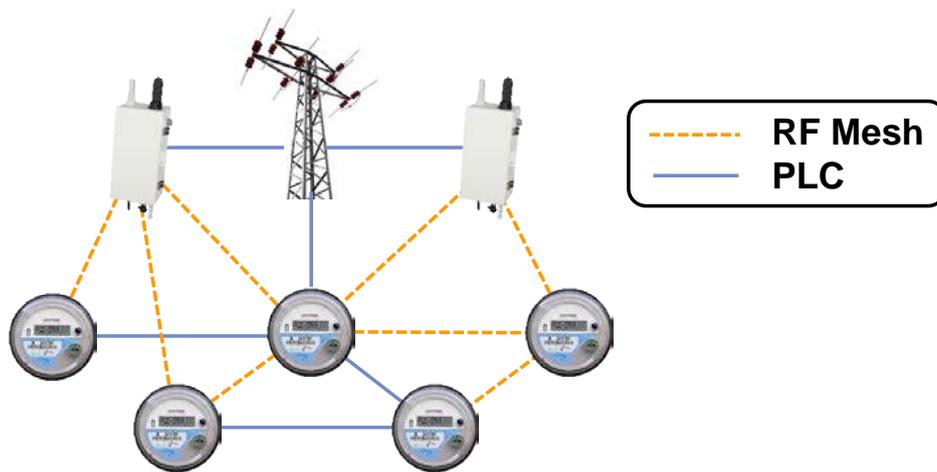


**Figura 27. Arquitectura de comunicaciones extremo a extremo**

Una de las partes más significativas a la hora de diseñar la infraestructura de comunicaciones de un sistema AMI es la **red de acceso**, que es la parte de la red que une la columna vertebral de la red (“backbone”) con los dispositivos finales. Esta red se divide en dos partes diferentes: la red de agregación y la conocida como “última milla”. En la

actualidad hay dos tendencias diferentes a la hora de adoptar una solución válida para el diseño de esta parte de la red, por un lado, las redes americanas en las que hay un uso mayoritario de tecnologías de radiofrecuencia, mientras que, en los países europeos, debido a las restricciones en las emisiones de ondas se utilizan más tecnologías PLC ("power line communication").

Cada una de estas soluciones tiene sus ventajas e inconvenientes, pero afortunadamente en la actualidad ya existen soluciones comerciales que juntan las dos tecnologías, y que utiliza dispositivos con dualidad de comunicaciones "RF Mesh" y "Power Line Communication", siendo una tecnología con una topología flexible que elige en cada momento el mejor medio de comunicación disponible y determina dinámicamente la ruta más confiable y rápida según las condiciones operativas de la red. En la **Figura 28** se representa un esquema de comunicaciones de la solución propuesta.



**Figura 28. Propuesta de red de acceso AMI**

Una parte novedosa en el diseño conceptual de las redes inteligentes es el nuevo papel que desempeña el consumidor, pasando de ser el último eslabón de la cadena productiva a un agente más con capacidad de generar energía y apoyar en la gestión de la red reaccionando a las necesidades del sistema. Ese nuevo papel obliga a un nuevo esquema de funcionamiento, incluso nuevos agentes/roles (Agregador, VPP y ESCO) que proporcionen soporte a esas nuevas capacidades.

#### **4.4.2 Gestión de Comunicaciones para Redes Inteligentes**

A continuación se representa la arquitectura de comunicaciones que se ha preparado para evolucionar la gestión tradicional de las distribuidoras hacia una gestión basada en redes inteligentes, como se indica en la **Figura 29**.

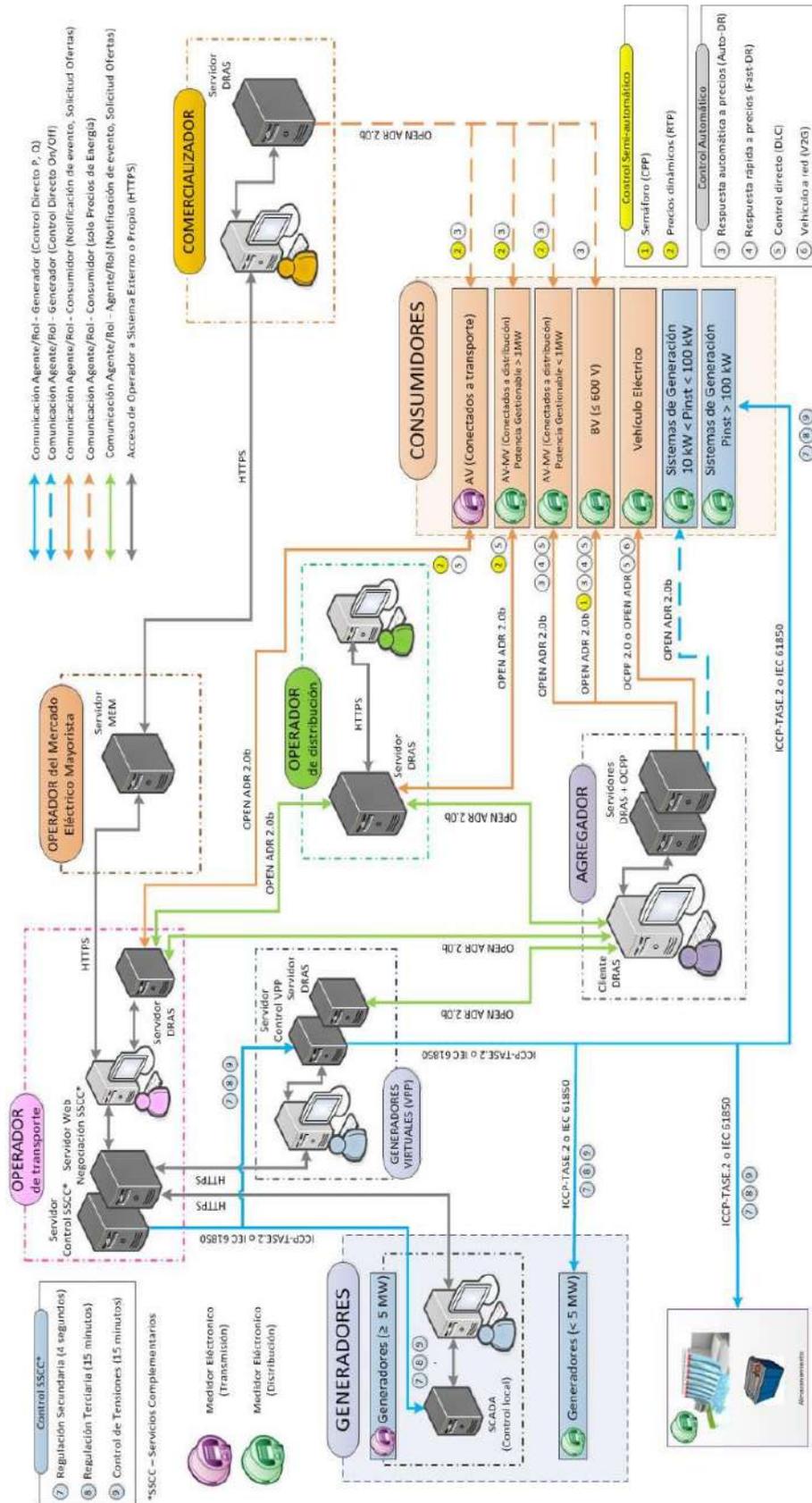


Figura 29. Arquitectura de Comunicaciones de Redes Inteligentes

Esta arquitectura de comunicaciones se ha dividido en tres partes dependiendo de las necesidades de comunicación:

- 1) Comunicación entre agentes/roles
- 2) Comunicación entre agente/rol y generador
- 3) Comunicación entre agente/rol y consumidor

1) La comunicación entre agentes/roles se utiliza para:

- Negociar las condiciones de los servicios prestados, lo cual se ha planteado mediante el acceso del operador oferente de unos recursos a un portal Web propiedad del agente solicitante del servicio donde se publican los requerimientos de servicios, el oferente podría utilizar el protocolo **HTTPS** por temas de seguridad para acceder al portal Web de forma que la información que podría ser transmitida a través de internet se encuentre cifrada (usuarios, contraseñas, etc.).
- A la hora de utilizar los recursos contratados existen varias posibilidades dependiendo del tipo del recurso final empleado:
  - Recursos de generación, se proponen dos protocolos de comunicación diferentes: en el caso de existir un sistema de control local se podría utilizar el IEC 60870-6/TASE.2 (ICCP), mientras en caso de no existir se optaría por la IEC 61850.
  - Recursos de demanda, se propone la utilización del protocolo de comunicación OpenADR, preferentemente se ha optado por la versión 2.0 y el perfil b, ya que este último tiene una funcionalidad más versátil, aunque en aplicaciones simples se podría utilizar el perfil a.

2) La **comunicación entre agente/rol y generador** se utiliza para monitorear y controlar los equipos de generación y poder reaccionar de forma adecuado a las señales que provienen de los operadores del sistema para proporcionar regulación secundaria, terciaria o control de tensión. Al igual que en el caso de la comunicación entre agentes/roles con recursos de generación se proponen dos protocolos de comunicación diferentes: en el caso de existir un sistema de control local se podría utilizar el IEC 60870-6/TASE.2 (ICCP), mientras que en caso de no existir se optaría por el IEC 61850.

3) La **comunicación entre agente/rol y consumidor** se utiliza para controlar las cargas gestionables de los consumidores registrados en algún programa de respuesta de la demanda de forma programada, como es el caso de reacción a un precio elevado de la energía previsto para el día siguiente, o de forma casi instantánea, como sería el caso de la respuesta rápida a eventos. Al igual que en el caso de la comunicación entre agentes/roles con recursos de demanda se propone utilizar el protocolo de comunicaciones OpenADR en su versión 2 y perfil b, ya que se adapta perfectamente a las necesidades de los programas de respuesta de la demanda. Como una aplicación especial y relevante dentro de las redes inteligentes se encuentra la gestión de carga de los vehículos eléctricos, en este caso se propone la utilización de un protocolo especial adaptado a este tipo de cargas como es el OCPP.

Los programas de respuesta de la demanda se han clasificado en dos dependiendo del tipo de respuesta que se espera del consumidor:

- a. Programas que permiten control semi-automático: en el control semi-automático el usuario recibe una información de forma anticipada que le permite programar sus cargas para conseguir el objetivo preestablecido. Es el caso de su aplicación a clientes residenciales como el “semáforo” o clientes industriales “precios dinámicos (RTP)”. Este tipo de programas no requieren de instalación adicional para poder llevarse a cabo a nivel de control, pero si sería necesario el registro de las curvas cuarto-horarias de consumo.
- b. Programas asociados a un control automático: estos programas obligan a la instalación de tecnología adicional que se encargue de gestionar las cargas de forma adecuada reaccionando a los precios o señales proporcionadas por el operador de dichas cargas. Dentro de este tipo de programas se encuentran:
  - i. Respuesta automática a precios (Auto-DR)
  - ii. Respuesta rápida a precios (Fast-DR)
  - iii. Control directo (DLC)
  - iv. Vehículo a red

Todos estos programas requieren de medición avanzada para poder evaluar las reacciones de los consumidores en cada caso.

Dentro de la arquitectura de comunicaciones descrita, podemos encontrar algunos puntos que necesitarían aclaración, como es el caso de la comunicación entre los comercializadores y los consumidores, o entre el agregador y la generación en los consumidores de potencia instalada entre 10 kW y 100 KW:

- En el primer caso, el comercializador solo podrá utilizar los recursos de demanda cuando estos no hayan sido comprometidos mediante un contrato con ningún otro agente. Como las necesidades del comercializador aparecen de forma programada (día anterior), y además este es conocedor de los precios de la energía de sus clientes, es el único agente que puede utilizar señales de precio en valor absoluto en sus programas de respuesta de la demanda.
- En el segundo caso, entre el agregador y la generación de potencia instalada en consumidores entre 10 kW y 100 kW, se pretende la desconexión a voluntad del operador de los recursos de generación, para lo cual es suficiente con un control discreto “on/off” como el que podría implementarse mediante la utilización de OpenADR, aprovechando la existencia de arquitectura de comunicaciones con este protocolo ya preestablecida entre el consumidor y el agregador.

Tanto el agregador como la VPP podrían ser empresas independientes que decidieran utilizar otros protocolos para controlar los recursos de acuerdo a su criterio, lo cual, a pesar de ser viable desde el punto de vista técnico, no es recomendable por cuestiones de interoperabilidad y porque de esta forma se podría extender el uso de protocolos de comunicación propios que vincularan a los consumidores a estas empresas. Por tanto, se sugiere que los protocolos utilizados por los equipos instalados en los consumidores o generadores distribuidos sean obligatoriamente protocolos abiertos e independientes del gestor de estos recursos.

A continuación, se van a describir los protocolos de comunicación que se han propuesto utilizar en el esquema presentado, a excepción del protocolo IEC 61850 que fue descrito en el apartado de la automatización de la distribución.

#### **4.4.3 Protocolos de Comunicación**

Dentro de los estándares de comunicaciones para Redes Inteligentes se encuentran:

- IEC/TR 62357 Service Oriented Architecture (SAO)
- IEC 61970 Common Information Model (CIM)/ Energy Management
- IEC 61968 Common Information Model (CIM)/ Distribution Management
- IEC 61850 Power Utility Automation
- IEC 62351 Security
- IEC 62056 Data Exchange for meter readings, tariff and load control
- IEC 61508 Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems
- IEC 60870-6 Inter Control Center Communications Protocol (ICCP)
- OPENADR Open Automated Demand Response
- OCPP Open Charge Point Protocol

A continuación, se realiza una breve descripción de los principales estándares.

##### **4.4.3.1 Estándar de comunicación IEC 61850**

Teniendo en cuenta los estándares anteriores y desde el punto de vista de la automatización de la distribución, habría que destacar el estándar de comunicaciones IEC 61850 que se propone como estándar único dentro de la red de la subestación y entre el centro de control y esta. Este protocolo está continuamente evolucionando para integrar los nuevos elementos de las redes inteligentes en las redes de distribución, es el caso de los recursos energéticos distribuidos.

Los principales objetivos del estándar son:

- Un protocolo único para toda la subestación considerando la diversidad de datos necesaria.
- Definición de los servicios básicos requeridos para transferir la información.
- Promoción de alta interoperabilidad entre sistemas de diferentes vendedores.
- Un método/formato común para almacenar información completa.
- Definición completa de las pruebas necesarias para certificar los equipos de acuerdo al estándar.

Este estándar de comunicaciones cuenta con las siguientes características principalmente:

- Modelado de datos (nodos de dispositivos y nodos lógicos).
- Esquemas de Informes (informes o notificaciones automáticas desde servidor).
- Transferencia rápida de eventos (Generic Substation Events – GSE).
- No bloquea futuras funcionalidades o desarrollos.
- Configuración de grupos (usuarios).
- Transferencia de datos muestreados.
- Comandos (con seguridad normal y mejorada).
- Almacenamiento de datos (Substation Configuration Language - SCL).

El protocolo IEC 61850 utiliza Ethernet y TCP/IP para la comunicación, lo que reduce el cableado convencional mediante la utilización de LAN. El concepto de cliente-servidor reemplaza a maestro-esclavo permitiendo el acceso simultáneo de múltiples clientes al mismo servidor.

Como se ha citado anteriormente se abre la posibilidad de comunicaciones “peer-to-peer” dentro del bus de la subestación entre diferentes clientes, por ejemplo, entre dos IEDs.

Tal y como se ha explicado anteriormente, se van a listar algunas de las partes de la IEC 61850 que se han considerado más interesantes desde el punto de vista de las redes inteligentes y de la automatización industrial, así como otros estándares muy vinculados a este:

- **IEC 61850-7-410**— Hydroelectric Power Plants - Communication for monitoring and control.
- **IEC 61850-7-420** — Communications systems for Distributed Energy Resources (DER) - Logical nodes.
- **IEC 61850-7-500** — Use of logical nodes to model functions of a substation Automation system.
- **IEC 61850-90-2** — Use of IEC 61850 for the communication between control centers and substations.
- **IEC 61850-90-6** — Use of IEC 61850 for Distribution Feeder Automation System.
- **IEC 61850-90-7** — Object Models for Photovoltaic, Storage and other DER inverters.
- **IEC 61400-25** — Application of the IEC 61850 methodology for Wind turbines.

#### **4.4.3.2 Estándar de comunicación IEC 60870-6/TASE.2 (ICCP)**

Este estándar de comunicaciones está centrado en el intercambio de información de históricos y en tiempo real entre agentes dentro del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución, etc.).

Es un estándar que opera en la capa de aplicación de acuerdo al modelo de referencia OSI, y se basa en principios de cliente-servidor. Permite que dos sistemas de control diferentes puedan actuar como cliente o como servidor de forma indiferente. Un cliente puede establecer conexiones con más de un servidor, y un cliente puede establecer más de una conexión con el mismo servidor. En este último caso, las conexiones múltiples

con el mismo servidor se pueden establecer a diferentes niveles de calidad del servicio (QoS) para evitar retrasos en la información enviada en tiempo real con una prioridad alta.

Desde el punto de vista de la seguridad, este estándar no suministra autenticación ni encriptación, es el estándar “**IEC 62351 Security**” el responsable de la seguridad de este.

Dentro de las principales funcionalidades de comunicación entre cliente-servidor (“*conformance blocks*”) se encuentran:

- Lectura de datos periódicos de sistema
- Informes de las excepciones de capacidad para tipos de datos
- Transferencia de información en bloques mejorando la eficiencia de la comunicación
- Permite el envío/recepción de mensajes de información
- Permite el control de dispositivos
- Permite el control de programas en ejecución
- Informes de eventos
- Objetos de usuarios adicionales (programación, información de plantas, etc.)
- Acceso a datos históricos

#### **4.4.3.3 Protocolo de comunicación “Respuesta de la Demanda” (OpenADR)**

Para la implementación de las acciones dentro de los programas de respuesta de la demanda que se han definido en el diseño conceptual para ser implementados, se ha seleccionado el protocolo de comunicaciones “OpenADR” por ser el estándar que mejor se adaptaba a dichos programas y el más utilizado para estos fines en la actualidad.

OpenADR es un estándar de comunicación abierto e interoperable que facilita el intercambio de información de la red inteligente entre operadores de sistemas, empresas eléctricas, agregadores, proveedores de servicios de energía y clientes finales. La especificación original OpenADR versión 1.0 se publicó en 2009, creando un marco técnico para la comunicación automatizada de precio y de señales fiables entre los servidores (por ejemplo, empresa eléctrica) y clientes (por ejemplo, usuario final). Hoy en día el estándar OpenADR más usado es la versión OpenADR 1.0.

Más recientemente, ha sido desarrollado el OpenADR versión 2.0 para estandarizar las pruebas y certificación de sistemas DR (“Demand Response” – Respuesta de la demanda) automatizados conocidos como Auto-DR. Esta iniciativa fue apoyada por el “*U.S. National Institute of Standards and Technology*” (NIST), junto con organizaciones como: la “*Organization for the Advancement of Structured Information Standards*” (OASIS), the “*Utilities Communications Architecture International User’s Group*” (UCAIug), y la “*North American Energy Standards Board*” (NAESB). El estándar OpenADR 2.0 consta de dos perfiles:

- **Perfil A (OpenADR 2.0a):** está diseñado para dispositivos embebidos de gama baja para apoyar a los servicios básicos de respuesta de la demanda y mercados.

• **Perfil B (OpenADR 2.0b)**: está diseñado para dispositivos embebidos de alta gama e incluye “feedback” del consumidor frente a eventos/informes de datos pasados, actuales y futuros.

El “OpenADR Alliance” ha desarrollado los procedimientos y herramientas necesarias para la certificación de los productos que trabajan con este protocolo: las especificaciones de los diferentes perfiles, los documentos que establecen las características que tienen que ser obligatorias para cada perfil, el plan de pruebas, los documentos obtenidos con la certificación, y adicionalmente las herramientas para realizar las pruebas de certificación con las cuales terceras partes pueden comprobar sus productos.

Las especificaciones OpenADR 2.0a y 2.0b están disponibles en el sitio web de la alianza de OpenADR<sup>2</sup>.

Un nuevo concepto introducido en OpenADR 2.0 es la capacidad de soportar dos tipos de nodos de comunicación: el “*Virtual Top Node*” (VTN – Nodo Virtual Superior) y el “*Virtual End Node*” (VEN – Nodo Virtual Final).

El VTN representa a un servidor que publica y transmite señales OpenADR para dispositivos finales u otros servidores intermedios. El VEN es un cliente, un sistema de gestión de la energía, o un dispositivo terminal que acepta señales OpenADR de la VTN y responde a ellos. Un nodo final puede ser tanto una VTN y VEN al mismo tiempo. Las señales OpenADR son enviados a través de estándares basados en protocolos de Internet (IP) como el “*Hyper Text Transfer Protocol*” (HTTP) o mensajería “*XML and Presence Protocol*” (XMPP).

El intercambio de mensajes se puede llevar a cabo en modo PUSH o en un modo PULL.

En el modo PUSH, la VTN inicia la comunicación y envía señales al VEN. En el modo PULL, la VEN inicia la comunicación periódicamente para recuperar la información publicada por la VTN. El modo PULL se puede utilizar para consultar las señales de precios del día anterior del operador de sistema o de una comercializadora a petición del cliente. En la **Figura 30** se puede observar las posibles relaciones entre los VTN y los VEN.

---

<sup>2</sup> <http://www.openadr.org/>

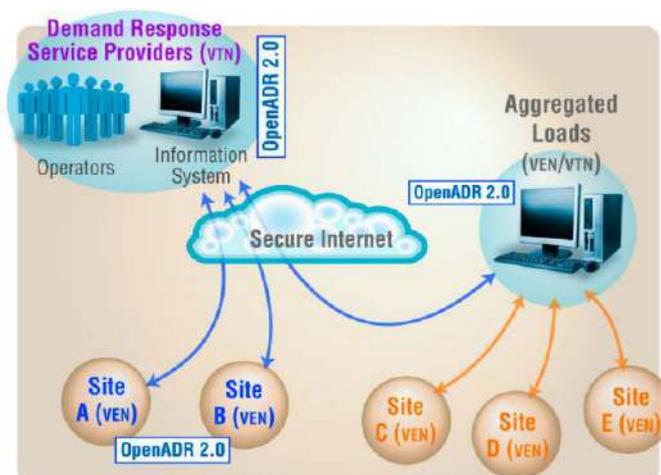


Figura 30. Relaciones entre VTN y VEN [159]

Para utilizar el modo PUSH, la VEN debe exponer una URL de punto final para crear un canal para que la VTN puede enviar señales de precios o de fiabilidad. Sin embargo, la comunicación en el modo PUSH puede presentar desafíos técnicos porque la VEN puede residir detrás de un cortafuego de red. Por otra parte, los clientes podrían no querer exponer el URL de punto final de su servidor por motivos de seguridad de red. En el modo PULL, los problemas de firewall de red se pueden evitar y la exigencia de un servidor se elimina en la VEN. Sin embargo, el modo PULL presenta una latencia en las comunicaciones debido a la frecuencia de consulta limitada y que requiere un mayor ancho de banda. Por tanto, los clientes OpenADR deberían seleccionar el modo de la comunicación teniendo en cuenta las necesidades y los requisitos técnicos.

Los patrones de intercambio de mensajes para los eventos del modo PUSH y PULL se muestran en la **Figura 31** y la **Figura 32**.

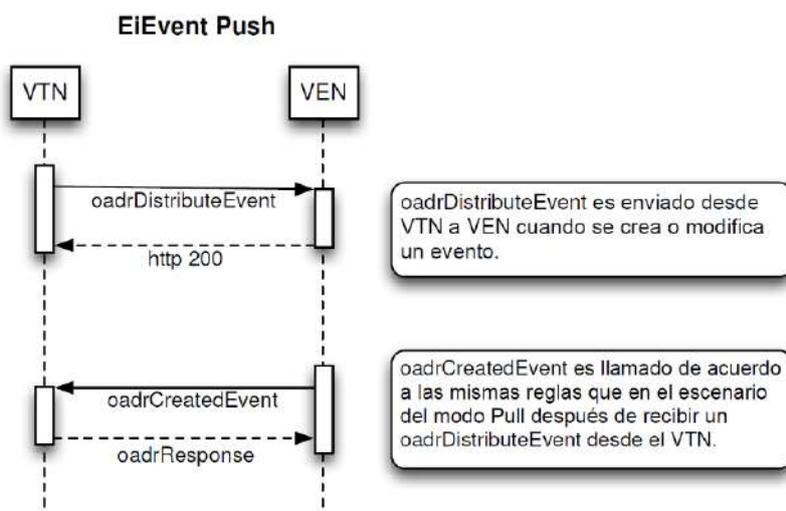


Figura 31. Evento modo PUSH (Fuente: OpenADR 2.0b Profile Specification) [159]

En el modo PULL, la VEN puede proporcionar datos de uso en tiempo real a la red VTN solicitando operaciones de servicios pendientes de la VTN y luego enviar los datos de uso en tiempo real cuando se establece el canal de comunicación. El OpenADR 2.0b

proporciona información adicional y capacidades de reporte que incluye los registros históricos de uso, la línea base o de referencia del consumo (baseline) y previsiones, que pueden ayudar a los agregadores a predecir y verificar el funcionamiento y los recursos de la respuesta de la demanda.

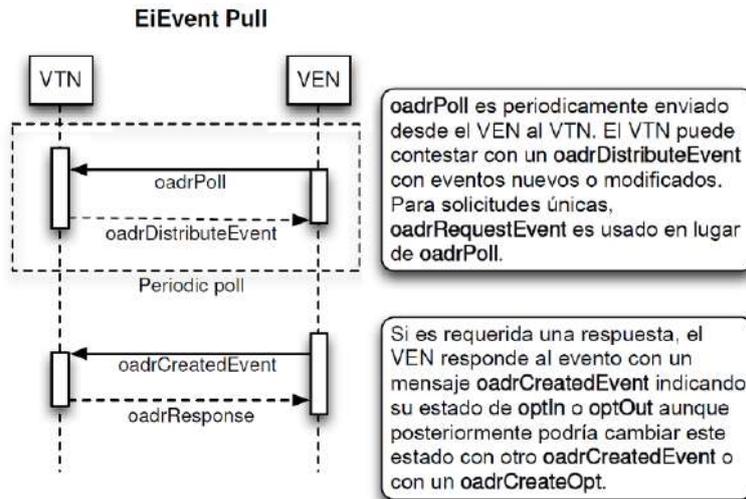


Figura 32. Evento modo PULL (Fuente: OpenADR 2.0b Profile Specification) [159]

La Figura 33 muestra algunas de las características disponibles en las señales de “OpenADR”:

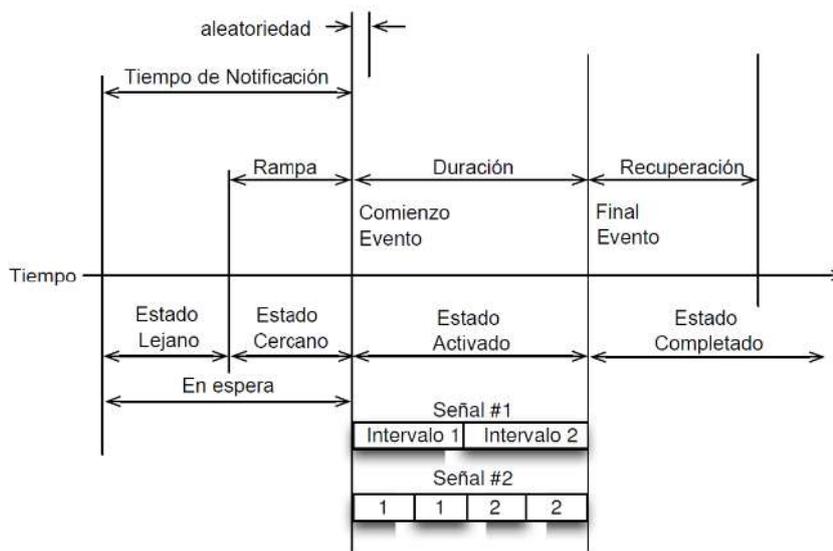


Figura 33. Características principales señales de OpenADR [159]

La información sobre un evento está contenida en cinco partes:

- **Descripción del evento:** metadatos generales sobre el evento
- **Periodo activo:** tiempo de comienzo y duración total
- **Señal/es del evento:** datos de intervalos para el evento

- **Línea de referencias del Evento:** datos de intervalos para la línea de referencia
- **Objetivos:** recursos objetivo del evento (único VEN, grupo definido de VEN, tipo de dispositivo, área de servicio, tipo de recurso, etc.)

Respecto a la seguridad, el OpenADR utiliza una infraestructura de clave pública (Public Key Infrastructure – PKI) para proporcionar:

- Autenticación
- Confidencialidad
- Integridad de los datos transmitidos

Existen dos niveles de seguridad en las comunicaciones:

- **Seguridad Estándar:** TLS con intercambio de certificados entre el servidor y cliente
- **Alta Seguridad:** añade a la seguridad estándar, la utilización de firmas digitales de los datos XML de forma que permite reducir el rechazo de información.

Los productos certificados deberán contar con “Seguridad Estándar” siendo opcional la incorporación de “Alta Seguridad”.

#### 4.4.3.3.1 Configuraciones de implementación

Se han considerado cuatro configuraciones de implementación diferentes:

- Conexión a residenciales y pequeños comerciales
- Conexión a residenciales y pequeños comerciales a través de un interfaz gráfico de usuario (GUI) en la nube
- Conexión a residenciales y pequeños comerciales a través de un EMS
- Conexión directa a industriales y comerciales
- Modelo del agregador

En la **conexión a residenciales y pequeños comerciales** se propone la utilización de un termostato que sea compatible con el OpenADR 2.0a, donde las señales provengan de los operadores o del comercializador. En estos dispositivos se tiene que configurar el nivel de respuesta, y deben estar conectados a internet. Estos dispositivos no envían ninguna respuesta al servidor. En la **Figura 34** se puede apreciar las conexiones de comunicación para residenciales y pequeños comerciales.

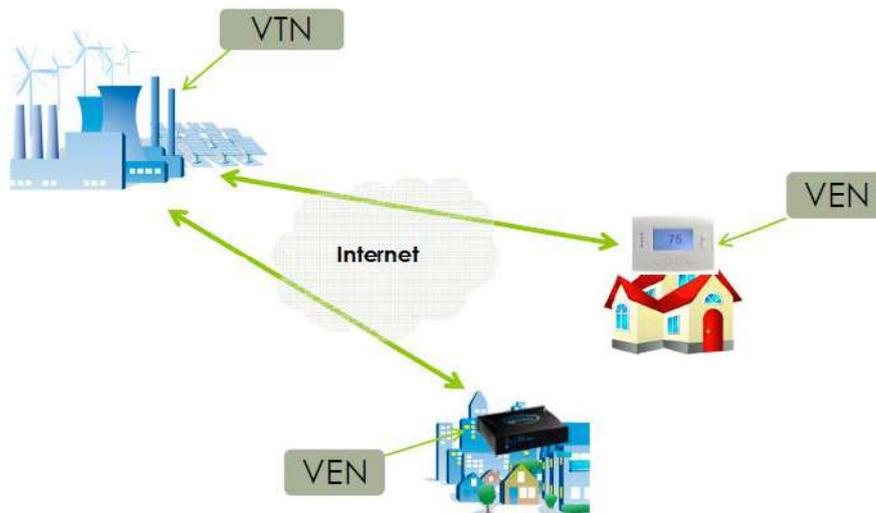


Figura 34. Conexión residenciales y pequeños comerciales [160]

En la conexión a residenciales y pequeños comerciales a través de un interfaz gráfico de usuario (GUI) en la nube, **Figura 35**, se propone la utilización de un servidor en la nube que haga las funciones de VEN. Este servidor puede trabajar con los perfiles de OpenADR a o b, y las señales serán suministradas por los operadores o el comercializador. La configuración se realizará fácilmente desde el interfaz de usuario en la nube. La conexión entre la nube y el dispositivo dependerá del vendedor. Esta forma de funcionar le permite al servidor obtener respuesta de los VEN.

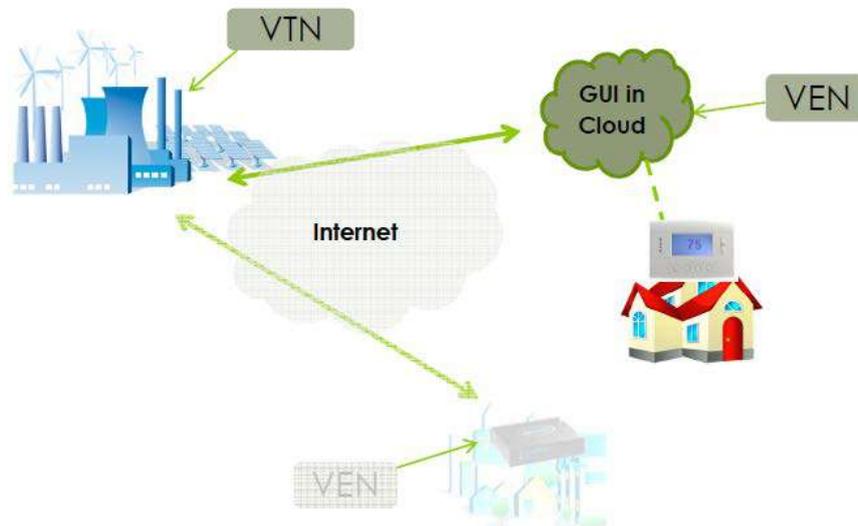
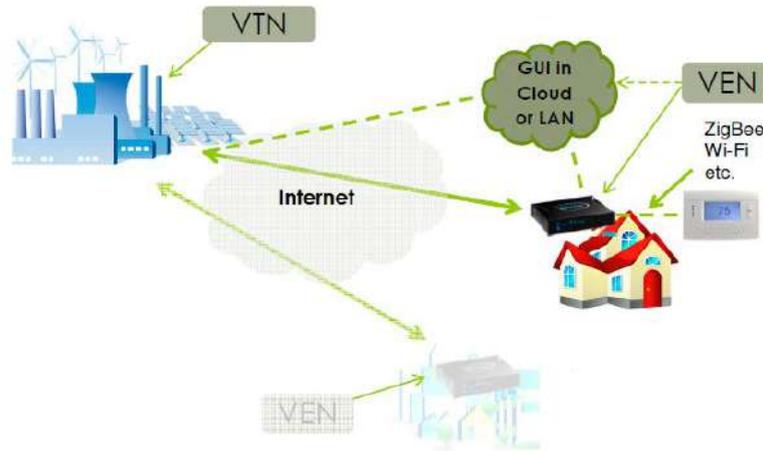


Figura 35. Conexión a residenciales y pequeños comerciales a través de un interfaz gráfico de usuario (GUI) en la nube [160]

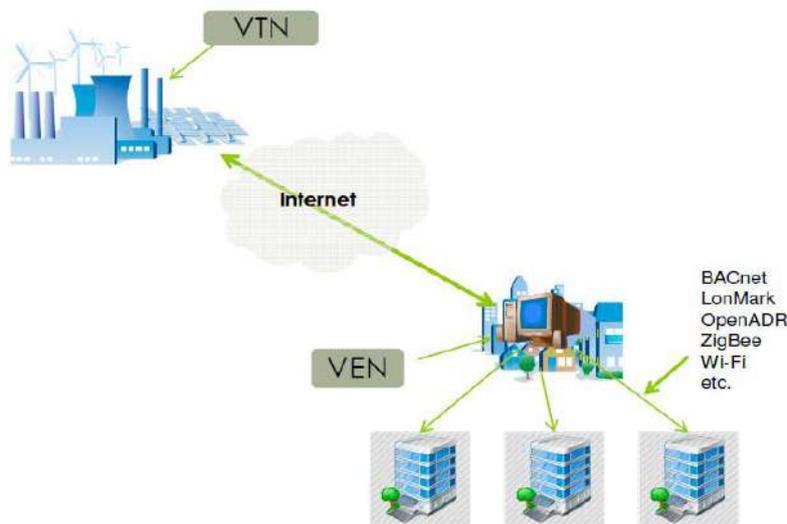
En la **conexión a residenciales y pequeños comerciales a través de un EMS**, **Figura 36**, se propone la utilización de un EMS que haga las funciones de VEN. Este servidor puede trabajar con los perfiles de OpenADR a o b, y las señales serán suministradas

por los operadores o el comercializador. La configuración se realizará fácilmente desde el interfaz de usuario del EMS. La conexión entre la EMS y el dispositivo dependerá del vendedor. Esta forma de funcionar le permite al servidor obtener respuesta de los dispositivos.



**Figura 36. Conexión a residenciales y pequeños comerciales a través de un EMS [160]**

En la **conexión directa a Industriales y Comerciales**, **Figura 37**, se propone la comunicación directa con el EMS de la industria o comercio que haga las funciones de VEN. Este servidor puede trabajar con los perfiles de OpenADR a o b, y las señales serán suministradas por los operadores o el comercializador. La configuración se programará desde el interfaz de usuario del EMS. El EMS será el responsable de llevar a cabo las acciones sobre las cargas y para ello podrá utilizar cualquier protocolo de comunicación (BACnet, LonMark, ZibBee, WIFI, OpenADR, etc.)



**Figura 37. Conexión directa a Industriales y Comerciales [160]**

En caso de utilizar el **modelo del agregador**, **Figura 38**, se supone a un agente intermedio entre los receptores del consumidor y los operadores de la red propietario de sus propios sistemas. El agregador será el responsable de la configuración, y de llevar a cabo las acciones sobre las cargas, para lo cual podrá utilizar cualquier protocolo de comunicación

que utilice internet, incluyendo el OpenADR. En este caso el agregador será VTN y VEN al mismo tiempo.

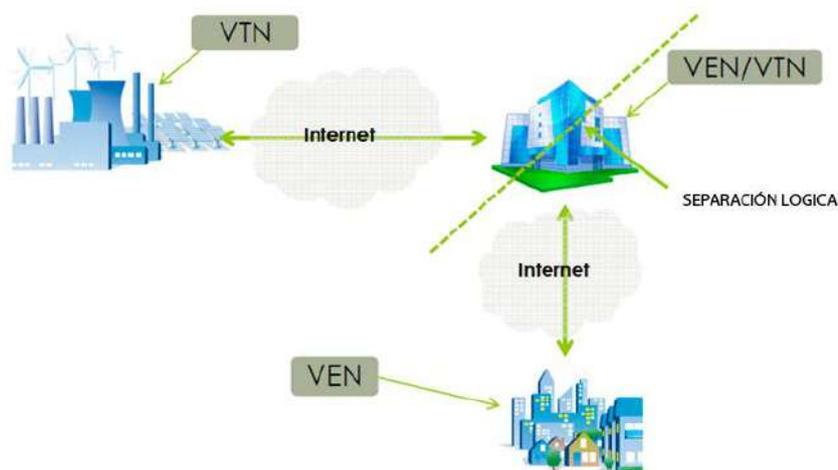


Figura 38. Modelo del agregador [160]

#### 4.4.3.3.2 Casos de uso del OpenADR [160]

Para mostrar como el OpenADR puede facilitar el intercambio de información en las redes inteligentes en Ecuador se presentan dos casos de ejemplo:

- 1) Eventos de programas de respuesta de la demanda:

Toda la comunicación se intercambia en el modo PULL para evitar la apertura de los cortafuegos de la red del edificio. Se hace una excepción para los programas de control de carga directa en el que los clientes permiten que las empresas eléctricas controlen sus equipos o sistemas durante los eventos de respuesta de la demanda.

Usando OpenADR, las empresas eléctricas ecuatorianas pueden publicar notificaciones de eventos de Respuesta de la Demanda incluyendo el tipo de programa, la fecha, hora y duración, así como el tipo de objetivo (por ubicación geográfica, el nodo de fijación de precios, o programas asociados).

Los usuarios finales como los grandes edificios comerciales que disponen de un sistema de automatización (BAS - Building Automation Systems) o de dispositivos individuales pueden solicitar la información del evento de DR a la entidad donde han suscrito su participación a un programa de DR. Estos usuarios pueden responder al evento de DR cambiando manualmente los puntos de ajuste de control o mediante la activación automática de estrategias de control programadas previamente a través del BAS de la instalación.

- 2) Precio por hora del día anterior.

La comunicación Open ADR de precios dinámicos funciona de la misma manera que los programas de respuesta de la demanda basados en eventos.

El OpenADR puede ser utilizado para publicar los precios de la electricidad o información de los eventos de DR a través de las redes de comunicación OpenADR. Los usuarios finales que responden a los precios dinámicos o eventos de DR pueden solicitar la

información sobre los precios desde su cliente OpenADR y gestionar el uso de energía en consecuencia.

Hay varias maneras, dependiendo del nivel de complejidad, de implementar Auto-DR en los sistemas de edificios de grandes clientes. Si el BAS del usuario final tiene la capacidad de procesar las señales en tiempo real, el sistema automatizado de DR del edificio puede cambiar las operaciones del sistema de forma dinámica a lo largo del día de acuerdo con los precios del día anterior recibido de la empresa eléctrica.

De una manera más sencilla y también eficaz, un BAS que haya recibido la lista de precios programados del día anterior podría ser programado con umbrales de precios por encima del cual se implementan ciertas reducciones. De un modo similar, el servidor OpenADR del proveedor de energía podría, como un servicio de valor añadido, traducir la información sobre los precios en los modos operacionales simples (modo normal, moderado, alto, crítico o especial) y comunicarse con el sistema Auto-DR del edificio a través del OpenADR del cliente basado en las preferencias de la gestión del edificio.

En esta implementación, el BAS no está diseñado para tomar decisiones sobre la forma de responder a los precios, eliminando la necesidad de un algoritmo de control dinámico. El servidor OpenADR (VTN) puede tener una aplicación web con una interfaz de usuario, donde la gestión del edificio puede establecer umbrales y asociar sus modos Auto-DR. En este caso, el cliente de Open ADR (VEN) sirve meramente, para activar esas estrategias de control pre-programadas.

#### **4.4.3.3.3 Aplicaciones actuales del Open ADR [160]**

Centrándose en California, hay docenas de programas de respuesta de la demanda que utilizan OpenADR. Sólo en el sur de California en el área de SCE (South California Edison Company) hay 8 tipos diferentes de programas de respuesta de la demanda que lo utilizan. Cada uno de estos programas tiene reglas diferentes, y todos ellos están automatizados usando el mismo sistema de señales de automatización de respuesta de la demanda.

Programas de respuesta de la demanda de SCE que utilizan OpenADR (fuente - [www.sce.com](http://www.sce.com)):

##### **Residencial**

- “Save Power Day” (SPD)
- “Summer Advantage Incentive” (SAI)

##### **Comercial e industrial**

- “Demand Bidding Program” (DBP)
- “Summer Advantage Incentive” (SAI) también conocido como “Critical Peak Pricing” (CPP)
- “Capacity Bidding Program” (CBP)
- “Aggregated Managed Portfolio” (AMP)
- “Base Interruptible Program” (BIP)
- “Real Time Pricing” (RTP)

#### 4.4.3.4 Protocolo de comunicación “Agregador del Vehículo Eléctrico” (OCPP)

El estándar seleccionado para la carga del vehículo eléctrico es el “*Open Charge Point Protocol*” (OCPP). Es un estándar de comunicaciones abierto e interoperable basado en el **Simple Object Access Protocol** (SOAP) que facilita el intercambio de información de la red inteligente entre operadores de sistemas de recarga y los propios puestos de recarga públicos. La transferencia de la información se realiza a través de HTTP.

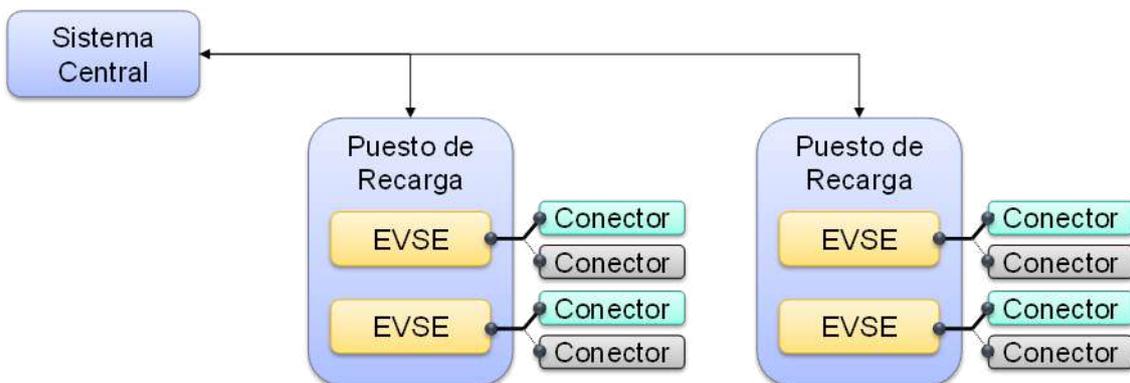
La primera versión fue OCPP 1.2 que fue de uso exclusivo para la fundación E-laad (Holanda) y se utilizó para comunicar una estación de recarga con un sistema central de gestión.

El objetivo OCPP se centra en la comunicación entre el puesto de recarga y el sistema central, como se indica en la **Figura 39**:



**Figura 39. Objetivo del OCPP [161]**

De acuerdo a este protocolo un puesto de carga puede tener múltiples EVSE (Electrical Vehicle Supply Equipment), **Figura 40**, a su vez un EVSE puede tener múltiples conectores pero solo un conector puede permanecer activo al mismo tiempo.



**Figura 40. Elementos de un sistema de recarga [161]**

Posterior a la versión 1.2 se desarrolló el OCPP 1.5 que dispone de un total de 25 operaciones entre el sistema central y el punto de recarga. El sistema central de recarga puede iniciar un total de 15 operaciones:

- Reservar ahora
- Cambiar disponibilidad
- Cancelar reserva

- Desbloquear Conector
- Comenzar transacción (remoto)
- Parar transacción (remoto)
- Leer configuración
- Cambiar configuración
- Leer versión lista local
- Enviar lista local (ID tarjetas utilizadas)
- Leer diagnóstico
- Transferir datos (nueva funcionalidad)
- Limpiar Caché
- Resetear
- Actualizar Firmware

Por otro lado, el punto de recarga de acuerdo a esta versión del protocolo puede iniciar un total de 10 operaciones:

- Solicitar autorización
- Comenzar transacción
- Parar transacción
- Señal dispositivo activo ("heartbeat")
- Valor medidor
- Notificación estado
- Notificación estado diagnóstico
- Notificación estado firmware
- Notificación de reinicio
- Transferencia de datos (nueva funcionalidad)

Actualmente se ha desarrollado el **OCPP 2.0**, que incluye nuevas funcionalidades avanzadas, ampliando las posibilidades del gestor de recargas con dos esquemas de cálculo de los costos de la transacción ("**pricing**"):

- 1) El puesto de recarga es el responsable de calcular los costos de la transacción realizada. El sistema central envía los esquemas de precios al punto de recarga, como se puede apreciar en la **Figura 41**.

PriceScheme	
priceSchemeId	1
displayText	"Full power charging at max. 11 kW, with peak and off-peak hour rates."
expiryDate	2014-04-01T00:00Z
tariff	(List of Tariff elements)
tariffId	20
displayText	"Charging at max 11 kW during peak hours."
pricingUnit	kWhToEv
currency	EUR
priceNet	0.22
tariffId	21
displayText	"Charging at max 11 kW during off-peak hours."
pricingUnit	kWhToEv
currency	EUR
priceNet	0.12



Cost	
priceSchemeId	1
currency	EUR
totalNetCost	1.60
consumption	(List of Consumption elements)
tariffId	21
tariffUnits	4.0
tariffId	21
tariffUnits	6.0

Figura 41. Ejemplo cálculo de costo transacciones [161]

- 2) El sistema central es el responsable de realizar los cálculos permitiendo una implementación más compleja.

También se ha incluido una funcionalidad específica para gestionar las recargas de los vehículos “**Smart charging**”, consiste en un proceso de control de la recarga donde un punto de recarga o un sistema central o ambos pueden fijar un límite a la potencia entregada durante el transcurso de una recarga, y que se podría utilizar para que dichos cargadores participaran en programas de respuesta de la demanda, dando soporte tanto a PWM como a ISO/IEC 15118.

Un ejemplo de utilización a nivel local consistiría en limitar la potencia total que podría ser utilizada por un conjunto de puntos de recarga, por ejemplo, en un aparcamiento. Otro ejemplo de gestión a nivel global consistiría en ajustar el consumo total de los puestos de recarga en función de la generación renovable disponible.

En la **Figura 42** se muestra un ejemplo de “Smart charging (PWM)” controlado de forma local:

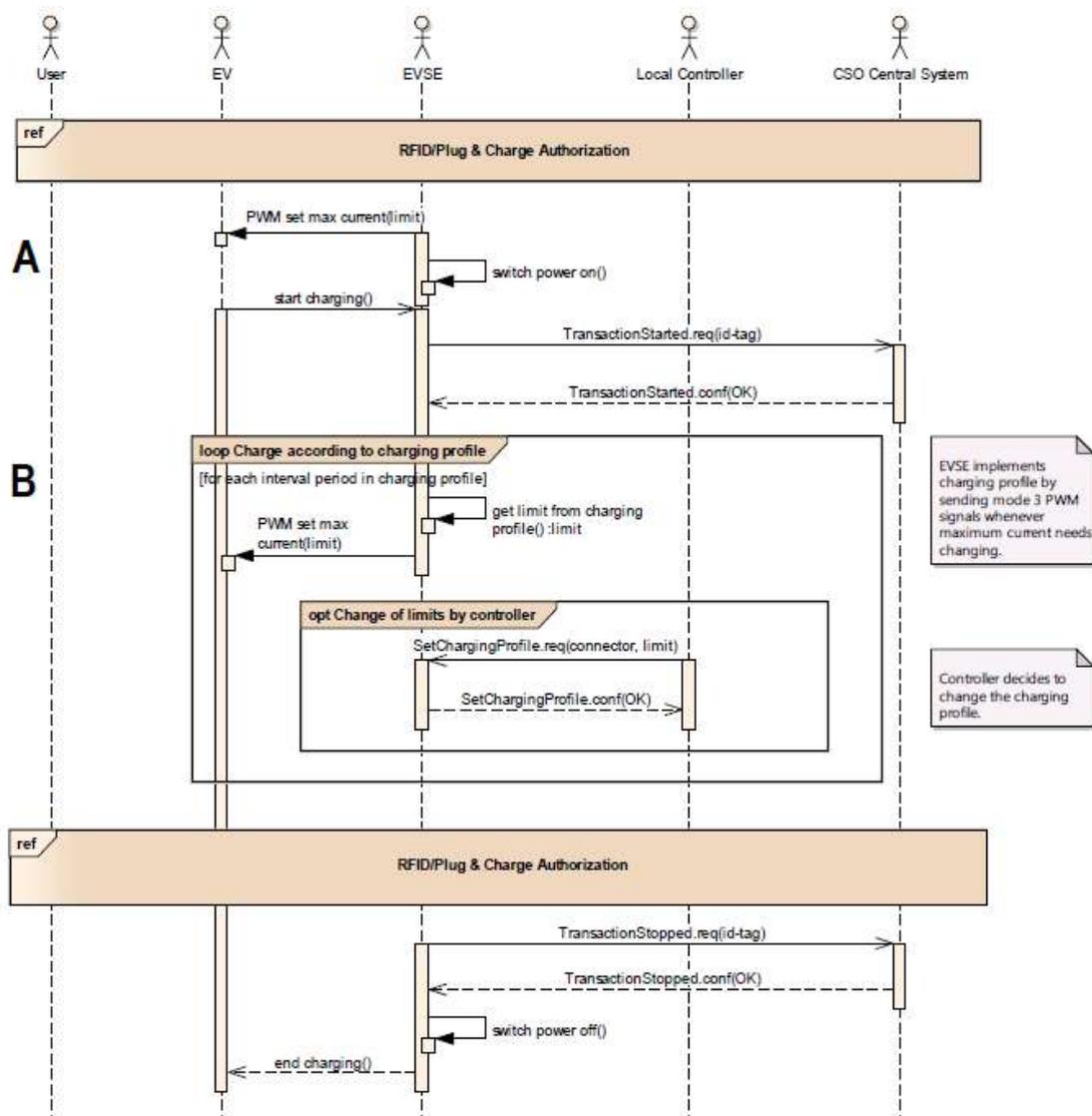


Figura 42. Ejemplo de “Smart charging (PWM)” con control local [161]

También se ha optimizado la monitorización y el control mejorando la experiencia del consumidor y reduciendo los costos de operación, administración y mantenimiento.

Adicionalmente en esta nueva versión se ha tenido en cuenta la mayor diversificación del mercado incluyendo los puntos de recarga rápida, de alta gama y de bajo costo.

Por último, se ha mejorado la compatibilidad de “**Plug & Play**”, mediante el desarrollo de una especificación de comportamiento, un mayor control sobre la configuración, así como la auto-descripción del punto de recarga hacia el sistema central.

#### 4.5 Arquitectura tecnologías de la información

Una vez revisadas las tecnologías de comunicación propuestas para las redes inteligentes de Ecuador, se van a describir en primer lugar las tecnologías de la información

existentes dentro del centro de datos nacional de la distribución. Posteriormente se realizará una propuesta de sistemas que deberán incorporarse para poder implementar las soluciones propuestas suponiendo el correcto funcionamiento de las que ya existen.

#### 4.5.1 Infraestructura tecnologías de la información en la distribución

El sistema de distribución está evolucionando hacia una homogenización de procesos y sistemas mediante la creación de un centro de control nacional. En dicho centro de control se están integrando un conjunto de sistemas básicos para la realización de la actividad diaria de la distribución, sistemas cuyo estado será revisado en el siguiente apartado. Para facilitar la comunicación entre todos los sistemas se ha considerado el modelo estándar CIM definido en las normas IEC 61968/61970, aunque es la IEC 61968 la que se centra en los sistemas de gestión más importantes en distribución (DMS, OMS, Planificación, Medición, gestión de trabajos, GIS, gestión de activos, CIS y planificación de los recursos empresariales), donde un conjunto de servicios “middleware” se encargan de la comunicación de los diferentes aplicativos agrupados por funcionalidades de forma estandarizada. En la **Figura 43** se indica en que parte de la norma IEC 61968 se encuentra la descripción de cada agrupación de funcionalidad:

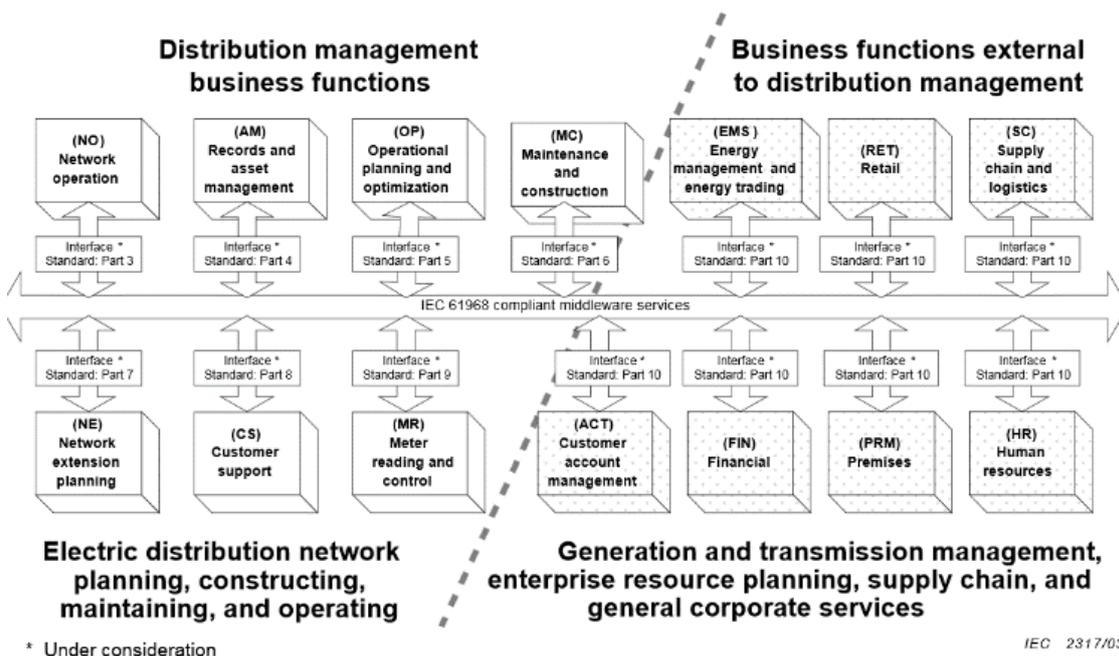


Figura 43. Modelo de Referencia de Interfaz IEC 61968-1 [162]

Siguiendo con esta norma, el intercambio de información entre todos los aplicativos se realiza a través del “bus de servicios empresarial” (ESB) que es un “middleware” que permite aislar el acoplamiento entre el servicio solicitado y el medio de transporte.

En la **Figura 44** se puede observar el conjunto de sistemas que actualmente ya han sido adquiridos o están en proceso de adquisición, así como los sistemas externos que se pretenden conectar al bus empresarial:

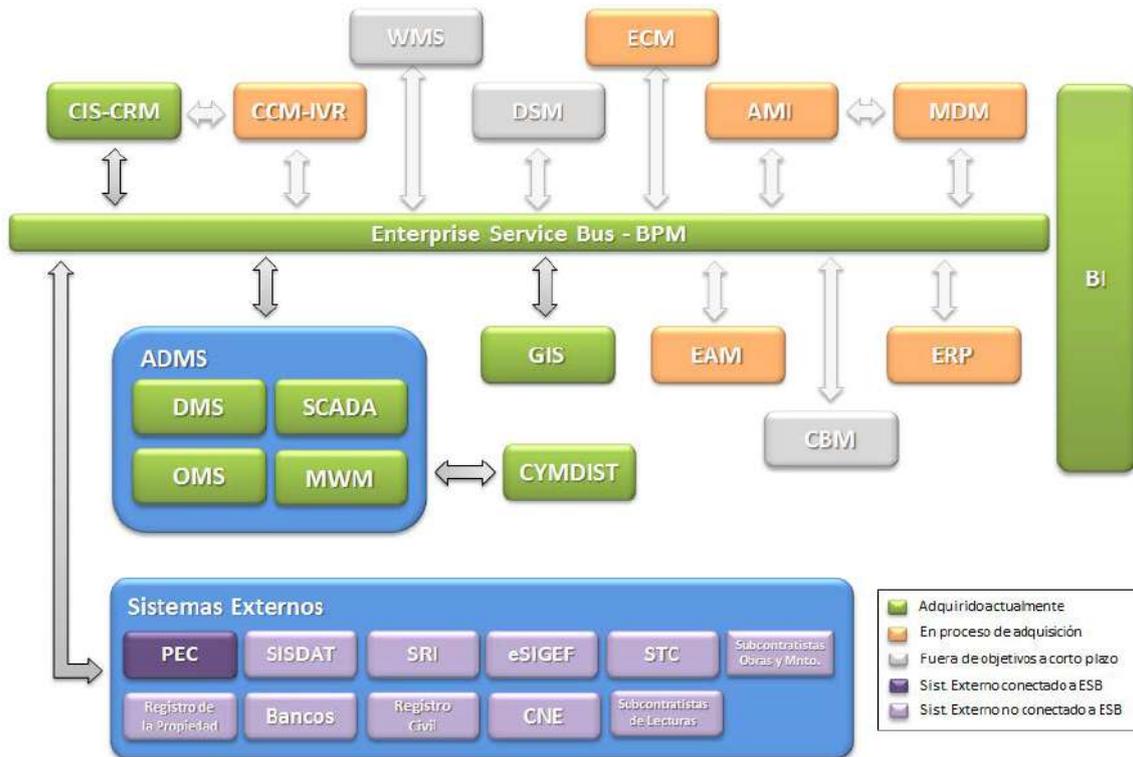


Figura 44. Estado actual implementación de sistemas en Centro de Datos Nacional

En la **Tabla 15** se enumeran los fabricantes de los sistemas que se encuentran ya implantados o ya han sido adquiridos dentro del centro de datos nacional:

Tabla 15. Sistemas en etapa de planificación, adquisición y despliegue

Sistema	Descripción	Especificaciones
ADMS (DMS-OMS- MWM-SCADA)	Distribution Management Systems Outage Management System Mobile Workforce Management Supervisory Control And Data Acquisition	TELVENT
CCM (OMS)	Call Center Management	TELVENT
IVR	Interactive Voice Response	No determinado aún
MWM	Mobile Workforce Management	TELVENT
DSM	Demand Side Management	Por definirse
ERP	Enterprise Resource Planning	Por definirse
ESB-BPM	Enterprise Service Bus y Business Process Management	Websphere Enterprise Service Bus 7.05 de IBM -IBM Websphere Message Broker 8 -IBM BPM 8.5
BI	Plataforma Business Intelligence	IBM Cognos 10.2.

Sistema	Descripción	Especificaciones
GIS	Geographic Information System	ESRI ARCGIS 10.3 de TELVENT ARCFM.
QADS	Quality Control and Development System	TELVENT
CIS-CRM	Customer Information System & Customer Relationship Management	SAP ISU 6.0 de IBM (en proceso de implementación y pruebas)
CYMDIST	Análisis de Sistemas de Distribución	

Como se ha comentado en la tabla anterior, actualmente está en proceso de producción el sistema ADMS de Schneider-TELVENT, que incluye las funcionalidades de DMS, OMS, MWM y SCADA. También se está verificando la información contenida en las geobases de datos de las redes de distribución de todas las empresas de distribución del país antes de ser introducidas en la geobase de datos del sistema nacional. Este proceso es fundamental para el correcto funcionamiento de todo el sistema pues todos los programas utilizan esta geobase de datos como información base de sus operaciones.

Adicionalmente, este conjunto de sistemas estará conectado a diferentes sistemas externos a través del propio ESB, como es el caso del sistema utilizado para el programa PEC (cocinas de inducción) que actualmente ya está conectado a este bus.

#### 4.5.2 Propuesta nuevos sistemas de información para redes inteligentes

Dentro de las redes inteligentes, es necesario realizar un conjunto de tareas nuevas con los datos de la demanda de los consumidores de forma mucho más dinámica a cómo se desarrolla tradicionalmente. Para ello, es necesario disponer de una **Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)** en todos los consumidores que participen en las redes inteligentes, y de un sistema de gestión de datos medidos (MDM) adecuado. La parte de comunicaciones del sistema AMI fue descrita en el apartado de la arquitectura de comunicaciones.

El sistema “**Meter Data Management (MDM)**” se ha convertido en una de las herramientas más importantes dentro de la distribución a la hora de implementar las redes inteligentes, no solo por el hecho de ser el sistema responsable de interpretar la información recogida del sistema AMI y convertirla en información útil para el sistema de facturación, sino por dar soporte a nuevas funcionalidades derivadas de la operación de la distribución desde el punto de vista de las redes inteligentes, como por ejemplo la generación de las líneas de referencia de consumidores que participan en programas de respuesta de la demanda de cara a ser facturados.

Por otro lado, la integración masiva de los vehículos eléctricos puede causar un impacto relevante en las actuales redes de distribución en caso de no ser convenientemente gestionadas las recargas de estos vehículos. Para la gestión de las cargas de los vehículos eléctricos se propone instalar un **sistema de gestión de cargas del vehículo eléctrico** que sea capaz de limitar las potencias de carga de un puesto público o cargador, así como de un conjunto de estos. Hay que diferenciar dos actividades claramente:

- La explotación de los puestos de carga de los vehículos eléctricos (medición de consumos, facturación, autorización de los usuarios, etc.)
- La utilización de los recursos de demanda de los vehículos eléctricos para favorecer su gestión a los operadores de red.

Como se comentó en el diseño de las comunicaciones, se propone la utilización de un sistema que sea capaz de operar mediante la utilización del **protocolo de comunicaciones OCPP 2.0**, y que incluya toda la funcionalidad avanzada tanto de facturación como de control de la potencia demandada por el sistema de carga durante el proceso de recarga del vehículo.

Relacionado con la gestión de los recursos de demanda, se propone la adquisición de un **sistema para la implementación de los programas de respuesta de la demanda** citados anteriormente, a este sistema se le conoce como DRAS (Demand Response Automation Server) aunque también es conocido como DRMS (Demand Response Management System) por algunos fabricantes. Este sistema deberá ser capaz de utilizar el **protocolo de comunicación OpenADR 2.0** y los perfiles A y B. Adicionalmente deberá ser capaz de utilizar HTTP y XMPP, así como seguridad estándar y seguridad avanzada según está definido en el protocolo. Para garantizar toda esta funcionalidad se recomienda que el servidor DRAS (nodo VTN) utilice un aplicativo que se encuentre certificado siguiendo las recomendaciones de la “OpenADR Alliance”.

Por último, teniendo en cuenta la integración de fuentes de energía renovable de forma distribuida y atomizada, desde el punto de vista de un operador de sistemas, se ve necesaria la agrupación de estas para su gestión de forma coordinada mediante un sistema de control específico para la gestión de este tipo de elementos. Este sistema deberá ser capaz de gestionar dicho portfolio de generadores de acuerdo a las necesidades de operación de la red, de forma que dicho operador tratará a estas agrupaciones de igual forma que lo haría con un solo generador, lo que se conoce como una **planta de generación virtual** (virtual power plant – VPP). Según la tendencia actual de homogenización de protocolos en la distribución, se ha propuesto que esta planta de generación virtual sea capaz de utilizar el **protocolo IEC 61850 o el protocolo 60870-6/TASE.2 (ICCP)** para realizar el control de las unidades de generación.

#### **4.6 Aplicación a Ecuador**

A lo largo del documento se han descrito las propuestas realizadas de forma general para la implantación de redes inteligentes en Ecuador desde el punto de vista de los sistemas de información y comunicaciones. A partir de este punto se van a describir los sistemas y equipos necesarios para llevar a cabo la implantación en Ecuador.

Para ello se van a describir los sistemas de información que deberán incorporarse a la distribución y los elementos necesarios desde el punto de vista de las comunicaciones para garantizar la implementación de la funcionalidad de redes inteligentes.

Siguiendo lo descrito en el apartado “Infraestructura de comunicaciones propuesta” será necesario disponer de un **sistema AMI-MDM** para poder registrar y evaluar de forma adecuada todas las acciones que se pretenden implantar durante el desarrollo del plan. Este sistema incorporará los medidores inteligentes que se vayan instalando en las zonas, los

cuales se espera que sean capaces de disponer de alguna tarjeta de comunicación local para acceder a las lecturas desde la red del consumidor.

En segundo lugar, se requerirá de la incorporación de un **sistema para la gestión de recargas del vehículo eléctrico** para dar soporte a la integración de todos los puestos de carga públicos que deberán gestionarse, así como puestos de recarga residenciales que participen dentro de programas de gestión de la demanda. Este sistema deberá estar basado en la funcionalidad del protocolo de comunicaciones **Ocpp 2.0** para garantizar el mínimo de funcionalidad requerido en la gestión de las cargas del vehículo eléctrico.

En tercer lugar, se debería incorporar un **sistema para implementación de programas de respuesta de la demanda** DRAS o DRMS que este certificado como producto dentro de la “*Open ADR Alliance*” de forma que se garantice toda la funcionalidad disponible dentro del protocolo de comunicaciones **OpenADR 2.0**.

Por último, se propone la instalación de un **sistema para gestionar la generación distribuida** y agregarla facilitando su gestión por el operador del sistema, lo que se conoce como planta de generación virtual (Virtual Power Plant – VPP).

Esta configuración va asociada a la integración de las funciones de los agentes/roles del agregador, gestor de cargas (agregador VE), planta de generación virtual y comercializadora en la distribuidora, para lo cual será necesario distinguir entre varios operadores a la hora de gestionar los sistemas instalados asumiendo un único rol por cada uno simulando a múltiples agentes operando en paralelo.

En la **Figura 45** se puede observar de qué forma quedaría la arquitectura de comunicaciones entre los diferentes agentes teniendo en cuenta el esquema propuesto.

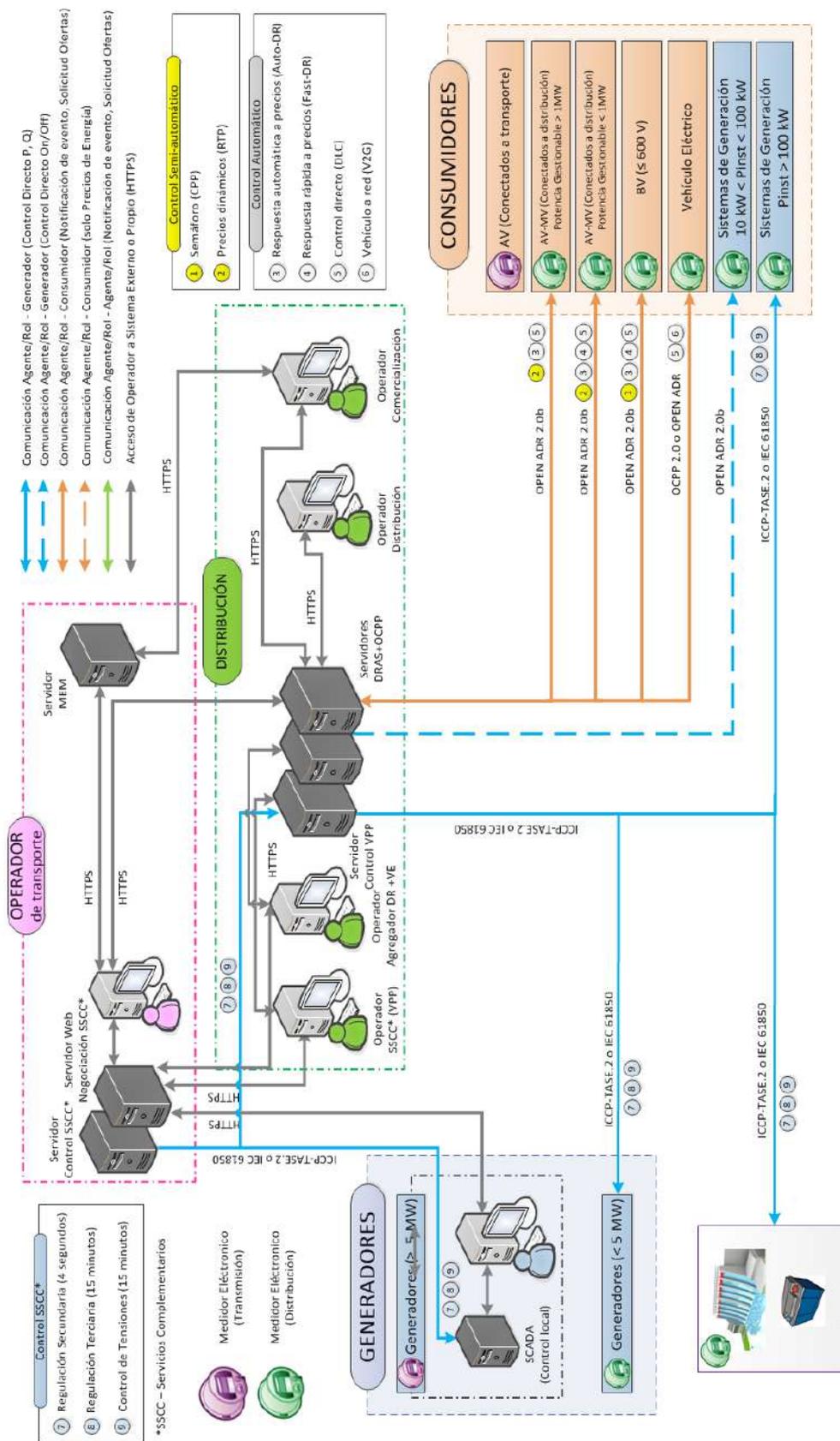


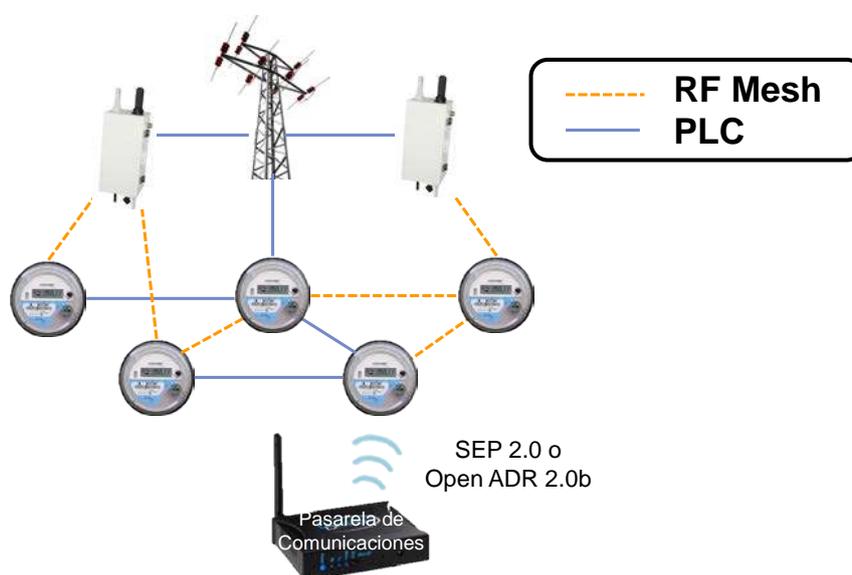
Figura 45. Arquitectura de Comunicaciones entre diferentes Agentes

Como se comentó en el apartado de “Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)” se propone la utilización de dispositivos con dualidad de comunicación en la red de acceso:

- RF Mesh
- Power Line Communication (PLC)

Esta tecnología deberá ser capaz de optimizar de forma dinámica la ruta más confiable y rápida según las condiciones operativas de la red.

Adicionalmente, sería interesante que los medidores AMI dispongan de una tarjeta de comunicaciones para OpenADR 2b o para SEP 2.0 de forma que se pudieran recibir consultas sobre los consumos en tiempo real desde la pasarela de comunicaciones con funcionalidad avanzada dentro de la red del consumidor tal y como muestra la **Figura 46** facilitando la tarea del agente agregador:



**Figura 46. Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)**

#### 4.6.1 Aplicación al vehículo eléctrico

El gestor de recargas deberá ser responsable no solo de la gestión de las electrolineras y puestos de recarga públicos, sino también de los puestos existentes en industrias o comercios que hayan acordado su gestión de forma externa, así como los puestos de recarga residencial que se hayan comprometido a participar en programas de respuesta de la demanda.

##### 4.6.1.1 Cargadores residenciales con comunicación

En este caso se propone instalar un cargador con comunicación inalámbrica (WIFI o ZigBee) o cableada (Ethernet) para conectarse al enrutador-modem de acceso a internet del hogar, como se indica en la **Figura 47**. Para la gestión de este se propone la utilización de **OCPP 2.0**, aunque también se podría utilizar OpenADR 2.0b HTTP en modo Pull cuando la gestión de la carga vaya a ser programada con antelación o incluso SEP 2.0 si se instala

una pasarela de comunicaciones adecuada como se mostrará en el apartado de aplicación de la respuesta de la demanda. Se deberá disponer de acceso a internet en la vivienda.

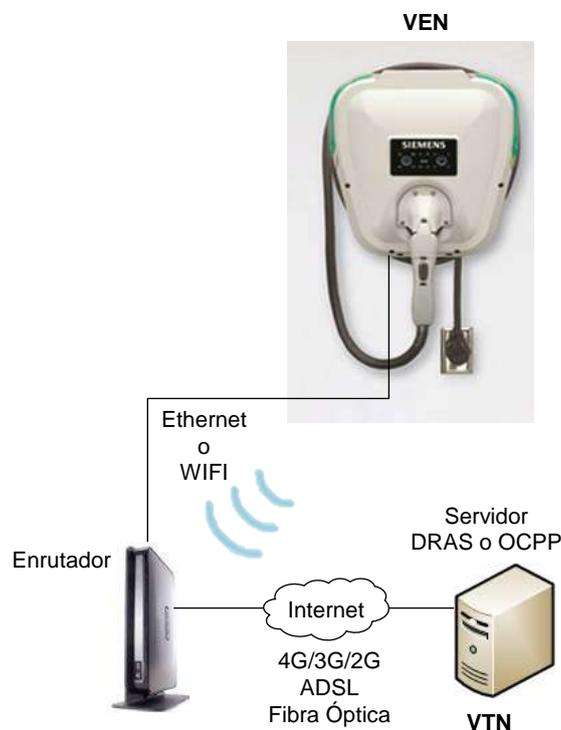


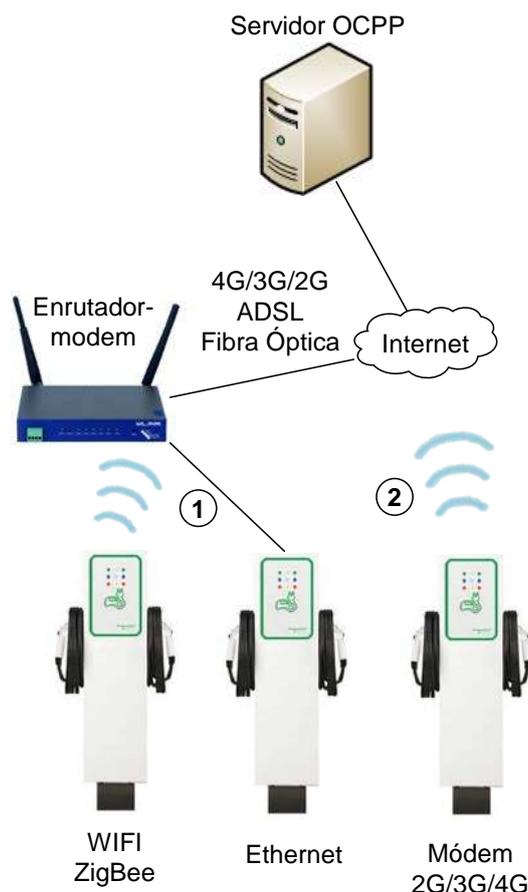
Figura 47. Esquema de comunicaciones “Cargadores VE en residencial”

Las estrategias de gestión planteadas mediante este esquema de comunicaciones consistirán en acciones de **control directo sobre el cargador (DLC)**.

#### 4.6.1.2 Puestos de recarga lenta

Dependiendo de la ubicación del conjunto de puestos propuestos y del número de cada grupo se podrían adoptar diferentes esquemas de comunicaciones. La **Opción 1** incluiría un conjunto de puestos en la misma ubicación de forma que se debería instalar un enrutador-modem (Proxy Local es un enrutador SOAP) común para todos los puestos de carga que comunicarían con el centro de datos mediante tecnologías inalámbricas o cableadas. Para la conexión con el servidor del gestor de recargas se podrían utilizar tecnologías como la fibra óptica (zona urbana con muchos puestos), ADSL (zona urbana preferiblemente con pocos puestos) o 4G/3G/2G (zona rural preferiblemente con pocos puestos). Los puestos de recarga o el controlador dispuesto para su gestión deberán soportar el protocolo de comunicaciones OCPP 2.0.

En el caso de puestos de carga aislados (**Opción 2**) se optará por integrar la comunicación vía 4G/3G/2G dentro del propio puesto de carga y deberá de igual forma trabajar con el protocolo de comunicación OCPP 2.0. En la **Figura 48** se indica el esquema de comunicaciones para puestos de carga lenta.



**Figura 48. Esquema de comunicaciones “Puestos de carga lenta”**

Se han considerado dos estrategias de gestión: una tarifa de discriminación horaria especial para puestos de carga o la posibilidad de precios dinámicos (RTP).

#### 4.6.1.3 Puestos de recarga rápida

Se han considerado las mismas hipótesis de partida que en el caso de los puestos de carga lenta del apartado anterior, donde dependiendo de la ubicación del conjunto de puestos propuestos y del número en cada grupo se podrían adoptar diferentes esquemas de comunicaciones. La **Opción 1** incluiría un conjunto de puestos en la misma ubicación de forma que se debería instalar un enrutador-modem (Proxy Local es un enrutador SOAP) común para todos los puestos de carga que comunicarían con el centro de datos mediante tecnologías inalámbricas o cableadas. Para la conexión con el servidor del gestor de cargas se podrían utilizar tecnologías como la fibra óptica (zona urbana con muchos puestos), ADSL (zona urbana preferiblemente con pocos puestos) o 4G/3G/2G (zona rural preferiblemente con pocos puestos). Los puestos de recarga o el controlador dispuesto para su gestión deberán soportar el protocolo de comunicaciones OCPP 2.0.

En el caso de puestos de recarga aislados (**Opción 2**) se optará por integrar la comunicación vía 4G/3G/2G dentro del propio puesto de carga y deberá de igual forma trabajar con el protocolo de comunicación OCPP 2.0. En la **Figura 49** se puede ver el esquema de comunicaciones para puestos de carga rápida.

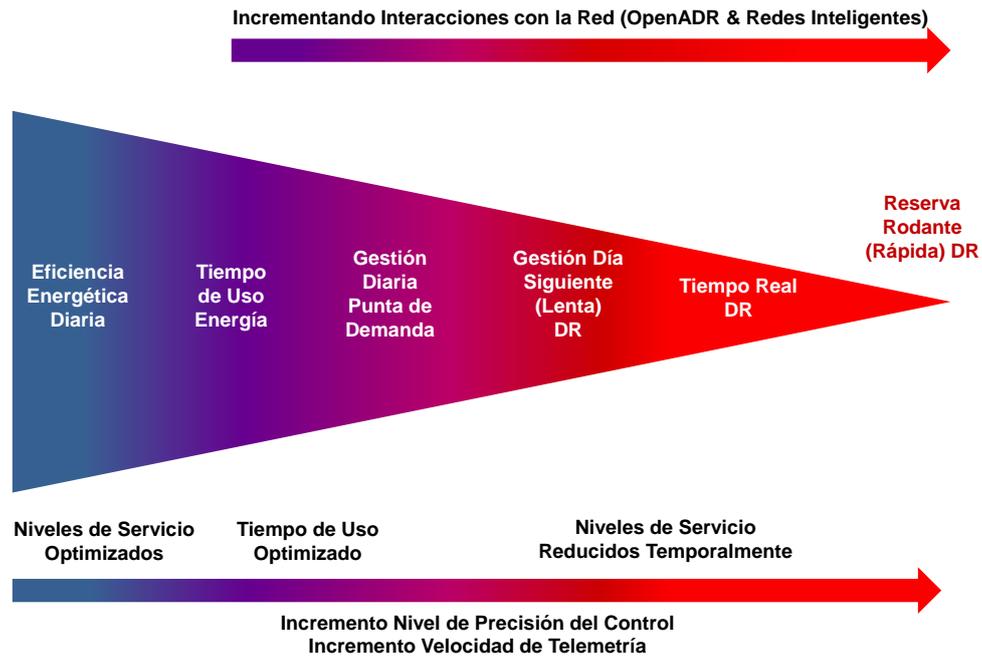


**Figura 49. Esquema de comunicaciones “Puestos de carga rápida”**

Al igual que en los puestos de carga lenta, se han considerado dos estrategias de gestión: una tarifa de discriminación horaria especial para puestos de recarga o la posibilidad de precios dinámicos (RTP).

#### 4.6.2 Aplicación a la Respuesta de la Demanda

La parte de la gestión de las cargas de los consumidores se ha diseñado teniendo en cuenta este principio básico desde el punto de vista de la monitorización y el control. En la **Figura 50** se indica los niveles de implementación de respuesta de la demanda.



**Figura 50. Niveles de implementación de la respuesta de la demanda (fuente: traducción propia - Lawrence Berkeley National Laboratory) [163]**

En este diagrama se observa que a medida que los programas de gestión de la demanda se vuelven más dinámicos, desde las tarifas de los tiempos de uso hasta alcanzar la reserva rodante (Fast-DR), se van incrementando los requerimientos técnicos del control y de la monitorización, necesitando más precisión y velocidad en la implementación. De igual forma, se incrementa la tasa de iteraciones con la red.

#### 4.6.2.1 Respuesta de la Demanda Residencial

La respuesta de la demanda residencial se ha dividido en tres opciones en función de los requerimientos de control de cada uno de los programas que se pretenden desarrollar. La **Opción 1** consiste en enviar un mensaje **SMS** al consumidor a través de **GSM** (no es necesario disponer de tarifa de datos), en dicho SMS el consumidor recibirá una señal de precios o equivalente para las próximas horas (preaviso de una hora) y podrá ahorrar dinero en su factura reduciendo el consumo en los periodos indicados. Este programa se ha denominado semáforo. En la **Figura 51** se muestra el esquema de comunicaciones de respuesta de la demanda residencial.

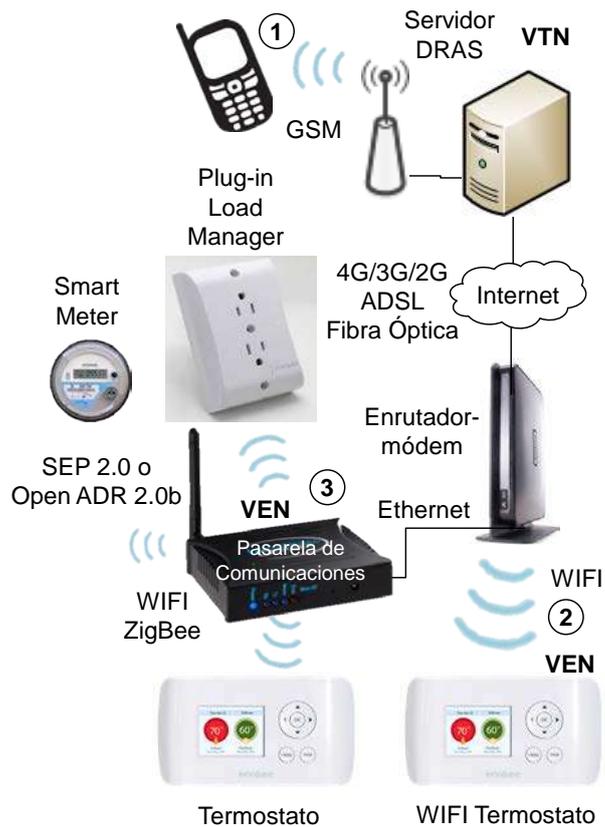


Figura 51. Esquema de comunicaciones “Respuesta de la Demanda Residencial”

Los programas de **respuesta automática a precios (Opción 2)**, en los que se pretenden controlar fundamentalmente equipos de aire acondicionado instalados en las viviendas se propone resolver mediante la instalación de uno o varios **termostatos WIFI** conectados a la red local WIFI de la vivienda, es decir, al enrutador-módem existente con conexión a internet. Este termostato deberá soportar el protocolo OpenADR 2.0b sobre HTTP en modo Pull.

En segundo lugar, los **programas de respuesta rápida a precios** se proponen que sean implementados con la **Opción 3**, en la cual se debería instalar una **pasarela de comunicaciones multiprotocolo** capaz de comunicar con los termostatos instalados en el hogar a través de SEP 2.0 o OpenADR de forma inalámbrica. Esta pasarela deberá ser capaz de utilizar OpenADR 2.0b simple XMPP en modo Push a través del enrutador-módem con acceso a internet, aunque también a dispositivos que integran esta funcionalidad.

Esta solución permitiría incluir otros dispositivos que soporten estos protocolos de comunicaciones, así como enchufes controlables u otros electrodomésticos. También sería viable la comunicación con el medidor inteligente de la vivienda, siempre y cuando este lo permita, para poder registrar medidas con una frecuencia adaptada a las necesidades del programa implementado.

En los hogares que participen en el programa “semáforo” solo será necesario instalar un medidor inteligente sustituyendo al existente.



#### 4.6.2.3 Respuesta de la Demanda Industrial

En los clientes industriales se van a describir tres opciones de funcionamiento diferentes en función del tipo de programa y de los dispositivos de control existentes en las instalaciones. La **Opción 1** se utilizará para la implementación de los **precios dinámicos**. En este caso los consumidores industriales recibirán los precios horarios de la energía del día siguiente en una aplicación instalada (**Cliente DR**) en el equipo gestionado por el responsable de la gestión de las instalaciones. Este realizará la programación de las desconexiones en función de los precios para reducir el gasto energético de la empresa. Esta aplicación utilizará el protocolo Open ADR 2.0b mediante HTTP en modo Pull. En la **Figura 53** se muestra el esquema de comunicaciones de respuesta de la demanda industrial.

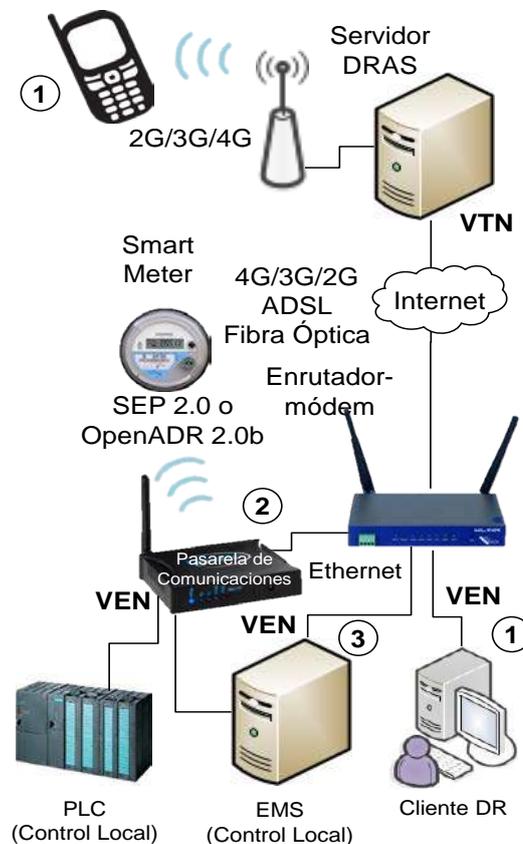


Figura 53. Esquema de comunicaciones “Respuesta de la Demanda Industrial”

La Opción 1 también se podría implementar mediante la utilización de una aplicación en el dispositivo móvil a través de la conexión de datos del terminal (2G/3G/4G).

En este caso la respuesta del consumidor se ha definido como semi-automática porque tiene que participar en la implementación de la acción. Las otras dos opciones se corresponden con respuestas automáticas.

En la **Opción 2** no existe la posibilidad de recibir los mensajes de Open ADR en el sistema de control de la industria, y por lo tanto se hace necesario la instalación de una

pasarela de comunicaciones multiprotocolo capaz de recibir estas señales y traducirlas a los sistemas de control existentes en las instalaciones. Esta pasarela deberá soportar OpenADR 2.0b, así como simple XMPP en modo Push y HTTP en modo Pull.

En la **Opción 3** el sistema de control local (Energy Management System - EMS) es capaz de recibir mensajes Open ADR directamente mediante la instalación de un módulo adicional proporcionado por el proveedor de dicho sistema. Este módulo deberá soportar el protocolo Open ADR 2.0b simple XMPP en modo Push y HTTP en modo Pull. En ambas opciones es necesario un enrutador-módem con acceso a internet.

Para la implementación de los programas de respuesta automática a precios se utilizará la opción 2 o la opción 3 mediante HTTP en modo Pull. Por el contrario, en la respuesta rápida a precios se utilizará la opción 2 o la opción 3 mediante simple XMPP en modo Push para evitar la apertura del cortafuego en el consumidor con la derivada pérdida de seguridad.

Por último, se ha discriminado entre las pasarelas que puedan trabajar en HTTP y en XMPP, aunque se recomienda que la misma pasarela sea capaz de funcionar con ambos protocolos. Por último, se ha considerado que los edificios e industrias que participarán en estos programas disponen de un sistema de control para gestionar sus instalaciones.

#### 4.7 Conclusiones del capítulo

Este capítulo presenta una nueva arquitectura de Redes Inteligentes basada en estándares internacionales. La arquitectura se ha dividido en tres redes: WAN, NAN y HAN, lo que va a permitir satisfacer las funcionalidades que una Red Inteligente debe cumplir.

Luego para realizar el diseño de la arquitectura de comunicaciones de las redes inteligentes se ha determinado las **necesidades de información de cada uno de los agentes/roles** que forman dicho modelo a partir del diseño conceptual explicado en el capítulo anterior.

Para el diseño de las comunicaciones se consideraron tres partes fundamentales: la red de área amplia, la red de vecindad o de campo y la red de casa. La red WAN va a permitir la comunicación de las distribuidoras con los centros de datos nacionales, la comunicación entre las empresas eléctricas y las subestaciones. La NAN/FAN permite conectar dispositivos de campo tales como los dispositivos electrónicos inteligentes, medidores inteligentes, recursos de energía distribuida, respuesta de la demanda y los cargadores de los vehículos eléctricos, en resumen, permite cinco funcionalidades para: AMI, DR, DER, DA y VE. La HAN conecta los dispositivos inteligentes domésticos, el medidor inteligente, la interface de servicios de energía y el sistema de gestión de energía.

Luego se describieron las particularidades de los diferentes protocolos de comunicación utilizados en este diseño, donde se puede destacar el estándar IEC 61850 como el principal protocolo de comunicaciones dentro de la red LAN de la subestación y en la automatización de la distribución. Luego tenemos el IEC 62351 que permite la seguridad de la información en las operaciones de control del sistema eléctrico, el mismo que permite la seguridad de los protocolos de comunicaciones, específicamente la serie IEC 60870-5, IEC 60870-6, IEC 61850, IEC 61970 y IEC 61968. El OpenADR es un estándar de comunicación abierto e interoperable que facilita el intercambio de información de la red inteligente entre operadores de sistemas, empresas eléctricas, agregadores, proveedores de servicios de energía y clientes finales. El OCPP es un estándar para la carga del vehículo

eléctrico que facilita el intercambio de información de la red inteligente entre operadoras de sistemas de recarga y los propios puestos de recarga públicos.

La arquitectura de comunicaciones en la gestión de los recursos energéticos distribuidos con la finalidad de tener flexibilidad se dividió en tres partes dependiendo de las necesidades: comunicación entre agentes/roles, comunicación entre agente/rol y generador y comunicación entre agente/rol y consumidor.

Una parte novedosa en el diseño conceptual de las redes inteligentes es el nuevo papel que desempeña el consumidor, pasando de ser el último eslabón de la cadena productiva a un agente más con capacidad de generar energía y apoyar en la gestión de la red reaccionando a las necesidades del sistema. Este nuevo papel obliga a un nuevo esquema de funcionamiento, incluso nuevos agentes/roles (Agregador, VPP y ESCO) que proporcionen soporte a esas nuevas capacidades.

Para poder realizar una adecuada gestión de la distribución se requiere una adecuada interoperabilidad entre varios sistemas de aplicación distribuidos. Estos sistemas tienen capacidades que incluyen el monitoreo y control de equipos para la entrega de energía, procesos de administración para asegurar la confiabilidad del sistema, gestión de voltaje, respuesta de la demanda, gestión de interrupciones, gestión del trabajo, gestión de la medición, gestión de activos, entre otros. Para garantizar la interoperabilidad la comunicación entre todos los sistemas se consideró el modelo estándar CIM definido en las normas IEC 61968/61970.

Y finalmente, se hace una propuesta de arquitectura de información y comunicación con la finalidad de implantar en el Ecuador, para ello se describe lo que se debe incorporar a la distribución para garantizar la funcionalidad de redes inteligentes.



## **CAPÍTULO 5 : PREVISIÓN DE LA DEMANDA EN REDES INTELIGENTES**

### **5.1 Introducción**

Con el modelo de agentes e interacciones para la implementación del “Smart Grids”, donde se recogen las necesidades de información y comunicaciones de los diferentes agentes involucrados en base a un diseño conceptual se logra optimizar el funcionamiento de las redes inteligentes considerando la capacidad de los consumidores de gestionar su demanda y generación de acuerdo a las necesidades de la red y esto tiene una aplicación directa para la previsión de la demanda, que tradicionalmente, se hacía para el máximo de la demanda esperable en la red. Una alternativa a este diseño es la de tener en cuenta que la demanda puede ser flexible y puede responder a determinadas señales fundamentalmente de precios.

Por lo tanto, es importante desarrollar una nueva metodología de previsión de la demanda en redes de distribución inteligentes donde se busca obtener los perfiles de consumo diario de todos los clientes, para ello se estudia cada elemento final conectado a la red, ya sea consumidor, generador o ambas cosas a la vez (este último caso es posible con la incorporación de la generación distribuida). Así mismo se estudia modificar los perfiles con estrategias de gestión de la demanda, dichos perfiles serán utilizados en la planificación de refuerzo y expansión.

El presente capítulo expone una metodología de carácter general para la previsión de demanda considerando elementos de redes inteligentes como la generación distribuida o las estrategias de gestión de la demanda.

Dicha metodología surge con la necesidad de una mejora en la metodología de previsión de la demanda tradicional. Por una parte, se ayudará a evaluar el impacto futuro por la incorporación rápida de nuevos elementos en la red, como es el caso de la cocina de inducción, vehículo eléctrico, generación distribuida, entre otros y por otro lado se ayudará a mejorar la metodología de planificación y refuerzo de las redes eléctricas de distribución.

El objetivo de la metodología es la obtención de perfiles de consumo diario de todos los clientes de la zona de estudio.

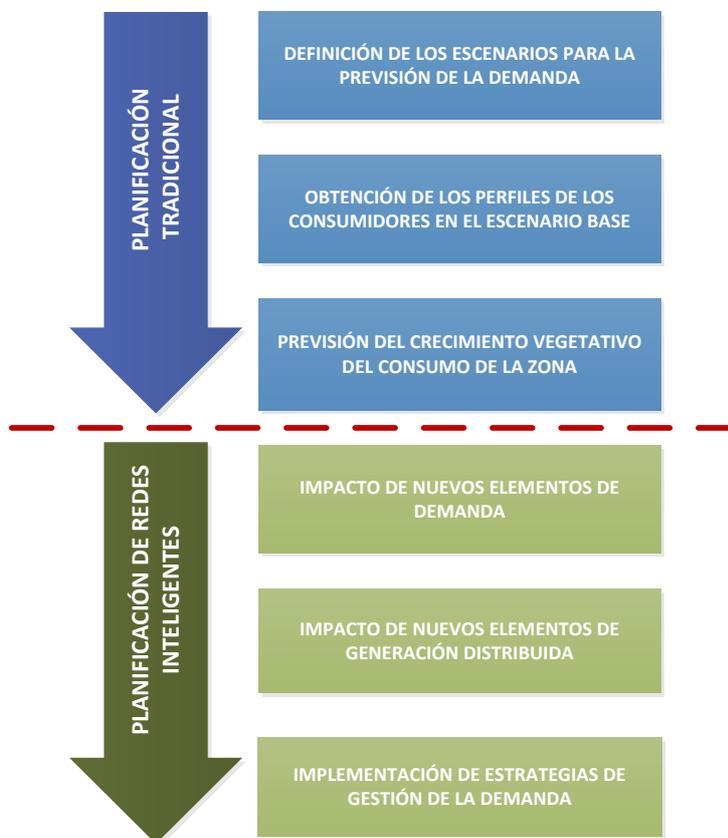
### **5.2 Descripción de la metodología**

Esta metodología evalúa las condiciones de funcionamiento de la red para el día del año más desfavorable en cuanto a volumen máximo de carga instantánea soportada.

Se van a estudiar los perfiles de consumo de todos los puntos de conexión finales de la red. Se entiende como punto de conexión final los elementos de generación o consumo conectados inmediatamente aguas debajo de un Centro de Transformación (C.T.) Finalmente se agregarán los perfiles de los nuevos elementos de demanda y generación

distribuida considerados teniendo en cuenta la probabilística del factor de simultaneidad o de coincidencia a nivel del C.T. de conexión.

En la **Figura 54** se muestran las etapas que forman la metodología:



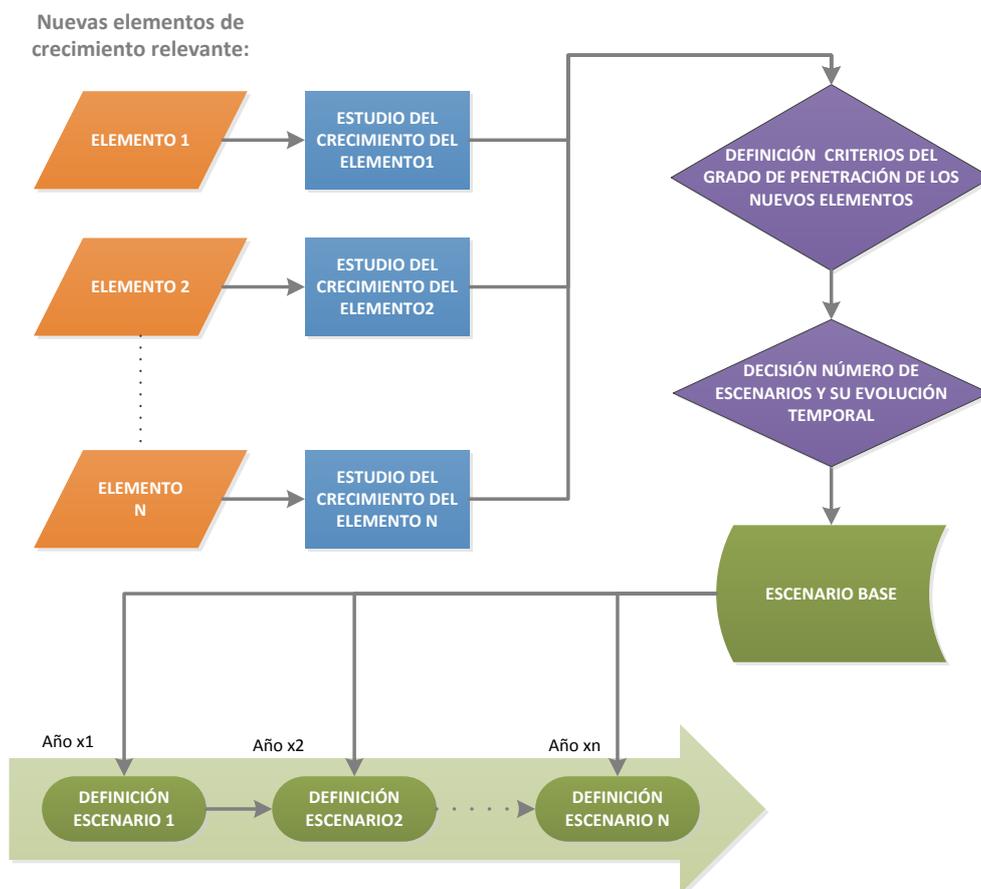
**Figura 54. Etapas de la metodología**

- Se establecen unos escenarios con el objetivo de definir el estado de la red con la incorporación de nuevos elementos de consumo y generación distribuida para las distintas etapas del proceso de planificación considerando el crecimiento de la demanda.
- Se calculan los perfiles de demanda de todos los puntos de conexión finales. Se distinguirá entre los puntos de los que se dispongan perfiles específicos y los que no dispongan. De estos últimos se estimará un perfil de consumo desagregando la curva del alimentador asociado.
- Se realizan un desglose de la previsión de crecimiento vegetativo de la demanda.
- Se calculan los perfiles de nuevos elementos de demanda y generación distribuida con previsión de incorporación a la red durante las etapas de planificación.
- Se modifican los perfiles de los puntos de conexión con la aplicación de estrategias de gestión de la demanda.
  - Se agregan los nuevos elementos de demanda y generación a los perfiles de los puntos de conexión. Para ello se considerará el factor de simultaneidad

del número de consumidores conectados al C.T. asociado a cada punto de conexión.

### 5.3 Diseño de escenarios para la previsión de la demanda

Se deben elaborar tantos escenarios como se desee en función de los periodos que se deseen evaluar y la incorporación de los nuevos elementos de crecimiento relevante en la red. Los elementos considerados pueden ser consumos o generación eléctrica. Para estudiar el efecto de la incorporación de los nuevos elementos de crecimiento relevante se deberán elaborar escenarios que representen una evolución temporal. En la **Figura 55** se indica el diagrama de flujos del proceso de decisión de los escenarios.



**Figura 55. Diagrama de flujo del proceso de decisión de los escenarios**

La evolución del crecimiento de cada elemento estudiado se debe realizar en base a unos niveles de penetración para cada escenario, y se deben definir los criterios para cuantificar la penetración.

En función de las expectativas de incorporación de los nuevos elementos pueden estudiarse distintas hipótesis más o menos conservadoras para evaluar la componente de incertidumbre. No obstante, debido a que la metodología tiene como fin alimentar a la metodología de planificación y refuerzo, los números de los escenarios deberán inclinarse de ser necesario a posiciones conservadoras en cuanto a exigencias de la red para garantizar las condiciones de seguridad.

### 5.3.1 Definición de criterios de cuantificación de la integración de nuevos elementos

El primer paso es definir los grupos de usuario final a los que va a afectar en su consumo la incorporación de los nuevos elementos. Se recomienda diferenciar a los usuarios por grupos tarifarios, ya que suponen divisiones claras entre las características de uso de la energía (industrias, servicios públicos, comercios, nivel de tensión, entre otros) y su magnitud. Por ejemplo, en el estudio realizado para evaluar los elementos de consumo de cocinas de inducción y vehículo eléctrico se define un grupo con todas las tarifas de carácter residencial. En la **Figura 56** se muestra un desglose de los distintos niveles considerados con los grupos tarifarios.

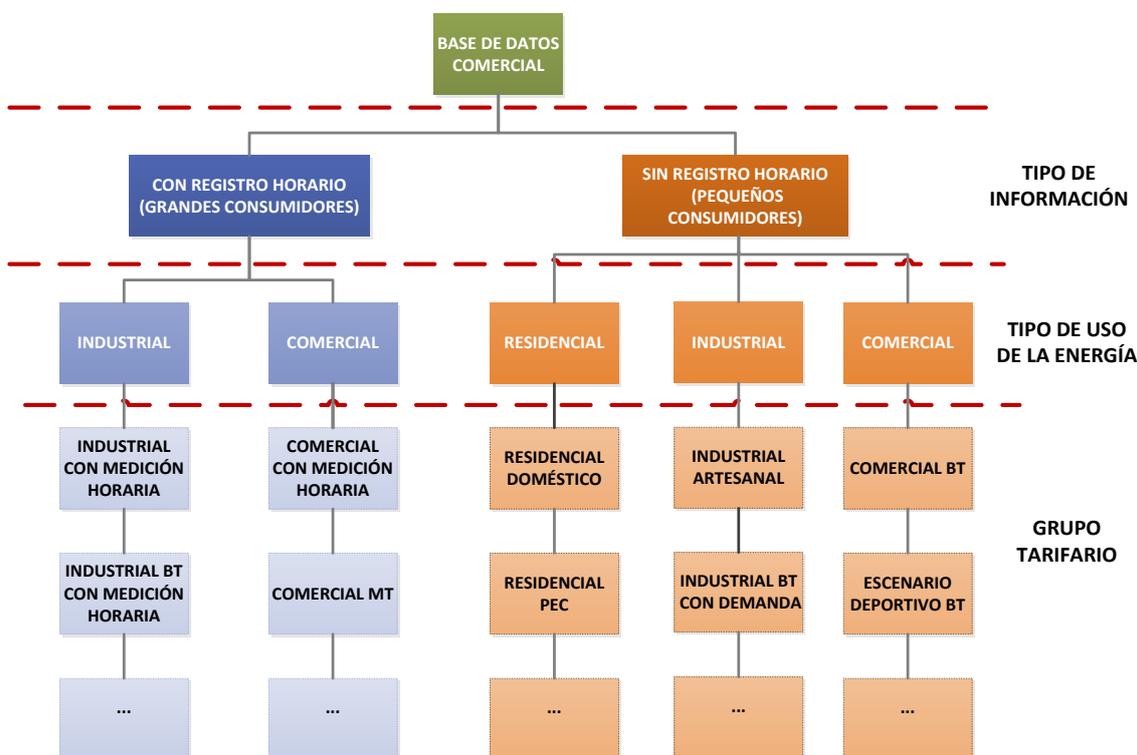


Figura 56. Organigrama con las agrupaciones de los grupos tarifarios

#### 5.3.1.1 Elementos de consumo

Para los elementos que sean consumos, se deberá definir el grado de penetración en base al número de usuarios que vayan a hacer uso. Por ejemplo, en el caso de definir la penetración de cocina de inducción, la penetración se definirá como un porcentaje del total de los usuarios con tarifa tipo residencial en cada momento temporal.

#### 5.3.1.2 Elementos de generación

Para los elementos de generación, el grado de penetración se definirá en base a la potencia instalada en un escenario hipotético donde se instalase toda la potencia permitida

en el marco regulatorio. Para evaluar dicha penetración será necesario contar con medidas de superficie instalable de todos los grupos de usuarios sobre los que se desee evaluar la penetración, (por ejemplo, partiendo de mediciones de superficie catastrales), y de su demanda de energía en el escenario base.

En el estudio realizado se propone se va a suponer que el marco regulatorio permite instalar la potencia necesaria para abastecer el consumo mensual en cada consumidor y vender un 25% extra a la red de distribución, con el factor limitante del tamaño de la superficie instalable (en las cubiertas) para todos los tipos de tarifa. Se ha distinguido entre el grupo de tarifas residenciales y el grupo de tarifas industriales y comerciales. A falta de disponer datos de la superficie donde se podría instalar la generación distribuida, se ha tomado una superficie media para el caso del grupo de clientes residenciales y para el caso de comerciales e industriales se han estudiado solo los pertenecientes a tarifas de media tensión y se han tomado medidas en base a imágenes por satélite.

### 5.3.1.3 Definición del número de escenarios y su evolución temporal

La diferencia temporal entre unos escenarios se definirá en base a las etapas que se quieran considerar en el proceso de planificación. Por ejemplo en la **Tabla 16** se indica los escenarios que se definieron para un estudio de una zona de Guayaquil.

**Tabla 16. Escenarios propuestos para la previsión de la demanda en Guayaquil**

		ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	Observaciones	
Residencial	<b>Cocinas inducción</b>	<i>Integración</i>	20%	50%	70%	% sobre total de hogares
		<i>Integración</i>	5%	10%	20%	% total (2 vehículos por hogar)
	<b>Vehículo Eléctrico</b>	<i>E. Gestión</i>	Tarifa discriminación horaria especial (60%)	Carga controlada (10%) Tarifa discriminación horaria especial (50%)	Carga controlada (20%) o Vehículos a red Tarifa discriminación horaria especial (40%)	% aceptación. Carga lenta
			<b>Solar fotovoltaica</b>	<i>Integración</i>	-	10% bloques viviendas
	<b>Respuesta demanda</b>	<i>E. Gestión</i>	Tarifa discriminación horaria (20%)	Tarifa discriminación horaria (40%) Respuesta automática a precios (10%)	Tarifa discriminación horaria (60%) Respuesta automática a precios (10%) Respuesta rápida a precios (5%)	Aire acondicionado % sobre total hogares
Comercial	<b>Solar Fotovoltaica</b>	<i>Integración</i>	10%	20%	20%	% potencia instalable
	<b>Vehículo Eléctrico</b>	<i>Integración</i>	5%	10%	20%	% total

		ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	Observaciones
	<i>E. Gestión</i>	Tarifa discriminación horaria especial (50%) Precios dinámicos (50%)	Tarifa discriminación horaria especial (50%) Precios dinámicos (50%)	Tarifa discriminación horaria especial (50%) Precios dinámicos (50%)	semi-rápida Estaciones públicas de carga
<b>Respuesta demanda</b>	<i>E. Gestión</i>	Tarifa discriminación horaria (20%)	Tarifa discriminación horaria (40%) Respuesta automática a precios (10%)	Tarifa discriminación horaria (60%) Respuesta automática a precios (10%) Respuesta rápida a precios (5%)	% sobre total de edificios sector comercial
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<i>Integración</i>	10%	20%	20%	% potencia instalable
<b>Industrial</b>	<i>E. Gestión</i>	Precios dinámicos (20%)	Respuesta automática a precios (10%) Precios dinámicos (20%)	Respuesta automática a precios (10%) Precios dinámicos (20%) Respuesta rápida a precios (10%)	% sobre total de industrias
	<i>Integración</i>	0.3%	0.3%	0.3%	% sobre total de VE
<b>Red distribución</b>	<i>E. Gestión</i>	Tarifa discriminación horaria especial (50%) Precios dinámicos (50%)	Tarifa discriminación horaria especial (50%) Precios dinámicos (50%)	Tarifa discriminación horaria especial (50%) Precios dinámicos (50%)	Carga rápida

Cada escenario se ha definido con un horizonte temporal de tres años, es decir, se partirá del escenario 0 que será el estado inicial y los escenarios 1, 2, y 3 se darán para los años 3, 6 y 9 respectivamente. En este caso los escenarios se han diseñado para evaluar la incorporación de cocinas de inducción, vehículo eléctrico, generación fotovoltaica distribuida y estrategias de respuesta de la demanda en los sectores residencial, comercial e industrial.

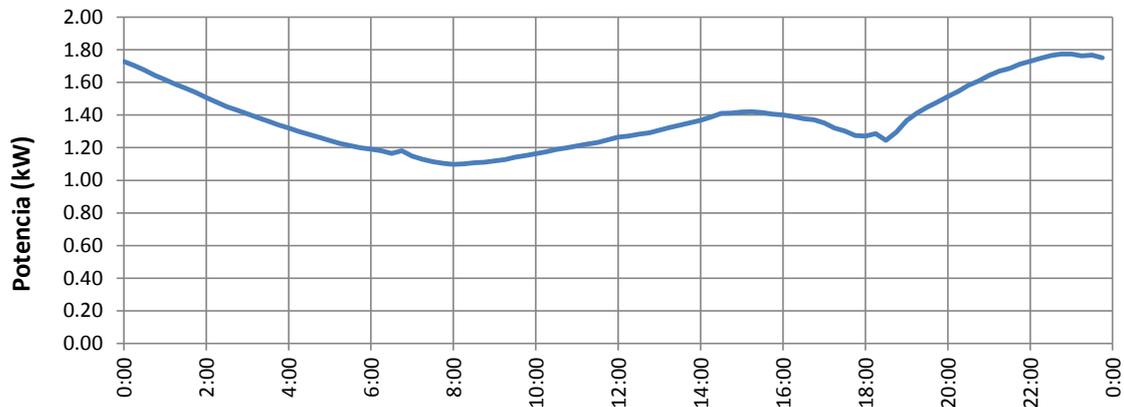
#### 5.4 Obtención de Perfiles de consumidores en escenario base

El objetivo de esta etapa es obtener los perfiles de demanda de los consumos de la red para el escenario base.

Se recomienda disponer de los perfiles de demanda de todos los clientes con consumo relevante (consumos mayores de 1000 kWh mensuales) y perfiles tipo de consumidores pequeños que contemplen la dispersión en función de su consumo promedio y de su agregación (el número de clientes conectados aguas abajo del elemento de la red que se desee estudiar).

Los perfiles de los pequeños consumidores (la mayoría clientes residenciales) siguen un patrón de consumo típico de cada zona geográfica distintiva, que se refleja en un perfil de demanda promedio, como se indica en la **Figura 57**. Dicho perfil de demanda promedio

posee una dispersión que disminuye conforme aumenta el número de clientes agregados. La dispersión en el consumo da lugar a puntas de demanda diarias que ponen el límite del dimensionamiento de los elementos de la red, por lo tanto, debe realizarse un estudio del comportamiento estocástico de dichos perfiles para definir el criterio de diseño y prever la máxima demanda esperada en cada caso.



**Figura 57. Perfil de demanda promedio residencial de una zona en Guayaquil**

Esta etapa surge por la carencia actual de información de perfiles de todos los consumidores, y busca desagregar la curva de carga del alimentador para obtener los perfiles de consumo de los clientes de los que no se disponen mediciones específicas.

Para ello a las curvas del alimentador se le restarán las de los clientes con mediciones específicas a los que se denominarán clientes con registro horario (por ejemplo, clientes con facturación con registradores horarios) y los servicios con tarifa de alumbrado público tales como luminarias, semáforos, cámaras de tráfico, etc.

En la **Figura 58** se indica las fuentes de información que se requiere para aplicar la metodología.



**Figura 58. Fuentes de información de la metodología.**

La metodología se compone de 4 fases:

- **Fase 1:** Desagregación del consumo de la zona.
- **Fase 2:** Curvas de demanda del escenario base.
- **Fase 3:** Curvas de nuevas cargas a considerar.
- **Fase 4:** Consolidación de todas las curvas de un escenario para cada cliente.

La fase 3 representa la parte específica de la metodología para las nuevas cargas a evaluar, que, en este caso, son las cocinas de inducción y vehículo eléctrico. Por ello, dicha fase toma los resultados de metodologías específicas para el cálculo de curvas de vehículo eléctrico y cocinas de inducción que se presentan dentro de la metodología general. En la **Figura 59** se presenta un diagrama de flujo con las fases de la metodología y los pasos más importantes.

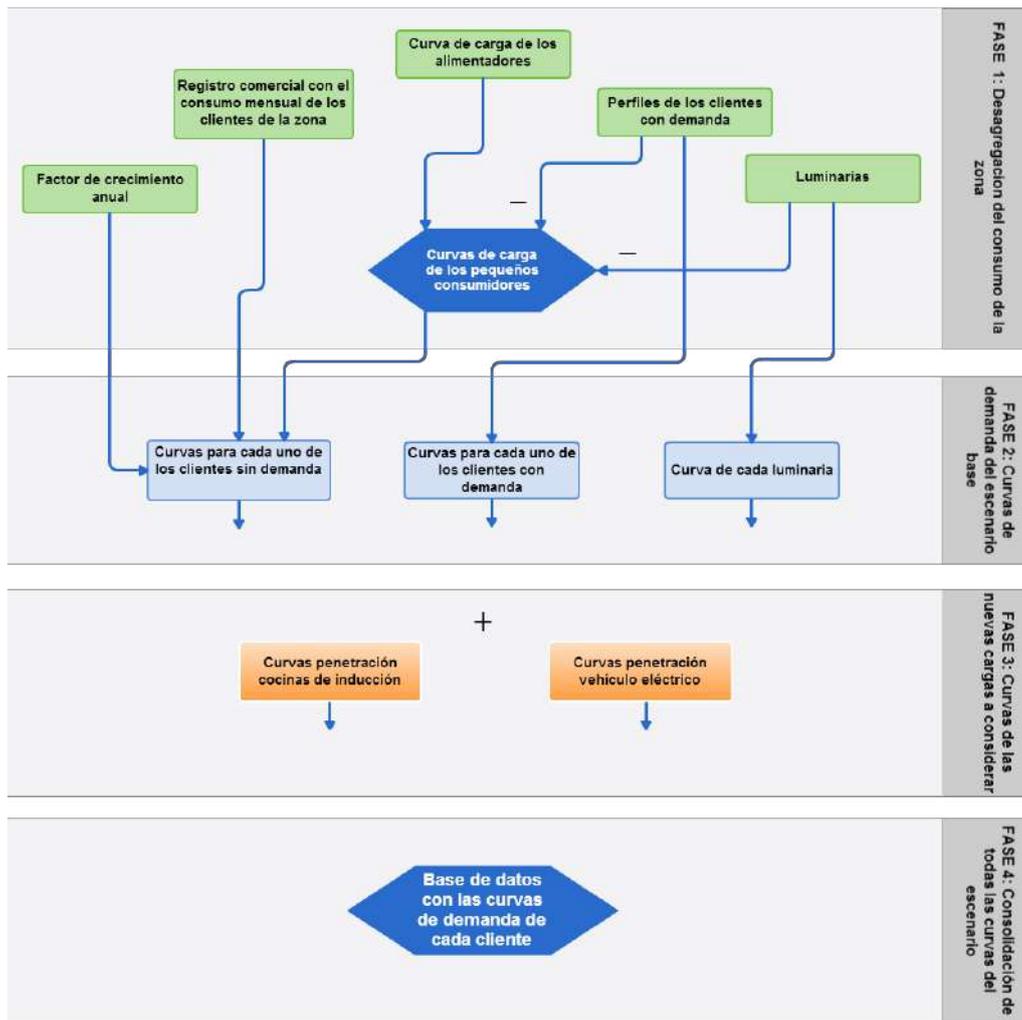


Figura 59. Diagrama del proceso de elaboración de la base de datos

#### 5.4.1 Fase 1: Desagregación de la curva de demanda del alimentador o la zona

En esta fase se parte de la curva de los alimentadores de la zona a la que se restan los consumos conocidos de elementos de servicio y clientes de los que se posean curvas específicas (en el caso ecuatoriano suelen ser los clientes grandes que disponen de la categoría tarifaria “con demanda: registro horario”). El objetivo es obtener la curva tipo de los pequeños consumidores conectados a cada alimentador (residencial, comercial e industrial con bajo consumo). Las curvas se obtienen para el día del año en el que se espere la máxima demanda en la zona de estudio. Se toma el día del máximo del mes con mayor consumo.

En la **Tabla 18** se resumen los acrónimos utilizados en este capítulo y en la **Figura 60** se muestra el diagrama de proceso de la Fase 1.

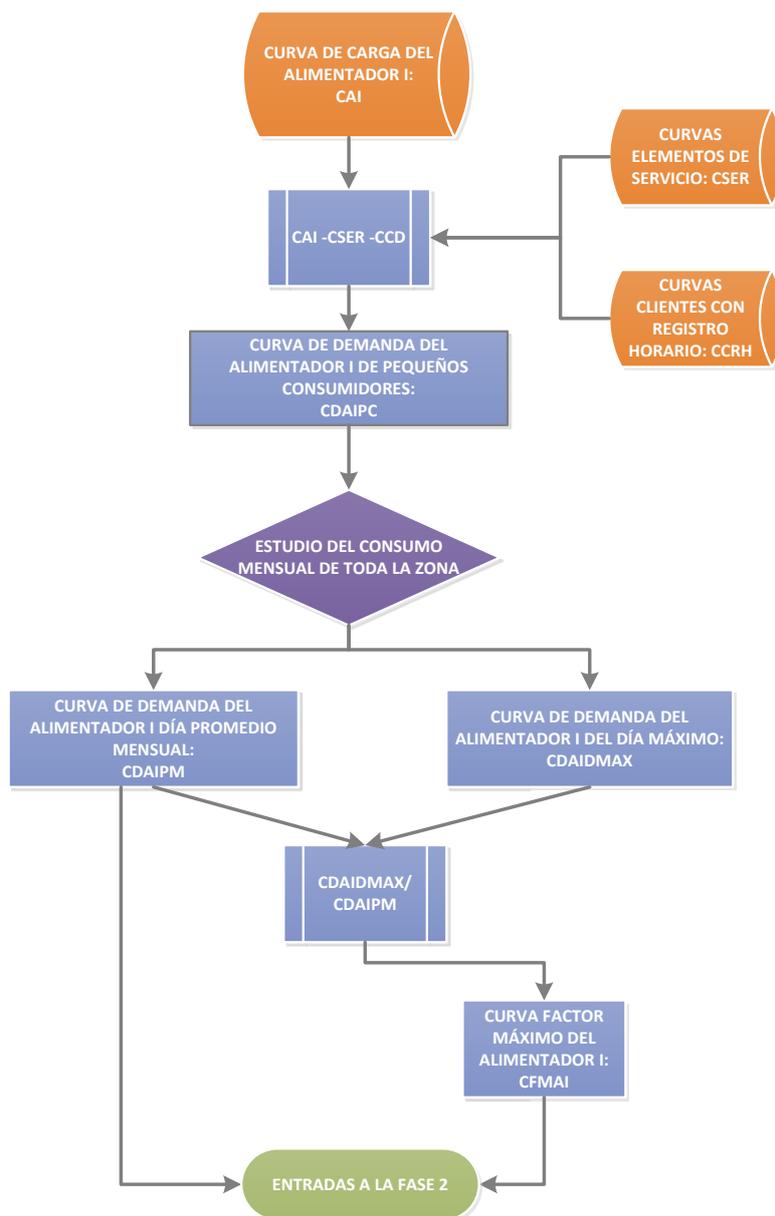


Figura 60. Diagrama de flujo de la Fase 1.

**Procedimiento:**

Para esta fase se requiere de la siguiente información:

- Curvas cuarto horarias de los alimentadores de la zona del año anterior.
- Registro comercial de todos los clientes de la zona con información del consumo mensual de los últimos seis meses, el tipo de tarifa y el alimentador al que están conectados.
- Lista con las luminarias, su potencia y el alimentador asociado.
- Perfiles de carga de los consumidores con curvas específicas.

Se realizan los siguientes pasos:

1. Se escoge el mes con mayor consumo de energía de toda la zona, y de dicho mes el día con la máxima demanda simultánea registrada para cada alimentador. Para ello se estudiarán las curvas de demanda anuales de los alimentadores.
2. Se obtiene las CDAiPC de cada alimentador, para ello se restarán las curvas anuales de los alimentadores con las de los clientes con registro horario y servicios con tarifa de alumbrado público conocidas.
3. Se obtienen la CDAiPM de cada alimentador, para ello se promediarán las curvas diarias de las CDAiPC del mes de mayor consumo a un solo día tipo.
4. Se obtiene la CDAiDmax de cada alimentador, para ello se escogerá en el mes de mayor consumo la curva CDAiPC que presente la máxima punta intradiaria.
5. Se obtiene la CFMAi de cada alimentador, para ello se realizará la operación  $CDAiDmax / CDAiPM$

En la **Figura 61** se muestran las CDAiPM y CDAiDmax de los alimentadores de algunas zonas de Guayaquil. Como se puede observar, una vez quitados los consumos de los clientes con registro horario y servicios con tarifa de alumbrado público, las curvas de carga responden todas a un mismo perfil de demanda de pequeño consumidor.

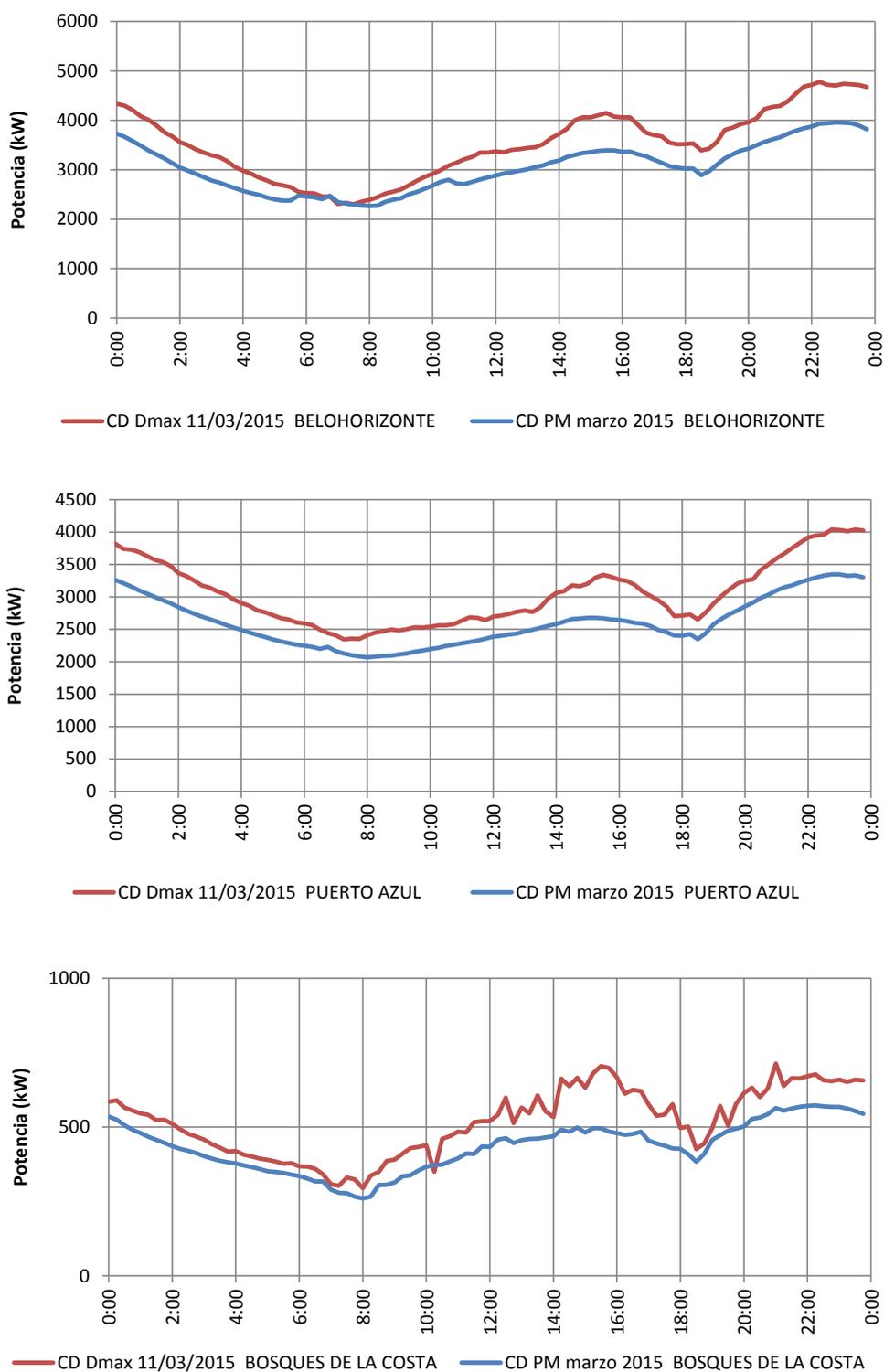


Figura 61. CDPM y CDDmax de los alimentadores de la zona de Guayaquil

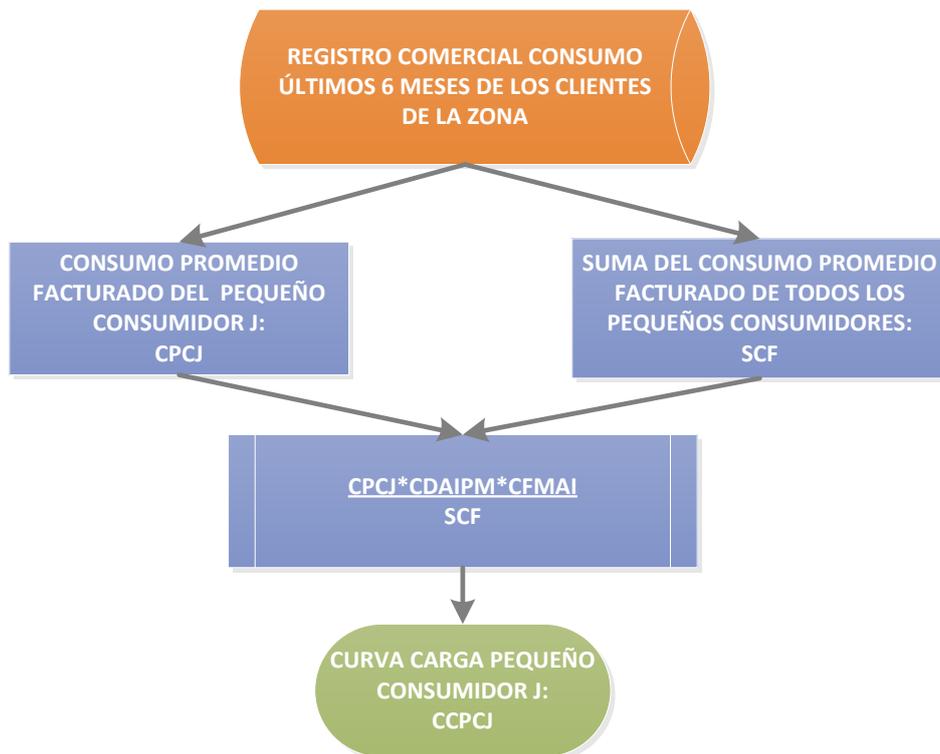
#### 5.4.2 Fase 2: Asignación de perfiles a las cargas en el escenario base

##### Procedimiento

En esta fase se obtendrán los resultados de los perfiles de demanda de los distintos puntos de conexión finales:

- Los perfiles de los pequeños consumidores:

En la **Figura 62** se indica el diagrama de proceso de la fase 2.



**Figura 62. Diagrama de proceso de la Fase 2: Obtención de curva para pequeños consumidores.**

Con la siguiente ecuación 1 se puede obtener la curva cliente sin demanda  $j$  para el escenario base.

$$CCPC_{j\text{escenario base}} = \frac{CPC_j * CDAiPM * CFMAi}{SCF} \quad (1)$$

**Los perfiles de los clientes con registro horario:** Serán sus curvas de demanda (CCRHi) para el día con el máximo consumo propio registrado del mes con mayor consumo de la zona.

- **Los perfiles de los servicios con tarifa de alumbrado público:** Para el caso de las luminarias públicas serán su potencia de funcionamiento durante el periodo en el que estén encendidas. Se puede dar el caso que durante sus horas

de funcionamiento no estén funcionando siempre a la misma potencia. El resto de elementos de servicio deberán estudiarse para cada caso.

### 5.5 Previsión del crecimiento del consumo en la zona

El objetivo de esta etapa es proyectar el crecimiento de la demanda para los años de los escenarios definidos. Se tomarán datos de crecimiento representativos de la zona donde se realice el estudio. Este crecimiento de la demanda se desglosa en tres partes vinculadas al proceso de cálculo definido, entendidas como la proyección de los incrementos porcentuales de los consumos respecto a los de periodos anteriores (año anterior al año móvil), aunque los motivos de este crecimiento estén asociados a diferentes causas como por ejemplo el crecimiento vegetativo o la mejora del equipamiento eléctrico en los hogares:

- Crecimiento específico ( $C_{esp}$ ): Incremento de la demanda debido al incremento de la demanda por unidad de población. Este crecimiento es debido por ejemplo al incremento del equipamiento en hogares de electrodomésticos.

$$C_{esp} = \frac{\Delta kWh}{\Delta n_{clientes}} \quad (2)$$

- Crecimiento expansivo: Incremento de la demanda debido a la conexión de nuevos puntos de carga en la red. Dentro del crecimiento expansivo se distingue:
  - Crecimiento que requiere de nuevas infraestructuras ( $C_{exp_{con}}$ ): Es necesaria la instalación de nuevos elementos como C.T. o líneas de media tensión.
  - Crecimiento que no requiere de nuevas infraestructuras ( $C_{exp_{sin}}$ ): Las acometidas se llevan a cabo desde C.T. existentes en el escenario base. Este podría ser el caso de la ocupación de edificios parcialmente desocupados en el escenario base.

Se aconseja evaluar dichas componentes del crecimiento para distintos tipos de consumidores, por ejemplo: residencial, comercial e industrial, como se indica en la ecuación 3. En este trabajo se toman datos para cada zona de estudio de la zona de concesión asociada debido a la falta de información más detallada.

$$Crecimiento = Crecimiento_{residencial} + Crecimiento_{comercial} + Crecimiento_{industrial} + Crecimiento_{x1} + \dots + Crecimiento_{xn} \quad (3)$$

Siendo:

- $x_n$ : otro tipo de cliente que se desee considerar.

El crecimiento de cada tipo de cliente se desglosa:

$$Crecimiento_{residencial} = (Cesp * n_{clientes} + Cexp_{sin} + Cexp_{con})_{residencial} \quad (4)$$

$$Crecimiento_{x_n} = (Cesp * n_{clientes} + Cexp_{sin} + Cexp_{con})_{x_n} \quad (5)$$

Los valores de  $Cexp_{sin}$  y  $Cexp_{con}$  dependerán de la zona y deben ser resultado de un estudio por parte de la entidad responsable con experiencia en planificación eléctrica de la zona de estudio. Por ejemplo, en el caso del centro histórico de Cuenca no existirá  $Cexp_{con}$  debido a la saturación en cuanto a infraestructura eléctrica instalada de la zona.

## 5.6 Impacto de los nuevos elementos de demanda

Para estimar los perfiles de consumo de los nuevos elementos considerados se debe llevar a cabo un estudio probabilístico de los mismos, estudiando su comportamiento en función de los hábitos de uso y del comportamiento del factor de simultaneidad.

Esta etapa se divide en dos partes: estimación de la curva factor de simultaneidad y determinación del perfil del nuevo elemento de demanda.

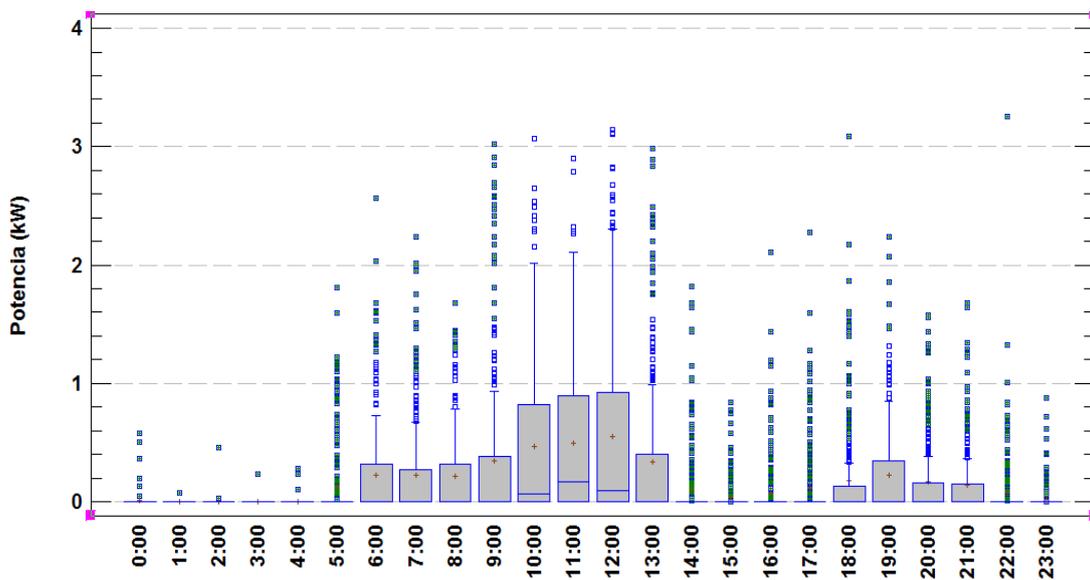
### 5.6.1 Obtención de CFS con mediciones disponibles

Esta forma de calcular la CFS (Curva del Factor de Simultaneidad) es la que más se ajusta a la realidad puesto que se elabora con mediciones de campo reales. Las mediciones deben de contener una muestra representativa de los hábitos de uso del elemento en la zona de estudio. Se recomienda realizar el análisis con mediciones de periodos de muestreo cada 10 o 15 minutos, puesto que disminuye el volumen de información tratada disminuyendo los requerimientos de almacenamiento y los tiempos de cálculo, a la par que se conservan las puntas de consumo registradas. El tiempo de muestreo debe ser igual o inferior al periodo medio de uso del elemento en cuestión para que no desaparezcan las puntas de consumo. Por ejemplo, si se tomaran registros horarios del consumo de una cocina de inducción, puesto que el tiempo medio de uso de la misma son 15 minutos aproximadamente, la punta máxima registrable ser  $3,5 \text{ kW}/4 = 875 \text{ W}$  y no se estarían cumpliendo los objetivos de la CFS.

En el estudio realizado la información base para la elaboración de la curva del factor de simultaneidad y la curva media de demanda diaria ha sido mediciones tomadas en la ciudad de Quito de cocinas ya instaladas. En concreto tras un proceso de validación de la

información suministrada por parte de la EEQ (Empresa Eléctrica Quito) se han tenido 1.442 curvas de uso diario de 79 cocinas.

En la **Figura 63** se muestra un gráfico Box and Whisker con los datos de las mediciones realizadas en Quito. Los puntos rojos representan la media de los consumos registrados para cada hora. Según se puede apreciar la mediana excepto al medio día (10:00,11:00,12:00) se encuentra en P=0, esto quiere decir que el 50% de las cocinas están apagadas el resto de horas del día. En todas las horas se encuentran puntos que el análisis estadístico encuentra como anómalos, porque se encuentran muy alejados de la mediana. Esto se justifica con que el uso de la cocina presenta una alta dispersión debido a que los consumos son cortos y se pueden dar en un periodo de tiempo muy largo.



**Figura 63. Box an Whisker Plot de 79 consumidores de Quito**

### 5.6.1.1 Elaboración de la Curva Factor de Simultaneidad-Simulación de Montecarlo

El método de Montecarlo es un procedimiento general para seleccionar muestras aleatorias de una población (finita o infinita) de la que se conoce su distribución de probabilidad mediante números aleatorios.

Se ha realizado una simulación de Montecarlo con el objetivo de conocer la distribución de probabilidad del consumo agregado en función de número de usuarios y elaborar la curva del factor de simultaneidad. Según el teorema central de límite, si  $x_1, \dots, x_n$  son variables aleatorias independientes con media  $\mu_i$  y varianza  $\sigma_i^2$  y distribución cualquiera – no necesariamente la misma- y formamos la variable suma:

$$Y = x_1 + \dots + x_n \tag{6}$$

Entonces, si cuando  $n$  crece  $\frac{\sigma_i^2}{\sum \sigma_j^2} \rightarrow 0$  , que implica que el efecto de una variable es pequeño respecto al efecto total, la variable

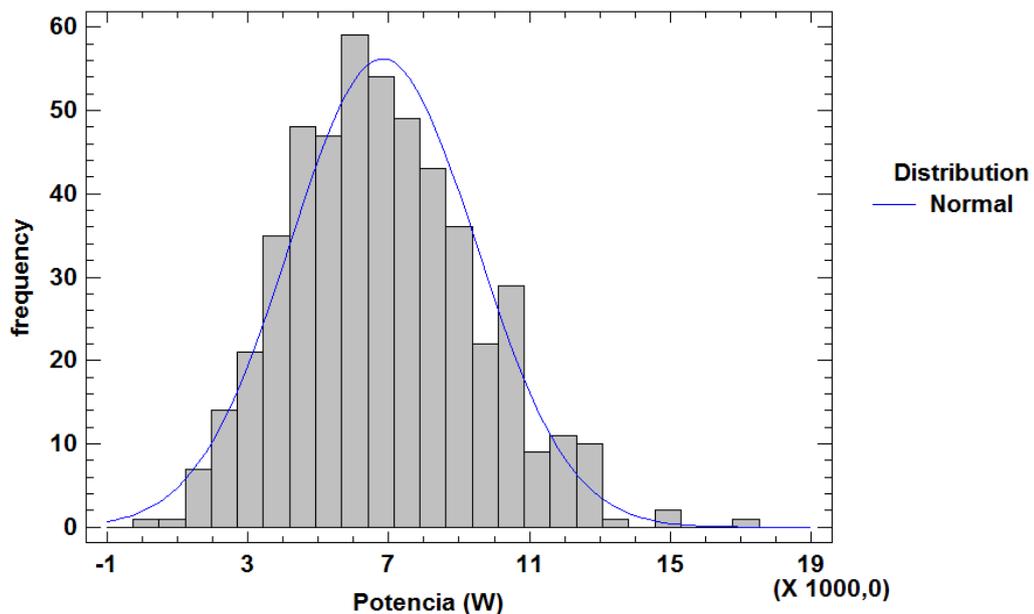
$$\frac{Y - \sum \mu_i}{\sqrt{\sum \sigma_i^2}} \quad (7)$$

Tiende hacia una distribución  $N(0,1)$ . Por lo tanto si  $n$  es grande, se puede aproximar  $Y$ :

$$Y \sim N\left(\sum \mu_i; \sqrt{\sum \sigma_i^2}\right) \quad (8)$$

Dicho teorema implica que la suma del consumo de un número grande de usuarios de cocina de inducción (variable aleatoria) para un determinado momento tiende a una distribución normal.

En la **Figura 64** se muestra la distribución del consumo de 20 cocinas a las 12:10 AM, y como puede observarse la distribución de consumo se aproxima bien a una distribución teórica normal.



**Figura 64. Histograma consumo agregado 20 cocinas a las 12:10 PM. 500 iteraciones.**

Para la obtención de la curva del factor de simultaneidad en el caso de la cocina se ha escogido los datos de potencia a las 12:10 AM por ser el momento del día con mayor consumo promedio. Se han realizado simulaciones para 1, 2, 3, 5, 10, 20, 30, 50, 80, 100, 200 y 1000 cocinas simultáneas.

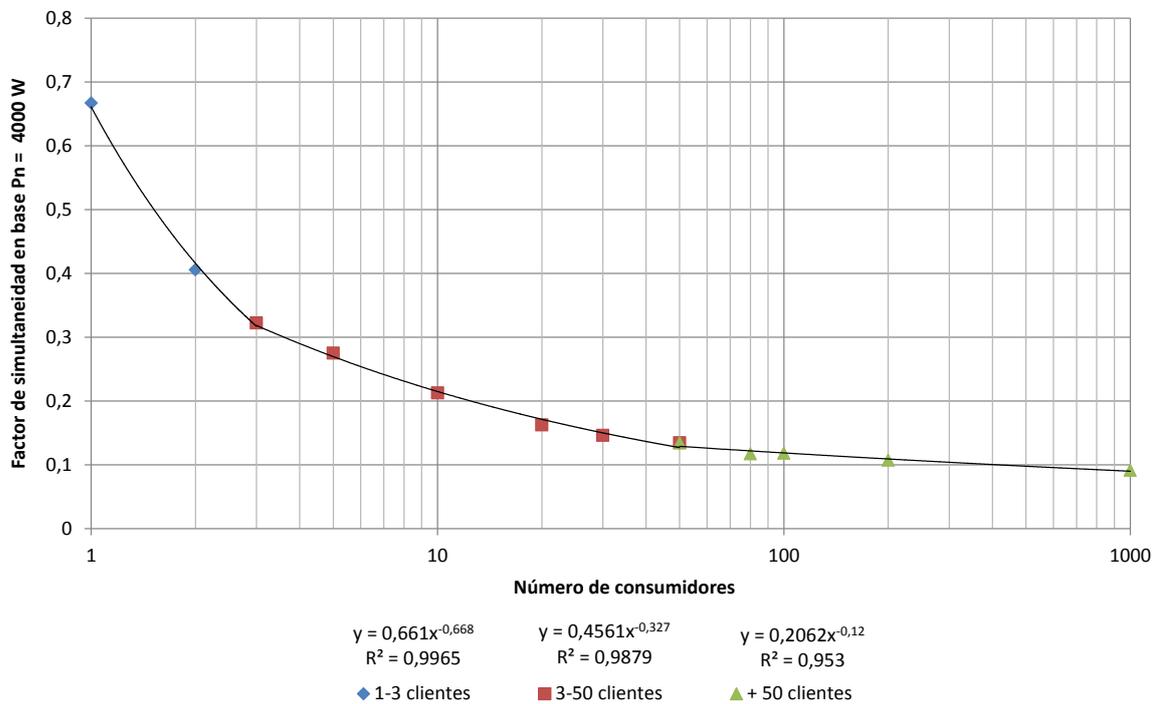
Las simulaciones consisten en seleccionar muestras al azar de la base de datos con las mediciones, y realizar sumas de un determinado número de las mismas un número determinado de veces (iteraciones). El número de iteraciones dependerá de la dispersión de las variables aleatorias consideradas (en este caso la suma de consumos), de 1 a 3 clientes

se han realizado 1000 iteraciones, de 3 a 50 se han realizado 500 iteraciones y de 100 a 1.000 se han realizado 200 iteraciones.

Con el resultado de las simulaciones se ha obtenido el percentil 99 de todas las iteraciones para cada número de clientes considerado, lo que significa que el consumo esperado estará por debajo de dicho valor el 99% de las veces. Aproximadamente a lo largo del año el consumo sólo será superior 3 días a las 12:10 AM.

### 5.6.1.2 Ajuste de la curva del factor de simultaneidad

Con las simulaciones de Montecarlo se han obtenido los percentiles 99 mostrados en la en la **Figura 65**.

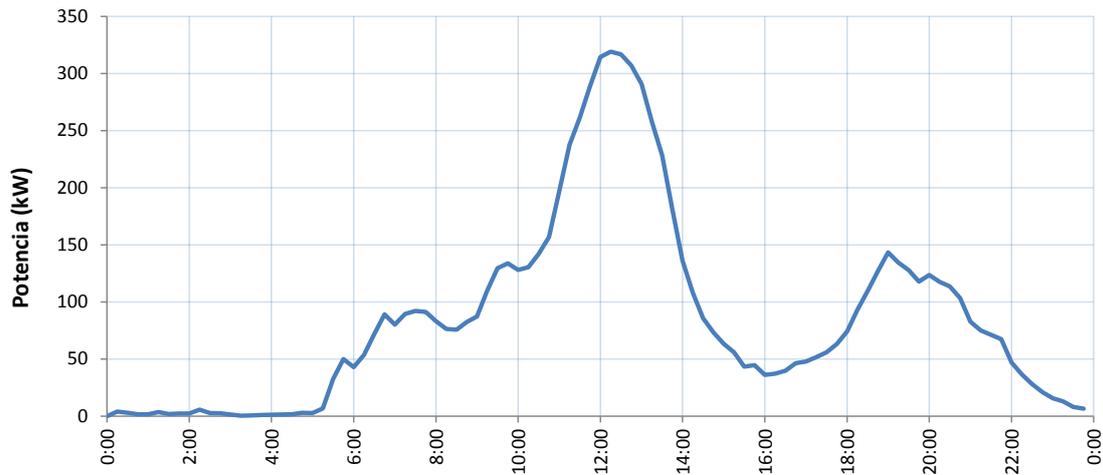


**Figura 65. Ajuste de la curva de factor de simultaneidad por uso de cocina de inducción con las simulaciones realizadas.**

Para agilizar el cálculo computacional se puede ajustar la curva a una expresión matemática en tres tramos. En este caso con ajustes de potencias como se ve en la **Figura 65**. El valor de R2 nos muestra la bondad de ajuste de la función teórica a los valores experimentales. Como se puede ver en los tres tramos considerados es cercano a 1.

Como se puede observar en este caso el FS para un solo consumidor es de 0,66, esto quiere decir que como máximo se utiliza el 66% de la potencia nominal de la cocina, lo que correspondería aproximadamente a 3 fogones funcionando en una cocina con 4 fogones.

En la **Figura 66** se muestra el resultado de la curva media de uso de las mediciones de las cocinas de Quito.



**Figura 66. Curva media de uso de la cocina de 79 consumidores en Quito.**

Como se puede apreciar la potencia máxima registrada es de 330 W, esto es debido a que el uso de la cocina presenta una alta dispersión a lo largo del día, puesto que los tiempos de uso son cortos respecto a los periodos en los que se da lugar.

Se observa que el mayor uso se hace a las 12:00 coincidiendo con la hora de la comida. También se aprecian picos notablemente menores a las 19:00 y a las 7:00 coincidiendo con cena y desayuno respectivamente.

La CFS se ha de obtener para el momento del día con mayor demanda de potencia. El proceso de obtención se basa en simulaciones de Montecarlo.

### 5.6.2 Obtención de CFS sin mediciones disponibles. Estudios de uso: vehículo eléctrico

Ante la falta de información del patrón de uso de los nuevos elementos a estudiar, se debe acudir a la realización de estudios específicos. Dichos estudios pueden basarse en encuestas o en comparaciones con otros estudios similares amparados en la opinión de expertos en sociología y demanda eléctrica.

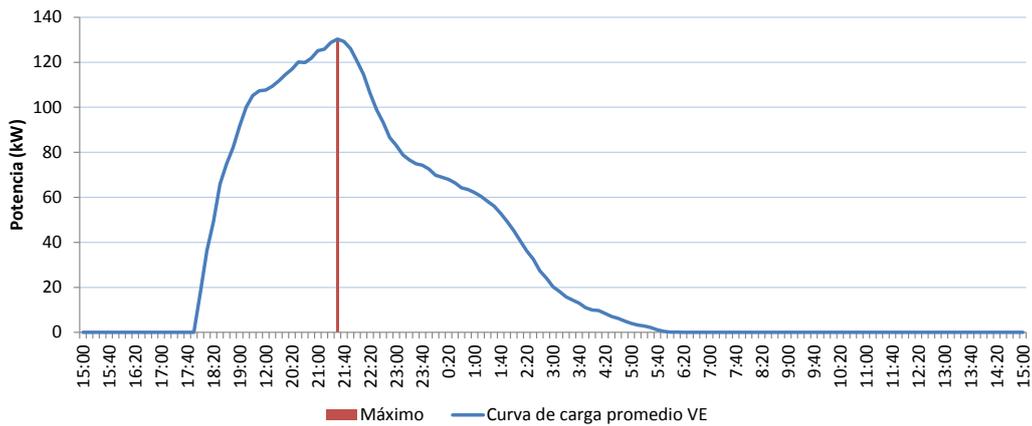
De los estudios de uso se extraerá información con el patrón de uso, conteniendo información de hora de inicio, la duración, o la potencia entre otros. Por ejemplo para el caso del estudio del vehículo eléctrico, a falta de mediciones se ha realizado un estudio, **Tabla 17**, con los siguientes resultados para la ciudad de Guayaquil:

**Tabla 17. Información con el patrón de carga doméstica de vehículo eléctrico**

Residencial	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2
Potencia media recarga (kW)	3,5	7,3	3,5	7,3	3,5	7,3
Tipo de recarga	Lenta 1	Lenta 2	Lenta 1	Lenta 2	Lenta 1	Lenta 2
Porcentaje de usuario que utilizan cada tipo de recarga (%)	85%	15%	85%	15%	85%	15%
Periodos de inicio de la carga	18-22 h		18-22 h		18-22 h	
Hora de punta de inicio de carga	18h30		18h30		18h30	
Usuario A (descargan la batería para volver a cargarla)	80%		80%		80%	
Duración promedio carga completa batería (usuario A)	8h	4h	8h	4h	8h	4h
Porcentaje de cargas diarias por medio de descarga completa (%)	25%		25%		25%	
Usuarios B (cargan todos los días)	20%		20%		20%	
Duración de las cargas usuarios tipo B (min., med., max.)	1h-2h-4h		1h-2h-4h		1h-2h-4h	

Se han definido 5 sucesos para dos tipos de carga y dos tipos de usuario según la potencia requerida y el patrón de uso respectivamente. También se ha construido una función de distribución de probabilidad con la hora de inicio de las cargas que responde a la hora de llegada de la gente al trabajo. La duración de las cargas se ha ajustado a una distribución normal con los parámetros indicados en la tabla.

Con la información anterior se construye mediante simulaciones de Montecarlo una curva media de uso como se muestra en la **Figura 67**, y se elabora una base de datos para la construcción de la CFS.



**Figura 67. Curva media agregada por uso de vehículo eléctrico en Guayaquil.**

### 5.6.3 Perfil del nuevo elemento de demanda

Para calcular el perfil del elemento de demanda se utilizará la siguiente ecuación:

$$Pe.demanda_i = \frac{Curva\ media * Pnominal}{Máximo\ de\ Curva\ prom} \quad (9)$$

Siendo:

- Curva prom: Curva promedio por uso del elemento. Es un vector con los valores de potencia demandada a lo largo de un día.
- Pnominal: Es la potencia nominal del elemento sobre la cual se ha normalizado el factor de simultaneidad.
- Máximo de Curva prom: Es el valor máximo de potencia del vector Curva prom.

## 5.7 Impacto de los nuevos elementos de generación distribuida

Para estimar los perfiles de generación de los nuevos elementos de generación distribuida considerados se tomarán los valores definidos en el diseño de los escenarios de potencia instalable por consumidor y se realizará un estudio de disponibilidad de la fuente de energía empleada.

Esta etapa se divide en dos partes: estimación de la potencia instalable y obtención del perfil del elemento de generación distribuida.

### 5.7.1 Estimación de la potencia instalable

La forma de determinación de la potencia instalable se define en la etapa de definición de los escenarios. Para el estudio realizado se propone tomar el mínimo entre la

potencia instalable por la superficie disponible y la potencia necesaria para cubrir toda la demanda y vender el 25% de lo generado.

Para definir la potencia instalable necesaria para cubrir la demanda, se utiliza el factor de planta de una instalación cercana del mismo tipo (solar o eólica). En el caso de no existir instalaciones cercanas se realizará una aproximación a la capacidad de producción de la zona (irradiación anual, y recurso eólico) y los rendimientos de los generadores.

Esta metodología se centra en la generación distribuida fotovoltaica por ser la que mayor proyección de crecimiento futuro tiene actualmente.

En el caso de generación fotovoltaica en cubiertas, una vez determinada la potencia instalable por límite de consumo se comprueba que no se supere el valor  $(1\text{kW}/10\text{m}^2)$  \* superficie ( $\text{m}^2$ ) de potencia instalable limitada por el tamaño de la superficie instalable (normalmente la cubierta).

Por ejemplo, en el estudio realizado para la zona de Guayaquil se ha definido un cliente residencial tipo con un consumo promedio mensual de 550 kWh y una superficie instalable de 60m<sup>2</sup>. Se ha definido un cliente residencial tipo a falta de datos específicos de la superficie instalable de cada vivienda. La superficie instalable se ha determinado como un promedio de mediciones de áreas de viviendas vista satélite. Se ha tomado como planta generadora de referencia la 472 Altgenotec situada a unos 30 km de la zona de estudio en la misma latitud. Dicha planta tiene un factor de carga del 12,45%.

Para estimar el factor de carga en una instalación de autoconsumo residencial, se hace una comparativa de eficiencia con la planta grande. Para instalaciones de autoconsumo residencial se adopta la solución de paneles monocristalinos de 60 células con una eficiencia media de 16,8%. Para edificios comerciales, industriales y a generación a gran escala se adopta la solución de paneles policristalinos de 72 células con una eficiencia media de 15,8%. Respecto la eficiencia de los inversores, se divide entre inversores de menos de 10 kW con una eficiencia media de 96,3% que se instalara en los edificios residenciales e inversores para edificios comerciales, industriales y de gran escala que serán mayores de 10 kW con una eficiencia media de 98,4%.

En conclusión, las eficiencias a considerar serán:

- Eficiencia para residencial= 16,8% (Panel) \* 96,3% (inversor) = 16,2%
- Eficiencia para gran escala= 15,8% (Panel) \* 98,4% (inversor) = 15,5%

Por lo tanto, el factor de carga estimado será:

$$FCarga_{residencial} = FCarga_{gran\ escala} * \frac{Ef_{residencial}}{Ef_{gran\ escala}} \quad (10)$$

$$FCarga_{residencial} = 0,158 * \frac{0,162}{0,155} = 0,1651$$

La potencia instalable será:

$$P_{instalable} = \frac{E_{media\ mensual\ (kWh)} * 1,25}{732\ h * FCarga_{residencial}} = 5,69kW \quad (11)$$

Lo que se correspondería con una superficie requerida de:

$$S_{requerida} = 5,69kW * \frac{10\ m^2}{kW} = 56,9m^2$$

Puesto que la superficie requerida está por debajo de la disponible (60 m<sup>2</sup>) se toma como potencia instalable 5,69 kW para el cliente residencial medio.

En el caso de clientes comerciales e industriales grandes se ha seleccionado los conectados a la red de media tensión y se ha medido su superficie instalable por imagen de satélite debido a que no se disponía de información sobre la superficie disponible de cada cliente en concreto.

### 5.7.2 Perfil del nuevo elemento de generación distribuida

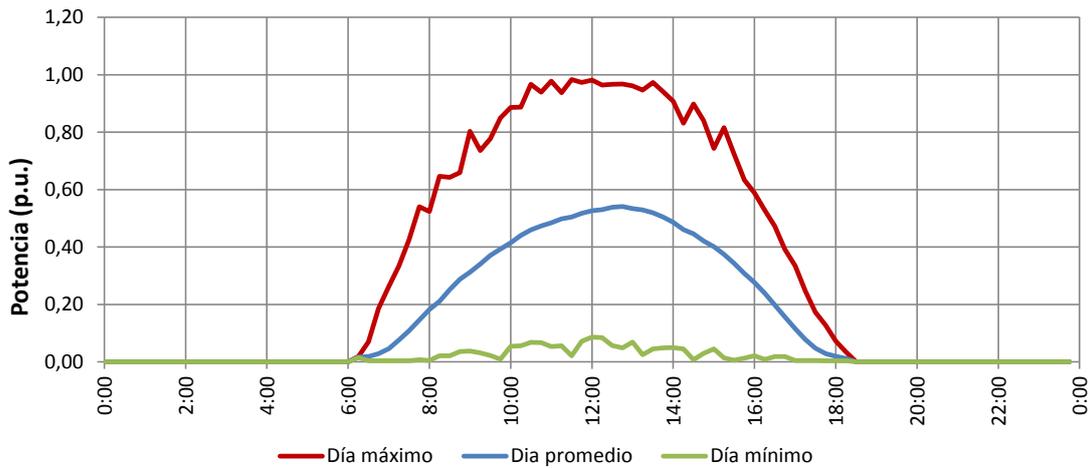
Se debe estudiar cual es el caso más desfavorable en cuanto a infraestructura requerida por la red, si el día de máxima generación o el de menos.

El día con mayor generación puede ser el factor más desfavorable cuando la punta del perfil de demanda resultante del C.T. es negativa. En el resto de casos el día con menor generación será el más desfavorable puesto que disminuye menos la potencia absorbida de la red y exige mayor capacidad instalable a la red de distribución.

Por lo general el día con mayor generación no alcanza picos de potencia en valor absoluto mayores que los picos de potencia de demanda.

Para definir el de mayor y menor generación se tomará para cada perfil de generación el del día máximo (percentil 99%) y el día mínimo (percentil 1%) escalado de la central generadora tomada como referencia en caso de haberla.

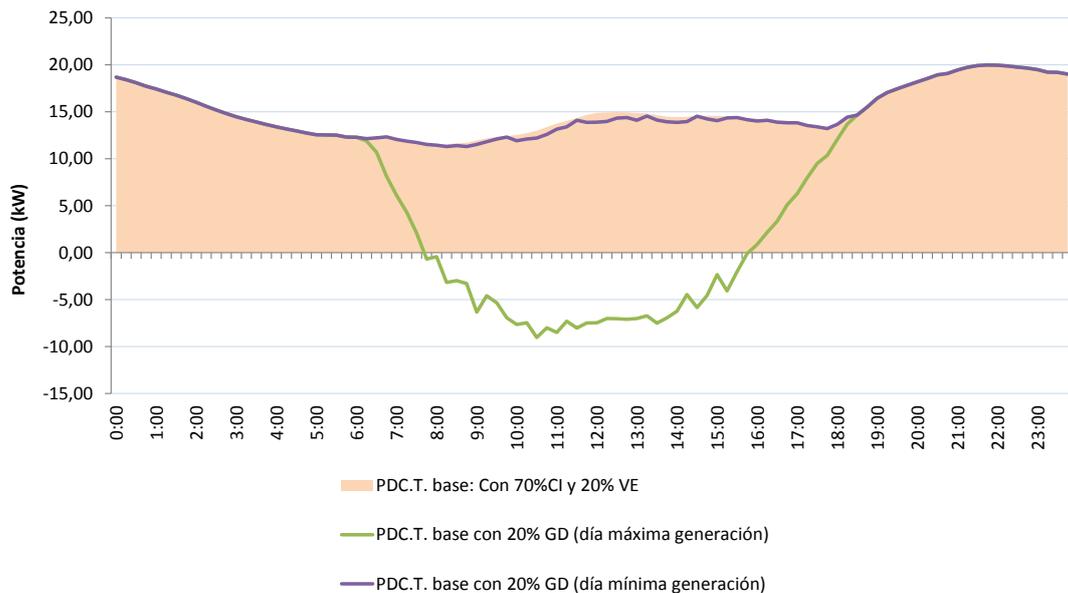
En **Figura 68** se muestra la curva de generación máxima, promedio y mínima de la central grande escogida para la zona de Guayaquil.



**Figura 68. Perfiles de generación en valores por unidad en base a la Potencia nominal de la central Altgenotec: CNEL Santa Elena**

En caso de no haberla se tomará como factor de escala la irradiación máxima de la zona sobre la irradiación promedio y la irradiación mínima sobre la irradiación promedio en el cénit solar.

En la **Figura 69** se muestra el perfil de demanda del C.T. tipo de la zona de Guayaquil (10 consumidores residenciales) con los perfiles de demanda de los nuevos elementos incluidos en el escenario 3. Se muestra también la modificación del perfil con la curva del elemento de generación (solar fotovoltaica) para el día de máxima generación y el día mínimo. Como se puede ver, el máximo de potencia en valor absoluto se alcanza a las 20:00 por lo que la generación por autoconsumo no influye en la potencia máxima requerida al C.T. Por lo tanto, se escogerá el perfil de generación del día mínimo.



**Figura 69. Efecto de la max. y min. GD fotovoltaica esperables en C.T. tipo (10 clientes residenciales) en la zona de Guayaquil. Escenario 3**

La curva de los elementos de generación asignados a cada punto de conexión será el perfil del día más desfavorable (p.u.) por la potencia nominal instalada.

$$P e. generaci3n_i = P_{Gen. d\acute{a}a m\acute{a}s desfavorable} * P_{nominal instalada} \quad (12)$$

## 5.8 Implementaci3n de estrategias para la gesti3n de la demanda

Una de las de las principales formas de optimizar el funcionamiento de la red en el caso de Redes Inteligentes nace de la capacidad de los consumidores de gestionarse (su demanda y su generaci3n), de acuerdo a las necesidades de la red.

Esto tiene una aplicaci3n directa para la planificaci3n de redes puesto que, tradicionalmente, esta planificaci3n se hacfa para el m\acute{a}ximo de demanda esperable en la red. Esta situaci3n ha resultado en redes que se dimensionan para atender unos consumos que est\acute{a}n presentes cortos periodos de tiempo en la red. Una alternativa a este dise\~no es la de tener en cuenta que la demanda puede ser flexible y puede responder a determinadas se\~nales fundamentalmente de precios.

Esta respuesta es un elemento central en redes Inteligentes y, por tanto, en los estudios que se est\acute{a}n haciendo en esta tesis. La forma en que se va a tener en cuenta la respuesta de los consumidores en el proceso de planificaci3n elaborado en esta tesis es mediante la estimaci3n de curvas de consumo de los puntos de conexi3n finales, tal como se ha hecho hasta ahora, pero modificadas por la implementaci3n de la citada Respuesta de la Demanda.

Por tanto, en esta etapa se modificar\acute{a}n los perfiles obtenidos en las etapas anteriores con estrategias de respuesta de la demanda.

Las estimaciones del grado de respuesta en los consumidores se ajustaran m\acute{a}s cuanto mayor grado de desagregaci3n en los consumos de cada usuario se considere. Por ejemplo, en una industria grande, la capacidad de respuesta de la demanda va a ir ligada a su proceso productivo, y en el caso de un cliente residencial la capacidad de respuesta va a ir ligada al equipamiento de electrodom\acute{e}sticos del hogar. La incertidumbre debe ser acotada por medio de estudios de tipo sociol3gico que avalen la fiabilidad de la respuesta de los consumidores frente a las acciones propuestas.

En la presente tesis se estudia el efecto en el grupo de peque\~nos consumidores y en el grupo de consumidores con registro horario en su conjunto.

Las estrategias de respuesta de la demanda pueden venir dadas por procesos de optimizaci3n en niveles superiores de la red, como es el caso de las tarifas con discriminaci3n horaria, o pueden ser medidas especficas para la zona de estudio con el fin de solventar los posibles problemas de congesti3n localizados en la red de distribuci3n con los escenarios planteados.

### 5.8.1 Descripción de programas de respuesta de la demanda

A continuación, se van a definir las especificaciones de ocho productos de respuesta de la demanda, los cuales tienen las siguientes características básicas:

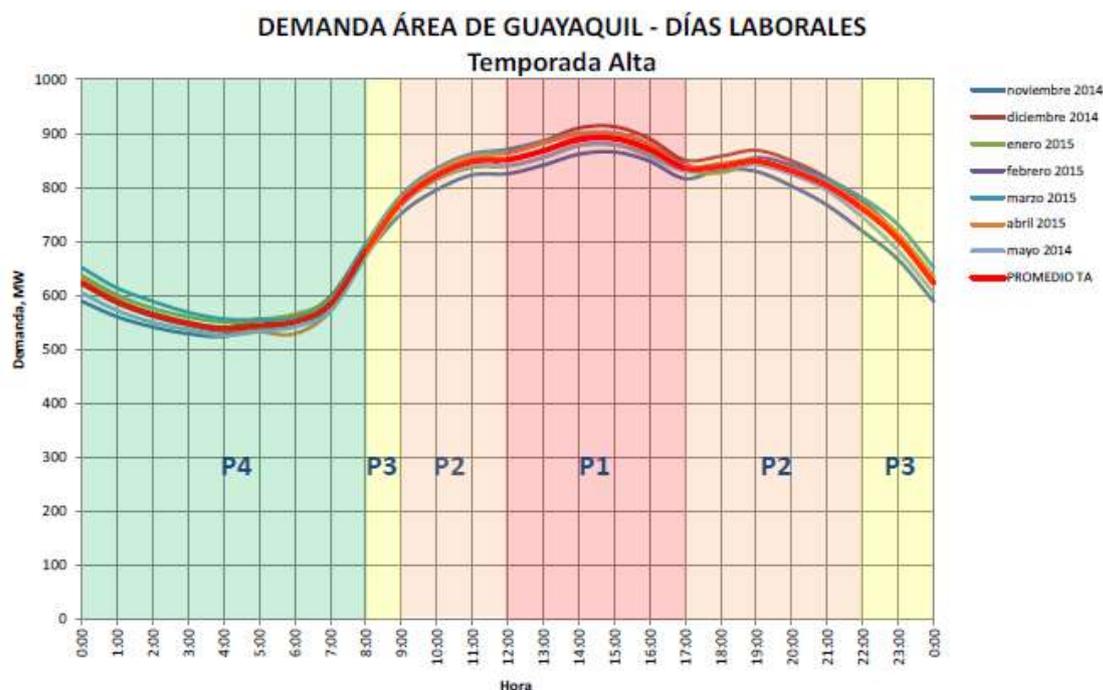
- A. Tarifas de discriminación horaria (Time of Use, TOU).** Estos programas consisten en la creación de estructuras de precio fijo que se mantiene vigente durante la duración del contrato de suministro del consumidor (normalmente un año con opción de renovación). Estos precios fijos, que pueden tener estructura binómica (término de potencia y término de energía) tienen un valor diferente en función del período del día que se considere (punta, llano, valle), siendo más altos durante los períodos de mayor demanda (punta) y más bajos durante los períodos de baja demanda (valle). La aplicación de este tipo de programas no requiere un sistema de control especial para verificar que el consumidor ha respondido a las señales de precio, ya que el incentivo para que el consumidor responda reside en la misma diferencia de precios en los diferentes períodos en los que se basa la tarifa, de forma que es el mismo consumidor quien decide en cada momento si se ajusta en mayor o menor medida a la estructura de discriminación. Se han definido dos productos de este tipo:
- **PDR01: Tarifa de Discriminación Horaria (TOU-DH).** Este producto consiste en una tarifa clásica de discriminación horaria diseñada de acuerdo con los criterios antes mencionados para este tipo de programas.
  - **PDR02: Tarifa de Discriminación Horaria Especial (TOU-DHVE).** Este producto se basa en una modificación del anterior donde se ha incorporado un período “supervalle” con precios especialmente bajos para favorecer la recarga de vehículos eléctricos.
- B. Programas basados en señales de precios a usuarios.** Estos programas son una variación de las Tarifas de Discriminación Horaria, donde los precios utilizados en cada uno de los períodos no son fijos, sino que varían a lo largo del tiempo. Como en el caso anterior, es el consumidor quien decide si actúa o no ante cada una de estas señales de precio, que ya proporcionan el incentivo necesario para beneficiar las acciones de gestión asociadas, por lo que no es necesario ningún control adicional sobre las instalaciones del consumidor desde el punto de vista de la verificación. Se han diseñado dos productos de este tipo:
- **PDR03: Semáforo.** Este producto es una variante de las Tarifas de Discriminación Horaria donde, en lugar de una estructura fija de precios y períodos, el consumidor recibe un mensaje que le informa sobre los momentos en los que se producirán precios altos y cuándo ocurrirán, de forma que éste puede reaccionar de forma voluntaria y manual reduciendo el consumo en caso de que así lo estime oportuno.
  - **PDR04: Precios dinámicos (RPT).** En este caso, el consumidor recibe los precios horarios que tendrá la electricidad durante el día siguiente, de forma que puede ajustar su patrón de consumo en función de estos precios.
- C. Programas que requieren mecanismos de control adicional.** Estos programas están basados en el envío de señales de control a los consumidores participantes, que están obligados a modificar su patrón de consumo de acuerdo con el programa

si no quieren ser penalizados. En función del programa, existen diferentes estrategias de control, desde el envío de una señal al consumidor para que sea él quien ejecute el programa hasta el control directo de sus cargas por parte del operador del programa. Considerando diferentes tipos de respuesta en función del tipo de consumidores que pudieran suscribir el programa, se han definido CUATRO productos de este tipo:

- **PDR05: Respuesta Automática a Precios (Carga Controlada o CPP):** Este programa está basado en la respuesta automática de los consumidores en función de los precios horarios de la energía. Para su aplicación se requiere la implementación del protocolo de comunicación Open ADR, diseñado por el *Lawrence Berkeley National Laboratory*.
- **PDR06: Respuesta Rápida a Precios (Fast DR):** Este programa supone una variación al anterior, ya que la respuesta automática a precios de los consumidores debe ser inferior a 4 segundos. Por esta respuesta rápida, este programa es óptimo para su utilización en servicios de regulación de frecuencia (reserva secundaria) aplicables por parte del Operador del Sistema.
- **PDR07: Control Directo (DC):** A través de este programa, el operador es capacitado para actuar directamente sobre las cargas de los consumidores que lo suscriban, pudiendo realizar desconexiones o reducciones de demanda cuando así lo estime oportuno.
- **PDR08: Vehículos a red (V2G):** Este último programa está diseñado para los puntos de conexión a la red de vehículos eléctricos, que constituyen unidades de almacenamiento distribuido desde el punto de vista de la operación. Por lo tanto, este programa permitiría a los usuarios de vehículos eléctricos la utilización de sus baterías para, de forma dinámica, consumir energía eléctrica para recarga o verter la energía almacenada ante el requerimiento de un operador. Esta capacidad de verter energía a la red necesitaría equipos de control y regulación específicos, por lo que la implantación de este programa solamente será factible en el caso de unidades de recarga debidamente equipadas.

### 5.8.2 Estrategias a nivel de sistema (Time Of Use)

En un estudio de nuevas tarifas y precios dinámicos se definen los nuevos periodos tarifarios de las tarifas con discriminación horaria propuestas para aplicar por zona de concesión. El operador del transporte en cada área será el encargado de fijar los precios de cada periodo con el objetivo de minimizar las pérdidas por transporte de la energía eléctrica aplanando la curva de demanda. Por ejemplo en la **Figura 70** se presentan los periodos tarifarios propuestos para la zona de concesión CNEL- Guayaquil.



**Figura 70. Periodos tarifarios propuestos para la zona de concesión de Guayaquil. Días laborales-temporada alta**

Debido a que las TOU están diseñadas para un proceso de optimización a nivel de sistema de transmisión, podrían no mejorar o incluso aumentar picos de demanda en alimentadores de distribución. A continuación, se aplica el efecto de las tarifas propuestas a los perfiles obtenidos en los apartados anteriores.

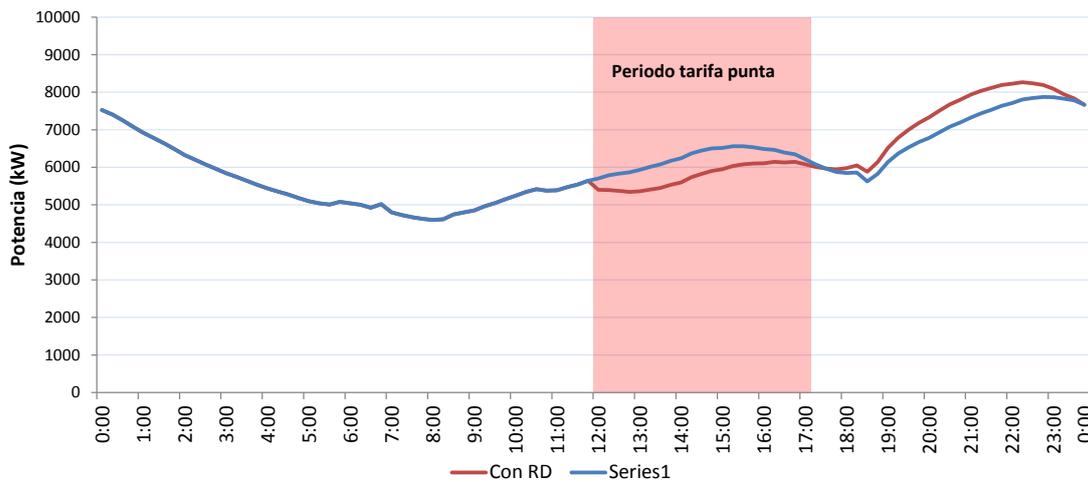
### 5.8.3 Aplicación de TOU en pequeños consumidores

Se muestra el procedimiento para introducir la modificación de los perfiles de demanda para el consumo del conjunto de elementos agregados de los pequeños consumidores (iluminación, frigoríficos, lavadoras, etc.) y los nuevos elementos de penetración rápida considerados.

A efectos de cálculo en la metodología se modificarán las CDAiPM en el caso de los consumos agregados, y los perfiles de demanda medios en el caso de los consumos de los nuevos elementos considerados para el nivel de respuesta estimado en cada caso.

#### 5.8.3.1 Consumos agregados

En la **Figura 71** se muestra la evolución de la carga en los pequeños consumidores con la TOU propuesta en el escenario 3 de la zona de Guayaquil. (15).

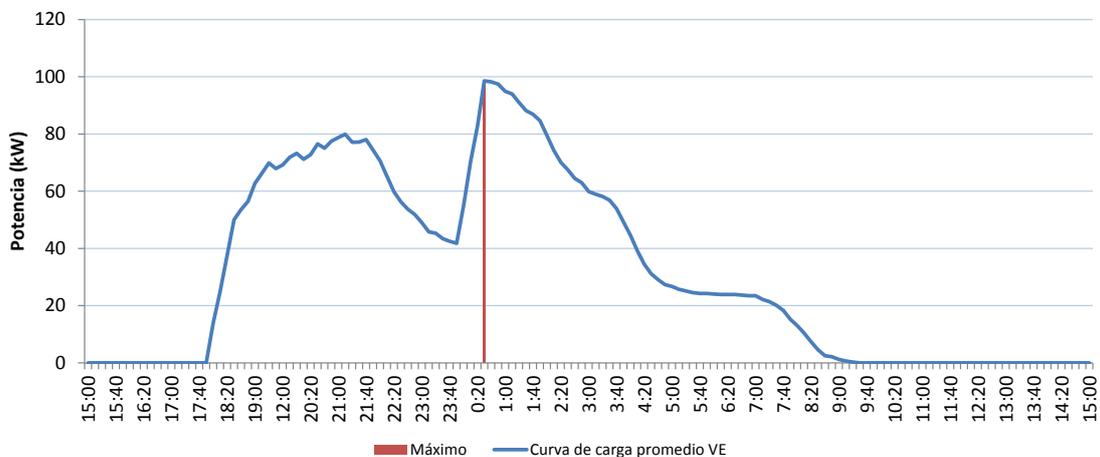


**Figura 71. Curva de carga de pequeños consumidores con y sin TOU. Zona: Guayaquil, escenario 3.**

Como se puede observar, se ha supuesto un traslado del 15% de la demanda residencial de las horas del periodo de facturación punta al siguiente periodo para el porcentaje de clientes estimado que se acogería a dicha tarifa. El traslado realizado se ha basado en otros estudios realizados para otros países europeos. En este caso la aplicación de la TOU supone un aumento de la punta de la curva de carga de la zona, esto es debido a que la zona estudiada presenta un alto porcentaje de consumo residencial, que posee el pico de consumo fuera del periodo de tarifa punta de las TOU diseñadas que responden mejor a consumos industriales y comerciales más representativos en la zona de concesión.

### 5.8.3.2 Consumos de los nuevos elementos considerados

Para el caso de los nuevos elementos considerados se dispone de mayor cantidad de información de uso, por lo tanto, se puede estudiar el efecto de las TOU por separado. En la **Figura 72** se muestra la modificación de la curva por uso de VE para el escenario 3 donde el 40% de usuarios de VE se acogen a TOU. Como se observa se ha recortado en un 23% la punta de la curva de consumo media.



**Figura 72. Curva media de uso de VE con TOU. Zona Guayaquil-escenario 3.**

### 5.8.4 Aplicación de TOU en clientes con registro horario

Los clientes con tarifa con registro horario en teoría ya poseen un perfil de consumo optimizado a los periodos tarifarios establecidos en el escenario base. Por lo tanto, para evaluar el cambio de los mismos con los nuevos periodos tarifarios propuestos, se debe comparar el cambio en los periodos con las nuevas tarifas para cada zona de concesión. Por ejemplo en la **Figura 73** se muestra el cambio de los periodos de facturación en la zona de concesión de Guayaquil.

	Tarifa existente	Tarifa nueva
0:00	3	4
1:00	3	4
2:00	3	4
3:00	3	4
4:00	3	4
5:00	3	4
6:00	3	4
7:00	3	4
8:00	1	3
9:00	1	2
10:00	1	2
11:00	1	2
12:00	1	1
13:00	1	1
14:00	1	1
15:00	1	1
16:00	1	1
17:00	1	1
18:00	1	2
19:00	2	2
20:00	2	2
21:00	2	2
22:00	2	3
23:00	3	3
0:00	3	3

**Figura 73. Comparación de los periodos de la tarifa por periodos existente y la tarifa nueva propuesta.**

Por ejemplo, viendo la comparativa entre los periodos existentes y los nuevos propuestos en la zona de Guayaquil, se puede prever un adelantamiento aproximado de una hora de los perfiles productivos industriales. Sin embargo, cada cliente debería estudiarse por separado debido a la gran diferencia en el uso de la energía.

### 5.8.5 Estrategias a nivel de redes inteligentes

Dentro del nuevo marco de redes inteligentes, se diseñan nuevas herramientas para el operador de distribución con el objetivo de gestionar posibles problemas de congestión localizados. Algunas de estas herramientas son:

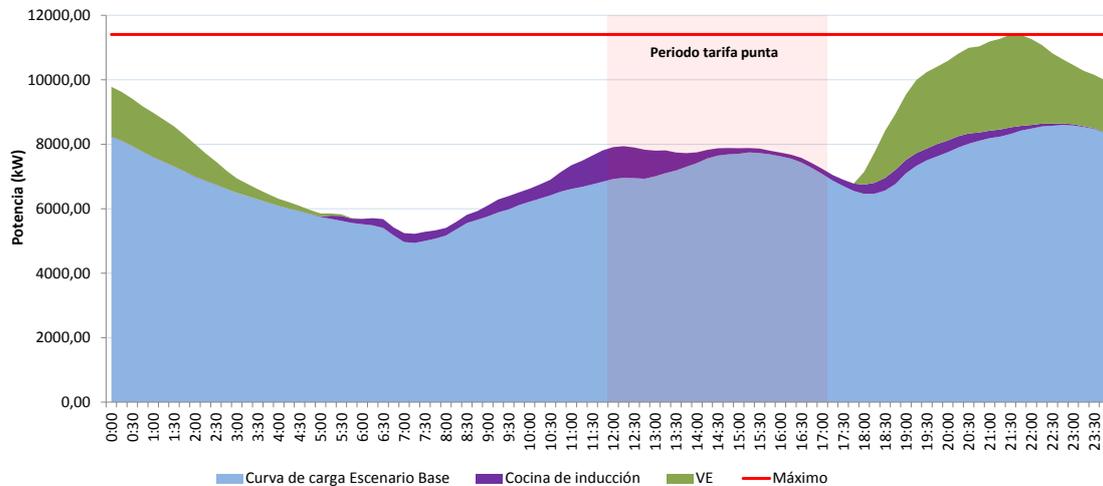
- Respuesta rápida a precios
- Carga controlada

- Precios dinámicos

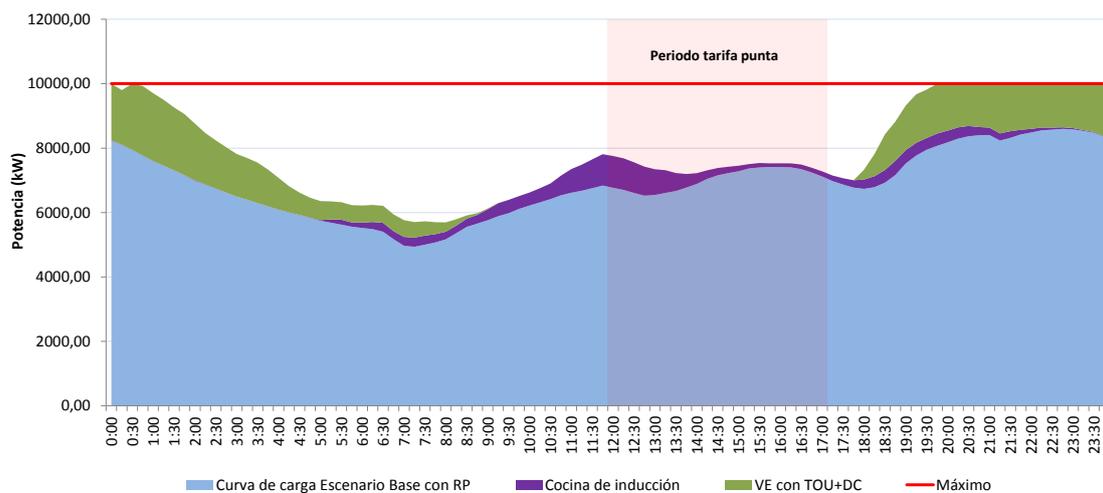
Estas herramientas aplicadas dentro del proceso de planificación pueden suponer un retraso de la inversión y un ahorro de costos importante, por lo tanto, deben de ser consideradas en nuevas metodologías propuestas.

Un ejemplo de aplicación puede ser la carga controlada de algunas cargas importantes distribuidas por la red como el vehículo eléctrico.

Con la gestión controlada del 4% de la carga diaria por vehículo en el escenario 3 de la zona de Guayaquil se consigue reducir un 14% la punta de la curva de demanda de toda la zona. Esto se puede ver en las **Figura 74** y **Figura 75**:



**Figura 74. Curva de demanda con desagregación de cocina de inducción y vehículo eléctrico. Zona Guayaquil-escenario 3. Sin estrategias de gestión de la demanda**



**Figura 75. Curva de demanda con desagregación de cocina de inducción y vehículo eléctrico. Zona Guayaquil-escenario 3. Con estrategias de gestión de la demanda: TOU + Control Carga VE**

### 5.9 Cálculo curvas de demanda en puntos de conexión

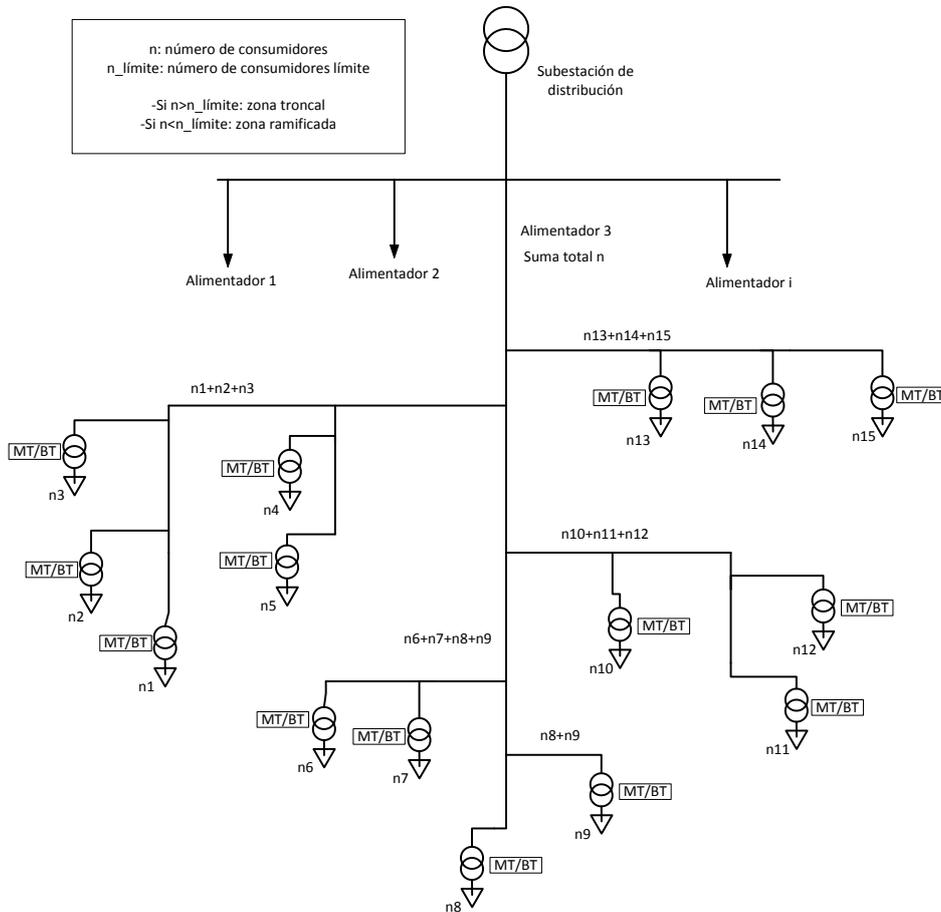
Este apartado dará lugar a los resultados de entrada de la metodología de planificación y refuerzo a verse en el capítulo 6 de esta tesis.

Los elementos de una red eléctrica de distribución están sometidos a un distinto nivel de variación de carga dependiendo del número de puntos de conexión situados aguas abajo. Conforme aumenta el número de puntos de conexión aguas abajo, el perfil resultante del elemento estudiado (suma de perfiles de los puntos de conexión finales asociados) disminuye su dispersión. Ello implica que los elementos que conforman la red necesiten un mayor dimensionamiento respecto al perfil de carga medio conforme disminuya el número de puntos de conexión situados aguas abajo.

Para considerar este efecto y en miras a definir los criterios de dimensionamiento en la metodología de planificación y refuerzo, se divide el estudio de la red en dos partes:

- **Zona troncal:** elementos cuyo número de consumidores aguas abajo sea mayor a un valor límite de número de consumidores ( $n_{\text{limite}}$ ).
- **Zona ramificada:** elementos cuyo número de consumidores aguas abajo sea menor a un valor límite de número de consumidores ( $n_{\text{limite}}$ ). Esta incluye todos los C.T. independientemente del número de consumidores que se alimente.

En la **Figura 76** puede verse el criterio de distinción entre las zonas:



**Figura 76. Esquema de división zonal de redes de distribución**

El criterio para definir cada parte de la red es el número de puntos de conexión finales situados aguas abajo. Se considera  $n_{\text{límite}}$  100 puntos de conexión aguas abajo puesto que se ha tomado la hipótesis de que por encima de dicha cifra el factor de simultaneidad no varía significativamente.

Para cada parte la agregación de los perfiles de demanda se realizará de forma diferente. A continuación, se explica el cálculo de los perfiles en cada caso.

### 5.9.1 Cálculo del estado de carga de la zona troncal

A continuación, se detalla el proceso de obtención de los perfiles de los puntos de conexión finales. Una vez obtenidos los perfiles de cada punto de conexión, se tomará el punto del máximo de cada uno de ellos para planificar la red.

#### 5.9.1.1 Pequeños consumidores

Se calculan las curvas a nivel de alimentador de los nuevos elementos considerados de demanda y generación distribuida asociados a pequeños consumidores y se reparten uniforme entre los clientes en función de su consumo mensual sumándose a la Curva de Carga del Pequeño consumidor calculada en el apartado 5.4.1.

La ecuación de la curva de carga de cada cliente es la siguiente:

$$CCPC_{i\text{esc}.j} = CCPC_{i\text{esc}.base} * (1 + Cesp * n + Cexp_{sin})^{\text{año esc}.j} + \sum CNEA_i * \frac{CPC_j}{SCF} * (1 + Cesp * n)^{\text{año esc}.j} \quad (13)$$

Siendo:

- $n$ : número de pequeños consumidores conectados al C.T.

#### 5.9.1.2 Clientes con Registro Horario

Las curvas de los clientes con registro horario son las calculadas en el apartado 5.4.2. Se les sumarán los perfiles específicos de los nuevos elementos de demanda y generación distribuida.

#### 5.9.1.3 Servicios con tarifa de alumbrado público

Las curvas de los clientes con servicio de alumbrado público son las calculadas en el apartado 5.4.2.

### 5.9.2 Cálculo del estado de carga de la zona ramificada

A cada punto de conexión se le asigna su perfil de demanda y posteriormente los elementos de consumo y generación distribuida según los siguientes criterios:

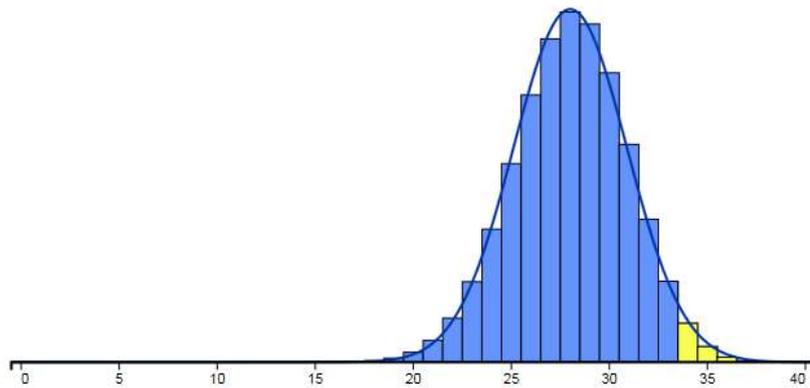
- El reparto de los nuevos elementos considerados se realiza a nivel de C.T. de acuerdo a una distribución binomial con un nivel de confianza del 95% para los niveles de penetración estimados en cada escenario:

$$X \sim B(n, p) \quad (14)$$

**Población  $n$ :** Número de elementos conectados al C.T. asociado en un escenario saturado. Por ejemplo, si consideramos el estudio de penetración de cocina de inducción  $n$  = número de clientes residenciales conectados.

**Probabilidad de ocurrencia  $p$ :** Grado de penetración.

Por ejemplo, para un transformador con 40 usuarios conectados con una penetración del 70%, se definirá una penetración para el caso de cocina de inducción de 33 cocinas. En la **Figura 77** se indica la distribución binomial:  $X \sim B(40, 0,7)$ .



**Figura 77. Distribución binomial B (40, 0,7). Área mayor del 95% de probabilidad.**

- Los perfiles de los nuevos elementos asociados a cada punto de conexión, se calcularán con el factor de simultaneidad (proveniente de su CFS) según el número de consumidores conectados a su C.T.

Una vez obtenidos los perfiles de cada punto de conexión, se tomará el punto del máximo de cada uno de ellos para planificar la red.

### 5.9.2.1 Pequeños consumidores

La ecuación de la curva de carga de cada cliente es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 CCPC_{i\text{esc}.j} = & CCPC_{i\text{esc}.base} (1 + Cesp * n + Cexp_{sin})^{\text{año esc}.j} & (15) \\
 & + \left( \frac{\sum_{e.demanda} Pe.demanda_i * CFS(x) * X}{n} \right) * (1 + Cexp_{sin})^{\text{año esc}.j} \\
 & + \left( \frac{\sum_{e.GD} Pe.GD_i * Y}{n} \right) * (1 + Cexp_{sin})^{\text{año esc}.j}
 \end{aligned}$$

Siendo:

- X: número de elementos de demanda del C.T. asociado en el escenario j.
- Y: número de elementos de generación distribuida del C.T. asociado en el escenario j.
- n: número de pequeños consumidores conectados al C.T.

En la **Tabla 18**, se resumen los acrónimos utilizados en este capítulo:

**Tabla 18. Acrónimos utilizados en la metodología de previsión de la demanda**

Acrónimo	Nombre	Observaciones
CAi	Curva de carga del alimentador i	Curvas reales de los alimentadores.
CCRH	Curva de Clientes con Registro Horario	
CSer	Curvas de elementos con tarifa servicios de alumbrado público.	Potencia nominal durante horas de uso.
CDAiPC	Curva de Demanda del alimentador i de Pequeños Consumidores	=CAi – CCD – CLum Representa la parte del consumo de los pequeños consumidores: residenciales y comerciales pequeños.
CDAiPM	Curva de Demanda del alimentador i día Promedio Mensual	Se escoge el mes con mayor consumo de toda la zona. Para dicho mes se promedian las curvas diarias CDAiPC a una que representa el día promedio.
CDAiDmax	Curva de Demanda del Alimentador i del Día máximo	Se escoge de las CDAiPC la del día del máximo (para cada alimentador) del mes con mayor consumo.
CFMAi	Curva Factor Máximo del Alimentador i	=CDAiDmax /CDAiPM Representa la variabilidad del día máximo respecto al día promedio.
CPCj	Consumo promedio Mensual del Pequeño Consumidor j	Es el promedio del consumo mensual del cliente j en los últimos 6 meses reflejado en el registro comercial.
SCF	Suma del consumo facturado de los pequeños consumidores.	Es la suma de los clientes que no poseen registro horario.
Cesp	Crecimiento específico.	Incremento porcentual de la demanda debido al incremento de consumo eléctrico por unidad de población.
Cexp <sub>sin</sub>	Crecimiento expansivo sin infraestructura.	Incremento porcentual de la demanda debido al incremento de consumo eléctrico por nuevos puntos de consumo que no requieren de la instalación de nuevos C.T.
Cexp <sub>con</sub>	Crecimiento expansivo con infraestructura.	Incremento porcentual de la demanda debido al incremento de consumo eléctrico por nuevos puntos de consumo que sí requieren

Acrónimo	Nombre	Observaciones
		de la instalación de nuevos C.T. y líneas de MT adicionales.
<b>CCPCj</b>	Curva Carga Pequeño Consumidor	$CCPC_j \text{ escenario base}$ $= \frac{CPC_j * CDAiPM * CFMAi}{SCF}$
<b>PD C.T.i</b>	Perfil de Demanda del C.T.i	
<b>FS</b>	Factor de Simultaneidad	
<b>CFS</b>	Curva Factor Simultaneidad	
<b>FC</b>	Factor de Carga	FC = Energía neta generada en t / (Pnominal*t)
<b>CNEAi</b>	Curva Nuevos Elementos Alimentador i	Consumo agregado de todos los elementos de demanda y generación distribuida a nivel de alimentador
<b>P e. demanda i</b>	Perfil del elemento de demanda i	$P e. demanda_i = \frac{Curva\ media * Pnominal}{Máximo\ de\ Curva\ prom}$
<b>P e.GD i</b>	Perfil del elemento de generación distribuida i	$P e. generación_i$ $= PGen. día más desfavorable$ $* P nominal instalada$

### 5.9.2.2 Clientes con registro horario

Las curvas de los clientes con registro horario son las calculadas en el apartado 5.4.1. Se les sumarán los perfiles específicos de los nuevos elementos de demanda y generación distribuida.

### 5.9.2.3 Servicios con tarifa de alumbrado público

Las curvas de los clientes con servicio de alumbrado público son las calculadas en el apartado 5.4.2.

## 5.10 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se plantea una nueva metodología para la previsión de la demanda, donde se considera el impacto de nuevos elementos de demanda, el impacto de nuevos elementos de generación distribuida y la implementación de estrategias de gestión de la demanda. Se establecen unos escenarios con el objetivo de definir el estado de la red con la incorporación o penetración de nuevos elementos de consumo y generación distribuida para las distintas etapas del proceso de planificación considerando el crecimiento de la demanda, en este punto se realiza un desglose de la previsión de crecimiento vegetativo de la demanda.

En esta nueva metodología se calculan los perfiles de demanda de todos los puntos de conexión finales. Se distinguen entre los puntos de los que se disponen perfiles específicos y los que no disponen. De estos últimos se estima un perfil de consumo

desagregando la curva del alimentador asociado. Se modifican los perfiles de los puntos de conexión con la aplicación de estrategias de gestión de la demanda.

Con la finalidad de agregar los nuevos elementos de demanda y generación a los perfiles de los puntos de conexión se considera el factor de simultaneidad del número de consumidores conectados al C.T. asociado a cada punto de conexión. Se ha realizado una simulación de Montecarlo con el objetivo de conocer la distribución de probabilidad del consumo agregado en función de número de usuarios y elaborar la curva del factor de simultaneidad.

Se ha estudiado no obstante para planificaciones de refuerzo futuras la posibilidad de aplicar estrategias de gestión de la demanda con tarifas "Time Of Use" que ayudarían a repartir la demanda de energía durante todo el día y así reducir el pico máximo de consumo diario. Con esto se conseguiría reducir el dimensionamiento de las instalaciones en la red de distribución con su correspondiente ahorro económico.

Se ha establecido la manera de calcular el potencial de generación distribuida basada en energía fotovoltaica en las cubiertas de los edificios de la zona de estudio. En el futuro podría explotarse para reducir costes del sistema eléctrico nacional, tanto desde el punto de vista económico como de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Los elementos de una red eléctrica de distribución están sometidos a un distinto nivel de variación de carga dependiendo del número de puntos de conexión situados aguas abajo. Para considerar este efecto y en miras a definir los criterios de dimensionamiento en la metodología de planificación y refuerzo, el estudio de la red se ha dividido en la zona troncal y en la zona ramificada. El criterio para definir cada zona de la red es el número de puntos de conexión finales situados aguas abajo. Este límite está definido cuando el factor de simultaneidad no varía significativamente.



## **CAPÍTULO 6 : METODOLOGIA DE PLANIFICACION EN REDES INTELIGENTES**

### **6.1 Introducción**

En este capítulo se va a desarrollar una metodología de expansión/adaptación para las redes de distribución bajo el nuevo paradigma de “Smart Grids”. Con este objetivo se pretende cumplir el nuevo modelo de planificación que consiste en la integración de todos los elementos y la posibilidad de gestión que ofrece el nuevo concepto de redes inteligentes, satisfaciendo el crecimiento de la demanda con los nuevos consumos durante el tiempo planificado, determinando las acciones futuras y las inversiones asociadas para poder alcanzar unos niveles de servicio a nivel de los consumidores adecuados.

La función principal que cumplen las redes que forman un sistema eléctrico de potencia es la de cubrir las necesidades de demanda de energía de los consumidores, permitiéndoles disponer de energía eléctrica de forma ininterrumpida y de acuerdo a unos requerimientos de calidad mínimos.

Para el desarrollo y cumplimiento de esta función se requiere una adecuada planificación en el diseño y operación de todo el sistema de energía eléctrica para garantizar su correcto funcionamiento durante un periodo de tiempo considerado. Por lo que las diferentes partes y agentes del sistema eléctrico deben dirigir sus acciones de forma organizada con un objetivo común.

En el presente capítulo se presenta la metodología de planificación de las redes de distribución. Se introduce primero el sistema de distribución y se marcan los objetivos a cumplir en la planificación, después se describe la metodología de planificación de refuerzo/expansión.

En la descripción de la metodología se detalla las partes del sistema eléctrico involucradas, se definen los datos requeridos, las consideraciones a tener en cuenta, se desarrollan los pasos a realizar, y se exponen los resultados esperados y las conclusiones alcanzadas.

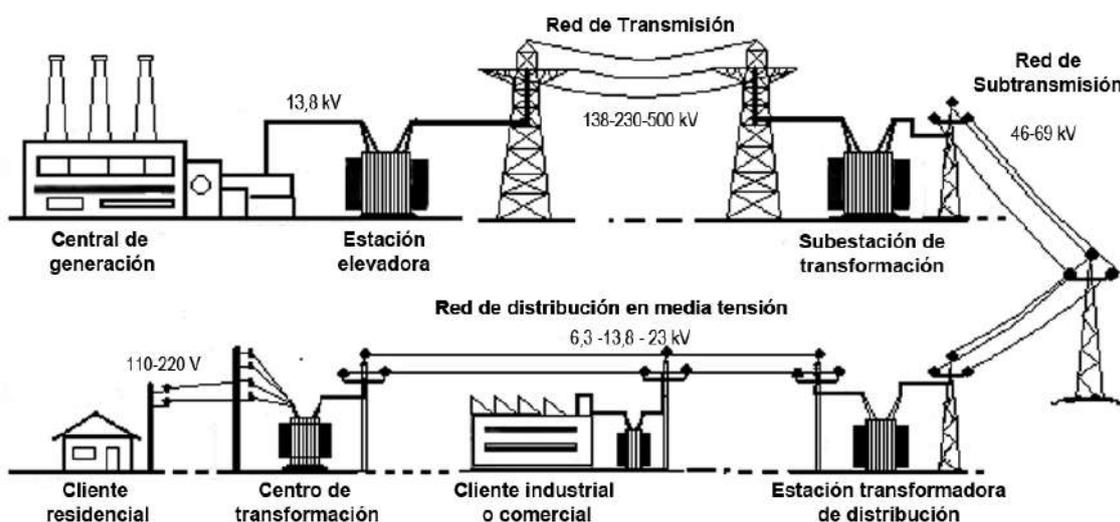
### **6.2 Planificación del sistema de distribución**

El objetivo principal de las redes que forman un sistema eléctrico de potencia consiste en cubrir las necesidades de los consumidores, permitiéndoles disponer de energía eléctrica de forma ininterrumpida y de acuerdo a unos requerimientos de calidad de servicio mínimos.

Un sistema eléctrico de potencia generalmente se divide en tres partes principalmente:

- **Generación:** cuya función es producir energía eléctrica en grandes cantidades, ubicado en zonas estratégicas donde se dan las condiciones necesarias ya sea por disponibilidad de recursos o rentabilidad económica.
- **Transmisión:** encargado de acercar grandes cantidades de energía hacia los puntos de demanda desde los grandes centros de generación.
- **Distribución:** responsable de suministrar la energía a los consumidores finales a unos niveles de tensión adecuados. La distribución se divide a su vez en la red de subtransmisión (alta tensión) y la red de distribución en media tensión.

En la **Figura 78** se puede visualizar esquemáticamente cada parte de sistema mencionada anteriormente. La metodología de planificación propuesta se centra en la **red de distribución en media tensión**. Esta red está limitada con la subtransmisión en las estaciones transformadoras de distribución o subestaciones y llega hasta los clientes finales. Esta red está compuesta a su vez en: líneas en media tensión (6,3-13,8-22 kV), centros de transformación, líneas en baja tensión (110-220 V) hasta los consumidores finales.



**Figura 78. Etapas de la cadena del suministro eléctrico. Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022**

La importancia de las redes de distribución en media tensión se basa en la proximidad de estas a los clientes finales, ya que sirven para abastecer a los puntos de consumo desde los transformadores de distribución cumpliendo con unas condiciones mínimas de calidad de servicio y de producto.

Estos modelos de planificación de redes de distribución en media tensión tienen en cuenta diferentes aspectos según los siguientes puntos de vista: técnico, social, medio ambiental y económico.

Desde el punto de vista técnico destaca la consideración de la problemática de los posibles flujos bidireccionales que existirán en ciertos momentos de los escenarios considerados, producidos por la pequeña generación distribuida instalada en los

consumidores. También destaca el análisis del impacto de las diferentes tecnologías en la red de forma individual o mediante múltiples combinaciones, partiendo de un escenario base que solo tiene en cuenta el crecimiento natural de la demanda.

Desde el punto de vista medio ambiental, se pueden destacar dos aspectos fundamentalmente: en primer lugar el aumento de la eficiencia energética del sistema eléctrico mediante la reducción de las pérdidas técnicas en los diferentes elementos de la red limitado tan solo por la rentabilidad de las acciones a implantar, y en segundo lugar una reducción de las necesidades de generación térmica convencional mediante un planteamiento para aumentar la posibilidad de integración de energías renovables en la red.

Desde el punto de vista social destacan: por un lado, el nuevo rol de los consumidores que participan activamente en mejorar la gestión de la red, por otro lado, se considera la calidad del servicio y del producto del suministro de energía con la finalidad de incrementar la satisfacción del consumidor.

Por último, desde el punto de vista económico, destacan: la nueva posibilidad que ofrece la respuesta de la demanda para conseguir aplazar inversiones en refuerzo de equipos, evitar el sobredimensionamiento de las instalaciones, en muchos casos innecesarios, optimizando el costo de la inversión de la red estudiada.

### **6.3 Objetivos**

El objetivo que pretende cumplir el nuevo modelo de planificación consiste en la integración de todos los elementos y la posibilidad de gestión que ofrece el nuevo concepto de redes inteligentes, satisfaciendo el crecimiento de la demanda con los nuevos consumos durante el tiempo planificado, determinando las acciones futuras y las inversiones asociadas para poder alcanzar unos niveles de servicio adecuados hacia los consumidores.

### **6.4 Metodología de planificación de expansión/refuerzo**

La planificación de refuerzo es quizás el tipo de planificación que se da con mayor frecuencia. Consiste en planificar bajo unas nuevas condiciones de carga, una red ya existente lo que limita las posibles soluciones a la hora de planificar, por tanto, no se centra en la localización específica de las cargas sino en la modificación y mejora de la red actual para cumplir los nuevos requisitos de demanda.

Como se comentó anteriormente, esta metodología se centra en la red de media tensión de las redes de distribución, desde las estaciones transformadoras de media tensión o subestaciones de distribución hasta los centros de transformación de media/baja tensión. Se van a asociar las demandas de los consumidores al centro de transformación al que están conectados.

#### **6.4.1 Descripción de la metodología**

En este apartado se describe brevemente la metodología de expansión/refuerzo desarrollada para cumplir con los objetivos de la planificación.

Se pretende en esta metodología la planificación de las redes de distribución para un horizonte de tiempo a definir, dividido en sucesivos escenarios en los que se van integrando las variaciones de la demanda y/o generación distribuida que se consideren en cada escenario definido.

Una vez que se han caracterizado las demandas en los distintos escenarios, según se define en el documento “Metodología de Previsión de la Demanda basada en Redes Inteligentes para Planificación de las Redes de Distribución”, se realizan distintos flujos de carga para cada escenario en los estados de carga desfavorables, para los que se diferenciarán en la red dos niveles o zonas según donde se encuentren los elementos a analizar.

Una vez que se han realizado los distintos flujos de carga se pueden identificar los elementos a reforzar para lo cual se han de definir unos criterios en función de la cargabilidad y el nivel de tensiones de los elementos de la red.

Ya identificados los elementos a reforzar en cada escenario, lo que se realiza es el refuerzo de los elementos identificados del primer escenario, pero teniendo en cuenta las necesidades en los mismos para el último escenario, realizando el refuerzo en el momento necesario para cumplir durante el tiempo horizonte de planificación.

En el refuerzo de cada elemento se plantean dos fases, en la primera se refuerza cada elemento hasta el estado de mínimo cumplimiento de cargabilidad y tensiones, aumentando los tamaños de equipos y secciones, para después en la segunda fase, evaluar económicamente a partir de la red resultado de la primera fase entre distintas acciones de refuerzo. Y finalmente seleccionar aquellas de costo óptimo que cumplirán con un funcionamiento adecuado en la red llegando a la solución final óptima de planificación.

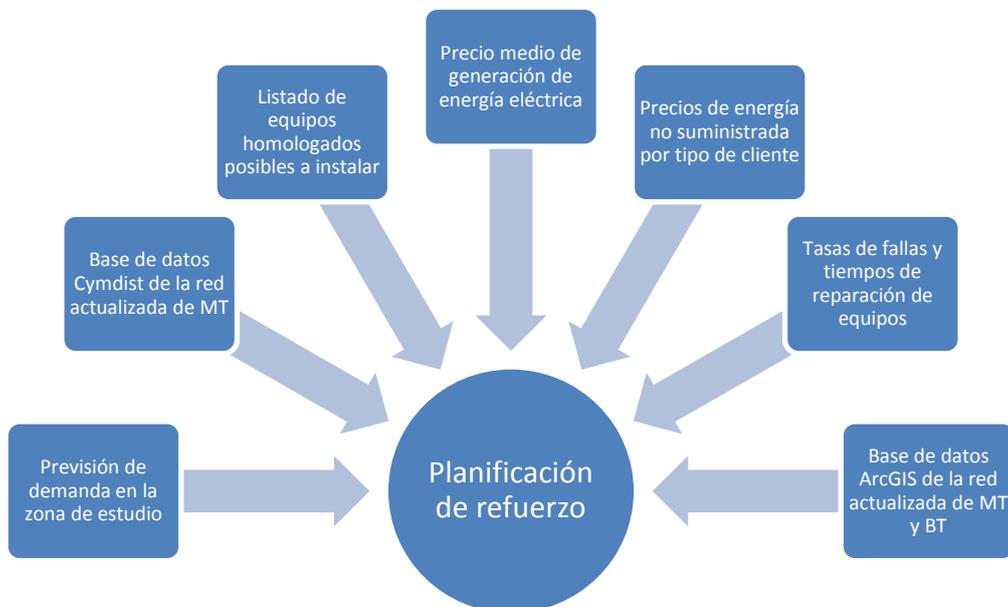
#### **6.4.2 Datos de entrada al modelo**

Para llevar a cabo el proceso de planificación de refuerzo será necesario disponer de:

- Características de la red de distribución en CYMDIST (programa utilizado para realizar los análisis de flujo de cargas). La base de datos en CYMDIST consta de dos archivos en formato MS Access denominados “Equipos.mdb” y “Red.mdb”, o uno solo que incluye los dos. En ellos están definidos todos los equipos utilizados en la red mediante sus parámetros eléctricos y de operación, así como su ubicación dentro de esta y conexiones entre ellos, permitiendo identificar cada equipo de forma individual y las relaciones que guarda con los demás. La base de datos tiene que estar actualizada a la fecha en que se realiza el estudio de planificación.
- Listado de equipos homologados a instalar. El listado de equipos a instalar tiene que contener de nuevo los parámetros eléctricos y de operación que pueda realizar, y el listado de precios unitarios o por unidad de longitud completo que incluya desde el costo de adquisición hasta los de puesta en obra, retirada de equipo y operación y mantenimiento anual.

- Previsión del crecimiento de la demanda de la zona con la red a planificar. Para la que se basa en el documento “Metodología de Previsión de la demanda basada en redes inteligentes para planificación de las redes de distribución”.
- Precios de generación de energía eléctrica a nivel nacional y su tendencia, información que se puede encontrar, en el caso de Ecuador, en el plan maestro de la electrificación del regulador del sector eléctrico (ARCONEL).
- Precios de la energía no suministrada para los diferentes tipos de clientes (residencial, comercial e industrial), que se puede encontrar, en el caso de Ecuador, en la regulación vigente publicada en la página del regulador (ARCONEL).
- Tasas de fallas de los diferentes equipos y distribución de fallas a considerar entre permanentes y momentáneas y trifásicas, bifásicas o monofásicas.
- Tiempos de reparación y restauración del servicio frente a los diferentes tipos de fallas.
- Identificación del número y características de los clientes asociados a cada centro de transformación
- Geobase de datos de la red (GIS) desde la estación transformadora hasta los consumidores finales (por ejemplo, en formato ArcGIS) con el máximo grado de detalle disponible, para poder observar los elementos de la parte de baja tensión como el alumbrado público o las redes de baja tensión, permitiendo también realizar análisis estadísticos georreferenciados, análisis espaciales, etc.

En la **Figura 79** se indica la información de entrada que se necesita.

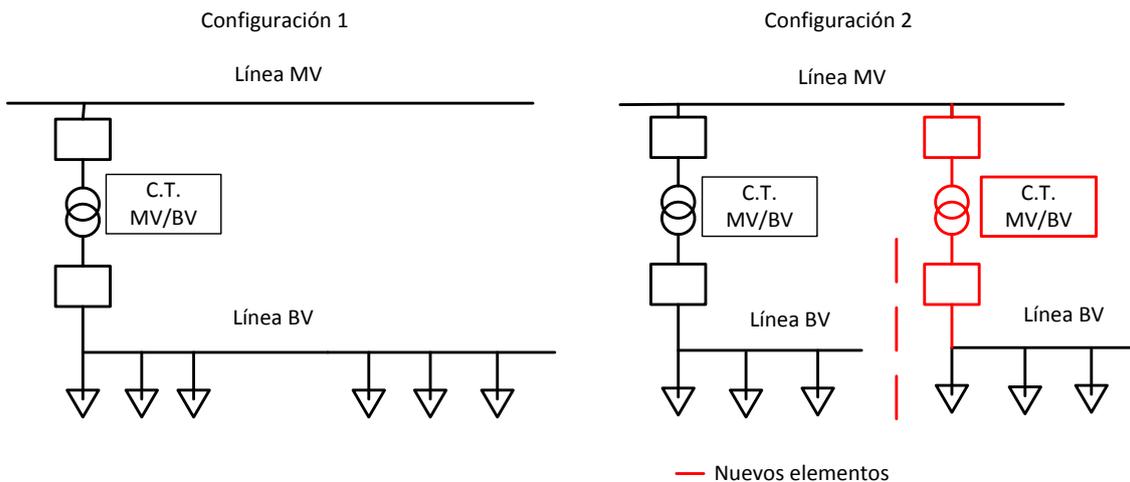


**Figura 79. Planificación de refuerzo**

### 6.4.3 Descripción de las acciones de expansión/refuerzo consideradas

Para cumplir los objetivos definidos se describen las posibles actuaciones a realizar en la red a reforzar, y se valora conceptualmente el desempeño de llevar a cabo estas acciones.

- Sustitución de transformadores en la subestación: se tendrá en cuenta en este caso dos posibles acciones que se estudiarán al detalle en cada subestación de las seleccionadas en las zonas. En primer lugar, se verá la factibilidad de cambiar transformadores por otros de mayor potencia siguiendo criterios similares a los de los centros de transformación, en segundo lugar, la posibilidad de añadir nuevos transformadores modificando la topología de las salidas de los alimentadores en relación a los transformadores que los alimentan.
- Cambios de sección de tramos existentes: para tramos sobrecargados o que puedan mejorar el perfil de tensiones en puntos que presenten subtensiones, se realizará la sustitución de los tramos indicados por otros de mayor sección.
- Trazado de nuevas rutas: se puede estudiar la alimentación a ciertos puntos de la red por caminos nuevos y alternativos a los existentes, en este caso la inversión se podrá justificar por el ahorro en pérdidas y sólo se evaluarán zonas concretas donde se den en general perfiles de tensión muy adversos y valores elevados de pérdidas.
- Sustitución de centros de transformación (C.T.) por otros del mismo tipo de mayor potencia: se considera una acción a evaluar y necesaria para el cumplimiento de los objetivos. La finalidad es sustituir los transformadores sobrecargados por otros de mayor potencia únicamente, manteniendo la configuración del transformador y su red, para mejorar el desempeño de esta actividad se estudia ubicar los transformadores retirados de la misma red a otros puntos de la misma.
- Introducción de nuevos centros de transformación (C.T.): ubicación de un nuevo centro de transformación en la red, se limita su estudio y ubicación al caso de repartir cargas cuando un centro de transformación está sobrecargado, y se pueda a partir de la estructura de la red de baja tensión hacer un reparto equilibrado entre el transformador existente y el nuevo, como se indica en la **Figura 80**. También se considera la adición de nuevos clientes a centros de transformación existentes afectando en un aumento de carga en el propio transformador del centro de transformación.



**Figura 80. Cambios que implica la acción de introducción de nuevos C.T.**

- Introducción de autotransformadores con función de reguladores de tensión: se estudia su ubicación en zonas donde haya gran diferencia de tensiones en los puntos de la red provocadas por las variaciones de carga.

Para finalizar, habría que mencionar que no se considerará en el modelo la reubicación de subestaciones ni tampoco de los centros de transformación, puesto que, aunque en algunos casos pudiera suponer un ahorro significativo de las pérdidas técnicas se estima que no será suficiente como para justificar la inversión requerida en dicho cambio. En el caso de los centros de transformación (C.T.), como ya se ha comentado en este apartado, se ha considerado la posibilidad de introducir nuevos centros de transformación para dividir la demanda existente entre el transformador nuevo y el existente.

#### 6.4.4 Procedimiento

Una vez que se han obtenido los perfiles de carga de los distintos escenarios se tiene que comprobar el estado inicial de la red y el reparto de la carga que se realiza. Verificando que la red de partida se encuentre funcionando correctamente y que el reparto se realiza de forma adecuada para el escenario base.

Tras esta comprobación inicial se seguirán los puntos que se muestran en la **Figura 81** donde puede verse el diagrama de procesos de la metodología desarrollada.

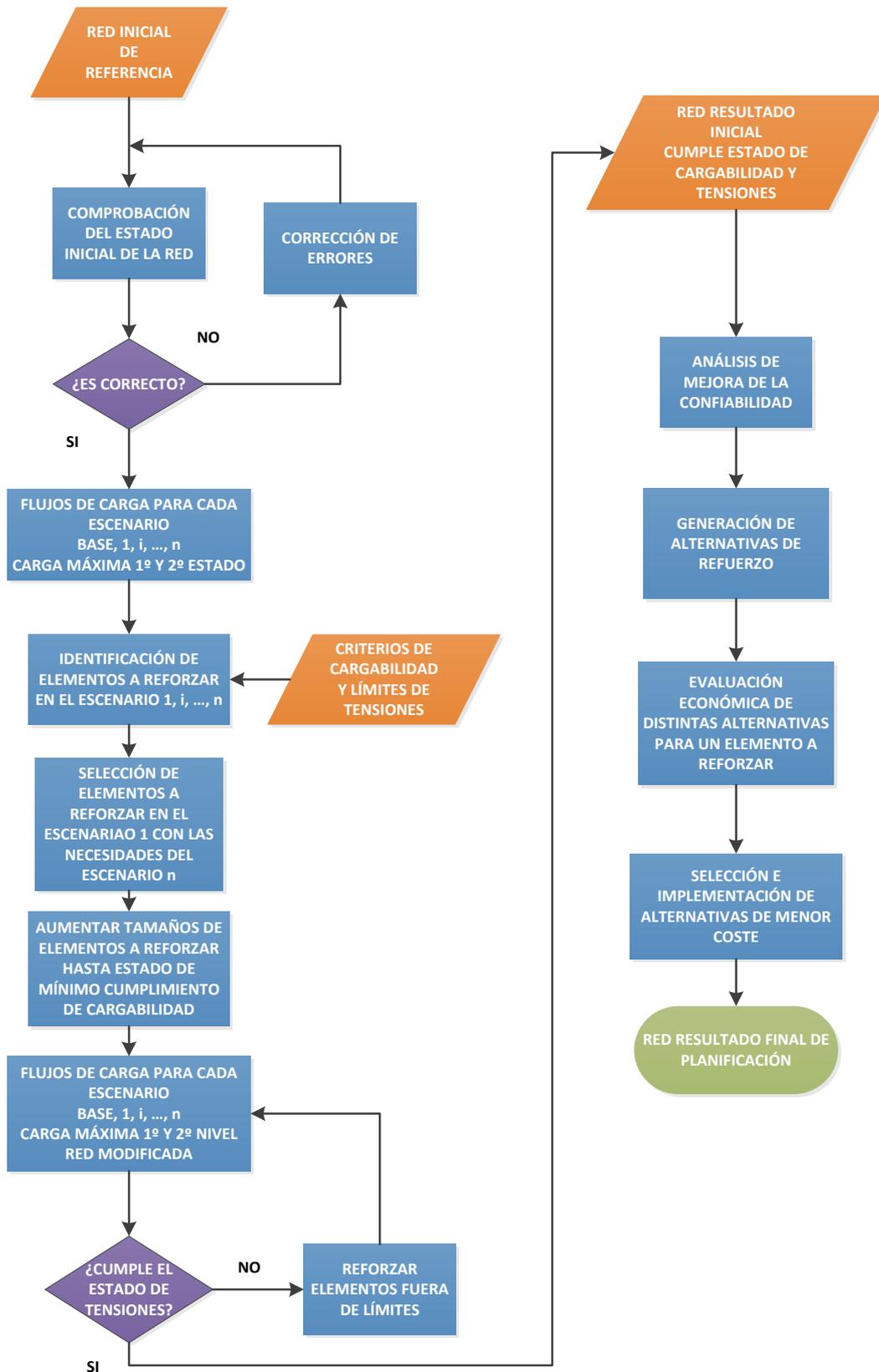


Figura 81. Esquema de procesos metodología de planificación de expansión/refuerzo

En los siguientes apartados se desarrollan los puntos relevantes para la consecución del proceso de planificación.

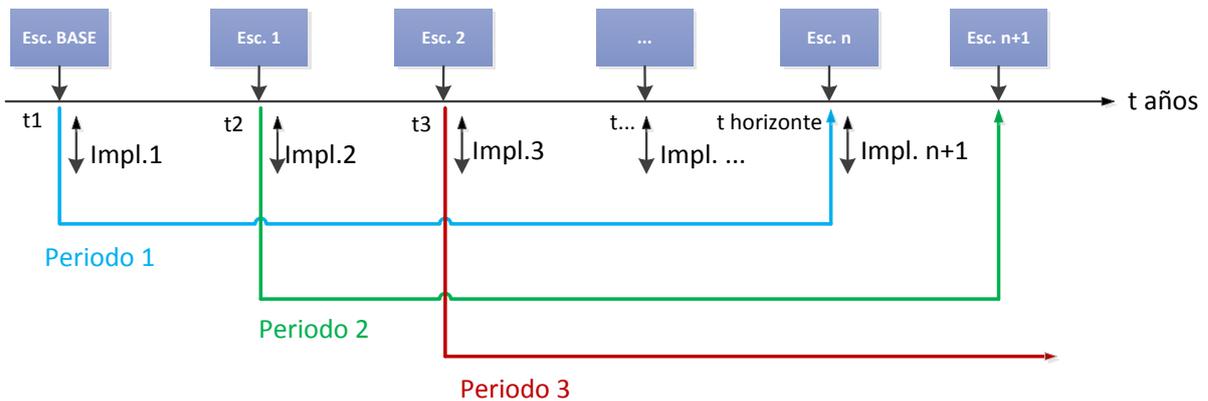
#### 6.4.4.1 Horizonte de planificación: Consideración de escenarios.

Tiene que definirse un tiempo horizonte para la planificación, el cual se va a dividir en distintos periodos por medio de los escenarios que se consideren.

La idea es la sucesión de escenarios que representen los estados de demanda previstos durante tiempo horizonte de planificación. En cada escenario queda definido el estado de todos los elementos (demandas o generación distribuida) de la red considerados en el mismo. Por ejemplo, en el caso de ciertas zonas los planes pueden ser las cocinas de inducción, los vehículos eléctricos o los paneles fotovoltaicos, incluida la gestión de la demanda y el crecimiento de la misma.

En la **Figura 82** se tiene: un tiempo horizonte de planificación dividido en un número de escenarios sucesivos (primeramente, se consideran equidistantes, pero pudiendo variar según las necesidades), y entre cada dos escenarios un periodo de implantación de las mejoras de refuerzo a la red. Es decir, las mejoras que se indican en el punto de implantación uno, tienen que estar implementadas como máximo justo antes de alcanzar el siguiente punto de implantación dos que se identifica con el comienzo del nuevo escenario uno. Siendo el escenario base el actual en el momento que se inicia la planificación.

En la **Figura 82** se muestra el esquema temporal de planificación donde se puede ver las relaciones de los escenarios y los periodos de implantación de refuerzos:



**Figura 82. Esquema temporal de planificación**

Así una vez se haya realizado el análisis de la red a cada uno de los escenarios planteados, se tendrán los elementos necesarios a reforzar para el funcionamiento adecuado de la red, y en qué momento es necesario llevar a cabo el refuerzo.

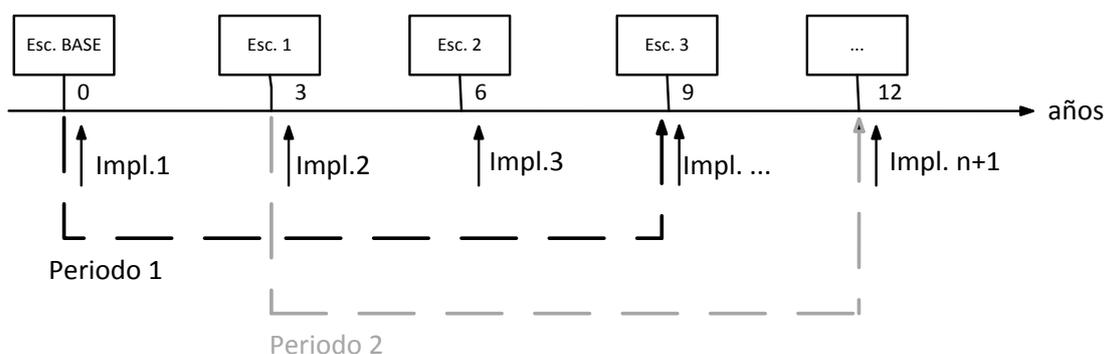
Con este esquema temporal lo que se propone es la realización iterativa del proceso de planificación. Es decir, se evalúan las mejoras a realizar durante el primer periodo de implantación considerando las necesidades previstas en el escenario final y los costos a lo

largo del horizonte de planificación. En los siguientes periodos de implantación se identificarán los elementos a mejorar, pero no se evaluarán pues se realizará sucesivamente en cada proceso de planificación.

Una vez realizado un primer proceso de planificación e implementado su refuerzo se llegará al siguiente escenario, se redefinen nuevos escenarios para otro horizonte de planificación en base a la progresión y grado de cumplimiento de los anteriores y a nuevas metas que puedan surgir, y se vuelve a repetir el proceso. Con lo que se consigue una realimentación en el tiempo de las necesidades en cada punto de implementación del proceso.

En el primer periodo de planificación se parte de la red del escenario base, en el periodo dos de planificación se parte de la red mejorada en el punto de implementación uno del periodo uno, en el periodo de planificación n se parte de la red mejorada en el punto de implementación uno del periodo n-1 y así sucesivamente.

En la **Figura 83** se muestra un ejemplo de un esquema temporal de planificación.



**Figura 83. Ejemplo de esquema temporal de planificación**

Cada uno de los escenarios se ha definido con un horizonte temporal de tres años, por tanto, entre el inicio partiendo del escenario base hasta llegar al último escenario definido transcurren nueve años.

Lo que se tiene así es una planificación con horizonte a nueve años, con tres puntos o periodos de implementación de mejoras. Se identifican las necesidades a nueve años y se define el punto de implementación según en qué momento sean necesarias llevarlas a cabo. Transcurridos los tres primeros años se redefinen tres nuevos escenarios para otros nueve años, y se vuelve a realizar la planificación para otros nueve años con otros tres puntos de implementación de mejoras.

Como el proceso se realimenta cada tres años, en esta metodología se evalúan las mejoras a realizar durante el primer periodo de implantación considerando las necesidades a los nueve años y los costos a lo largo de los nueve años, en los siguientes periodos de implantación se identifican los elementos a mejorar, pero no se evalúan pues se realizará sucesivamente en cada proceso de planificación.

#### 6.4.4.2 Selección de estados de carga desfavorables

El punto de partida es la obtención de los perfiles de carga en cada escenario, lo que se realiza según el documento “Metodología de Previsión de la demanda basada en redes inteligentes para planificación de las redes de distribución”, descrito en el capítulo 6.

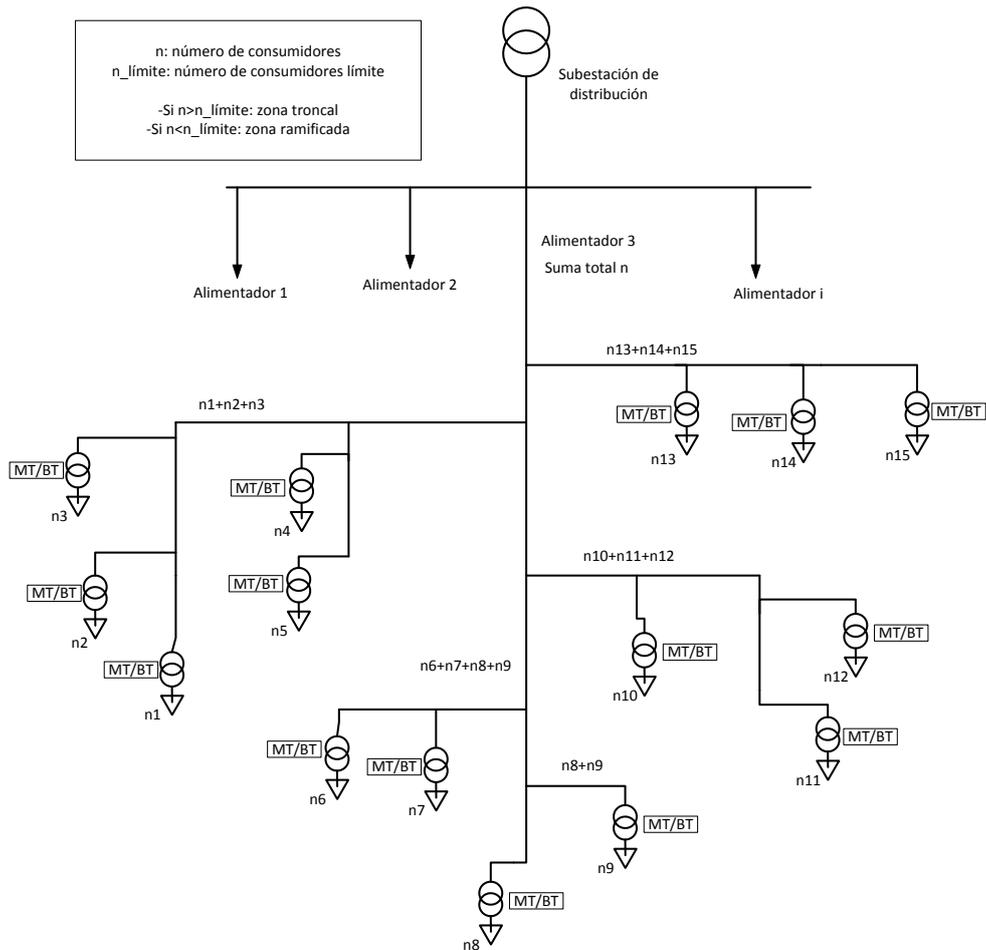
Para un mismo escenario se distinguirán dos estados desfavorables en la red, en los que se diferencien así los elementos que se encuentran situados aguas abajo en la red y los que se sitúan más aguas arriba, es decir, los elementos que se encuentran más cercanos al consumidor, o los que se encuentran más cercanos a la subestación o a nivel de alimentador principal.

Como criterio para ver en qué estado o zona se encuentra cada elemento se utiliza el número de consumidores situados aguas debajo de cada elemento, mediante la relación del número de consumidores con el factor de simultaneidad. El valor límite de número de consumidores que determina la división entre zonas, será aquel para el que la variación del factor de simultaneidad en función del número de consumidores no sea significativa.

Se tendrá:

- **Zona troncal:** elementos cuyo número de consumidores aguas abajo sea mayor a un valor límite de número de consumidores.
- **Zona ramificada:** elementos cuyo número de consumidores aguas abajo sea menor a un valor límite de número de consumidores. Esta incluye todos los C.T. independientemente del número de consumidores que se alimente.

En la **Figura 84** puede verse el criterio de distinción entre las zonas.



**Figura 84. Esquema de división zonal de redes de distribución**

Para los elementos en zona troncal se considerará como estado de carga desfavorable el de la carga máxima del alimentador en el día de demanda máxima, repartida la carga uniformemente entre los consumidores en función del consumo de energía de cada uno. Este estado refleja un estado probable y representativo para estos elementos en el punto desfavorable.

Para los elementos de la zona ramificada se considera el estado de carga desfavorable aquel con la demanda máxima específica del mismo elemento. Por tanto, será un escenario global hipotético, pero necesario a este nivel de red en el que solo se podrán caracterizar los elementos de esta zona.

Así se da solución adecuada a cada zona de la red, sin realizar sobredimensionamiento innecesario en caso de realizar un estudio de toda la red según la cargabilidad de la zona ramificada, y considerando los máximos de carga de elementos específicos que no se tendrían en cuenta en caso de realizar un estudio de toda la red según la cargabilidad de la zona troncal.

Resultando que en cada escenario se van a evaluar dos estados distintos de carga para analizar las distintas zonas definidas de la red.

#### **6.4.4.3 Análisis de flujos de carga de los distintos escenarios**

Ya seleccionados los estados de carga más desfavorables para cada escenario, se introducen los datos de carga a la red de referencia actual y se realiza un flujo de cargas para cada uno de los estados de carga en cada uno de los escenarios.

Para las zonas en consideración los flujos de carga se realizan mediante el software de análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia Cymdist con la misma red de partida para los tres escenarios.

Como resultado se obtienen visualmente en la pantalla principal de Cymdist y en reportes en forma de tablas los elementos que sobrepasan las especificaciones de funcionamiento en condiciones normales, e igualmente se tiene en los reportes correspondientes para cada tipo de equipo los resultados del flujo de carga, que serán las amplitudes de las tensiones y los ángulos de desfase en cada punto, así como las potencias y corrientes que fluyen a través de cada línea y transformador comprobando en cada elemento de la red el grado de carga y los límites de tensiones máximos y mínimos. Además, se pueden obtener valores de pérdidas, corrientes y otros datos que se tengan que utilizar posteriormente o se consideren interesantes. También es importante considerar la máxima intensidad de corriente que puede circular de manera continua por un conductor eléctrico sin que este sufra daños (ampacidad) [156] [157] [158].

#### **6.4.4.4 Identificación de elementos a reforzar**

Del proceso anterior se identifican los elementos que dan problemas para cada escenario, incrementándose en número y/o magnitud conforme se avanza de un escenario al siguiente.

Los criterios que se establecen para identificar los elementos son el grado de cargabilidad admisible en cada elemento en función de la cargabilidad nominal y el nivel de las tensiones en función de la tensión nominal.

Para el caso de las zonas se van a considerar como criterios los siguientes valores:

En el caso de una línea ya sea subterránea o aérea, se considera necesario un refuerzo en caso de dar en el flujo de carga punta al nivel considerado un grado de carga mayor al 100%. Se considera este valor pues en los flujos de carga realizados ya se están considerando los puntos más desfavorables.

En el caso de un transformador ya sea trifásico o monofásico, y de centro de transformación o de subestación se considera necesario un refuerzo en caso de dar en el flujo de carga punta un grado de carga mayor al 100%. Se considera el mismo criterio anterior.

Se consideran sobretensiones o subtensiones en cualquier punto de la red cuando se alcanzan valores superiores a 1,05 p.u. e inferiores a 0,95 p.u. respectivamente.

#### **6.4.4.5 Refuerzo a estado mínimo de cumplimiento de cargabilidad y tensiones**

A partir de la identificación de los elementos a reforzar, se realiza un primer refuerzo que consiste en llevar esos elementos hasta el estado de mínimo cumplimiento de carga,

que es aquel cuyos elementos son capaces de cumplir con el criterio de cargabilidad definido para el último escenario de planificación siendo los elementos los de menor sección o potencia que lo cumplen.

Se procede a aumentar la sección en el caso de las líneas o el tamaño en el caso de otros equipos, hasta el primer equipo que satisface el estado de carga desfavorable en cada zona de la red en el último escenario con los criterios de carga descritos en el apartado inmediatamente anterior.

Una vez que se cumplen los criterios de carga se realizan de nuevo flujos de carga comprobando si se cumplen los límites de tensiones en los distintos puntos de la red.

En caso de cumplir el estado de tensiones se procederá al paso siguiente de evaluación económica. En caso de no cumplir el estado de tensiones se tiene que realizar un nuevo refuerzo que será la instalación de algún equipo tipo regulador de tensión o autotransformador o bien aumento de sección de los tramos aguas arriba. Decisión a criterio del planificador en función del nivel de tensión defectuoso y de la zona afectada, tamaño y localización.

Se realiza este paso hasta cumplir el estado de carga y tensiones y se obtiene como resultado una primera red resultado inicial.

Este primer refuerzo se realiza a partir del listado homologado de equipos posibles a instalar sin considerar en un primer momento los costos que implican.

#### **6.4.4.6 Desarrollo de acciones de expansión/refuerzo**

Obtenida la primera red resultado inicial, se procede a evaluar las distintas alternativas de refuerzo para un mismo elemento según las acciones descritas en el apartado "6.4.3 Descripción de las acciones de expansión/refuerzo consideradas", considerando siempre la red resultado inicial de referencia para la comparación de las distintas alternativas.

El primer paso será clasificar los elementos reforzados según el tipo de problema que los ha causado, siendo estas sobrecargas en equipos o tensiones fuera de límites.

En caso de subtensiones pueden haberse empleado dos tipos de refuerzos, que se haya aumentado la sección de alguna línea aguas arriba del punto que presenta bajas tensiones o que se haya instalado un equipo autotransformador o regulador de tensión.

Para el primer caso se evalúan nuevos aumentos de las secciones partiendo de las reforzadas inicialmente. Entonces a partir de las corrientes resultantes de los flujos de carga se calculan los costos de inversión en equipos, obra y pérdidas técnicas sólo de las líneas afectadas, no se evalúa confiabilidad al no cambiar la configuración de la red. Se van evaluando nuevas secciones hasta que la variación de costo final entre una sección y la siguiente empeore.

En el caso de haber utilizado algún equipo autotransformador o regulador de tensión se evalúa el aumento de potencia del equipo empleado tomando las mismas consideraciones anteriores, es decir, se parte del equipo reforzado inicialmente y se evalúan nuevos tamaños hasta que no se mejore la solución.

En caso de sobretensiones se utiliza un equipo autotransformador o regulador de tensión, se evalúa el aumento de potencia del equipo empleado tomando las mismas

consideraciones anteriores, es decir, se parte del equipo reforzado inicialmente y se evalúan nuevos tamaños hasta que no se mejore la solución.

Si es un transformador de subestación sobrecargado se evalúa primero el incremento de la potencia del transformador, partiendo del transformador reforzado inicial se van calculando los siguientes tamaños hasta que no se mejora la solución, se calculan costo de inversión de equipos, puesta en obra y pérdidas.

Dependiendo de la disponibilidad de espacio en la subestación se puede estudiar la posibilidad de la instalación de un nuevo transformador en la subestación, y la reconfiguración de la alimentación de los distintos alimentadores. Para este caso se tendría que evaluar todos los costos que implica de inversión de equipos, puesta en obra, pérdidas y además los de fiabilidad comparando con el caso de referencia para el aumento de potencia del transformador.

Si es una línea sobrecargada se evalúa el incremento de las secciones, partiendo de las secciones reforzadas iniciales se van calculando las siguientes secciones de mayor tamaño hasta que no se mejora la solución. Se puede establecer el criterio de secciones de mayor o igual tamaño aguas arriba, limitando así el incremento de las secciones en un tramo.

Si para el refuerzo de alguna de las líneas sobrecargadas, se observa mediante la visualización de la configuración de la red y su disposición en el plano que puede realizarse mediante un trazado alternativo, se puede estudiar esta alternativa calculando los costos que implica en adquisición, obra, pérdidas y fiabilidad al cambiar la configuración de la red. En este caso si sería necesario calcular la fiabilidad también para el caso de referencia del cambio de sección para realizar la comparación.

Este nuevo trazado se limita a las posibilidades del trazado vial existente, pues las líneas que se puedan crear discurrirán a través del mismo.

Si es un transformador de C.T. sobrecargado se estudia el aumento de la potencia del transformador partiendo del reforzado inicialmente hasta que no se mejora el costo.

A partir de la configuración de la red y la distribución de las cargas se estudia también en los casos que sea posible la adición de un nuevo transformador sin variar la configuración de las líneas en media tensión repartiendo carga entre el transformador actual y el nuevo, equilibrando la carga prevista en ambos. Puesto que este cambio implica nuevos elementos con probabilidades de fallo se tiene que evaluar la confiabilidad para comparar con el caso de referencia de aumento de potencia del transformador.

Para poder determinar si es posible esta alternativa se tiene que utilizar un formato que contenga tanto la red de media como de baja tensión.

De los transformadores que se determine que es necesaria su retirada si se considera que no se ha llegado a cumplir el periodo de vida útil del equipo, y por tanto puede mantener un funcionamiento adecuado durante el periodo horizonte de la planificación, se introduce éste como una nueva posibilidad de ubicación en otro punto de la red con las mismas consideraciones anteriores, pero evitando costos de adquisición.

El cálculo de cada uno de los costos indicados en las acciones de refuerzo se describe en el siguiente apartado.

### 6.4.5 Evaluación de costos

En este apartado se describen los aspectos a tener en cuenta en términos de costos de cada alternativa descrita para cada tipo de refuerzo realizado. Para la solución a un problema en la red se estudian las diferentes posibilidades y se evalúan los costos de cada una para tomar decisiones en función de la minimización de esos costos.

Para cada tipo de refuerzo que se presentan en la red se evalúan diferentes alternativas, se elige la alternativa más económica durante el tiempo horizonte de la planificación. Como cada refuerzo se evalúa de forma individual, considerando que en un mismo periodo de implantación una mejora de un problema puede provocar cambios en los valores de decisión de otros problemas, se realiza la valoración de las alternativas en términos relativos comparando entre distintas alternativas a un mismo problema, por tanto, no se obtienen los valores de costos absolutos de las soluciones.

Se puede realizar de esta forma pues las alternativas a un mismo problema, se evalúan siempre con la misma red de referencia, sólo modificando la parte causada por la propia alternativa. La red de referencia será la obtenida del refuerzo realizado para el mínimo cumplimiento del estado de cargabilidad y tensiones.

Una vez que se han tomado todas las decisiones de mejora para un mismo periodo de implantación si se pueden calcular los valores absolutos de costo de las mejoras igualmente a la metodología de cálculo de los costos relativos, pero utilizando como red de referencia la que resulta de haber aplicado todas las acciones de refuerzo óptimas y por tanto con la red ya resultado final de la planificación.

#### 6.4.5.1 Costos de adquisición

Se consideran fijos, unitarios por equipo o por unidad de longitud en líneas y se tienen en cuenta cuando se requiera un nuevo equipo. Se tiene un único valor fijo pero que si puede variar dependiendo el año en el que se requiera su compra.

En este caso al estudiar el refuerzo necesario en el primer punto de implantación se considerará constante en ese periodo de tres años.

$$C_{adquisición\_equipo_n} = cte \quad (16)$$

n: año de compra de equipo

#### 6.4.5.2 Costos de puesta en obra

Se consideran fijos, unitarios por equipo o por unidad de longitud en líneas y se tienen en cuenta cuando se requiera la instalación de un equipo, ya sea nuevo o a reutilizar. Al igual que el coste de adquisición puede variar entre distintos años, pero para un mismo año se considera constante.

$$C_{puesta\_obra\_equipo_n} = cte \quad (17)$$

### 6.4.5.3 Costos de desmontaje de equipo

Se consideran fijos por equipo o por km de línea y se tienen en cuenta cuando se requiera la desinstalación de un equipo.

Mismas consideraciones que los costos anteriores.

$$C_{retirada\_equipo_n} = cte \quad (18)$$

### 6.4.5.4 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de mantenimiento y operación deben de incluir la operación de la red, el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de los activos de la empresa distribuidora.

El costo de operación y mantenimiento se puede definir por equipo y por unidad de longitud en las líneas, y viene determinado por el tipo de acción que se realiza, la frecuencia con que se realiza y el tiempo empleado en ella cada una de las veces.

Así el costo de operación y mantenimiento de tipo preventivo y predictivo para una determinada acción  $i$  en el año  $n$ :

$$C_{op.\ y\ mant.\ i,n} = \text{frecuencia año} \cdot \text{tiempo empleado} \cdot \text{costo hora} \quad (19)$$

El costo de operación y mantenimiento de tipo correctivo para una determinada acción  $i$  en el año  $n$ :

$$C_{op.\ y\ mant.\ i,n} = \text{tasa de anomalías} \cdot \text{tiempo empleado} \cdot \text{costo hora} + \text{costo material} \quad (20)$$

### 6.4.5.5 Costos de pérdidas técnicas de energía

Se necesita determinar el nivel de pérdidas técnicas en el periodo completo de la planificación.

Se calculan las pérdidas resistivas de líneas y transformadores para los distintos años, las cuales guardan relación con el grado de carga de la red y varían con el tiempo, las demás pérdidas técnicas de la red como las de vacío de transformadores se consideran constantes en el tiempo y no dependientes del nivel de carga. Las pérdidas no técnicas sí que guardan relación con el grado de carga, pero no se consideran en la evaluación de la planificación pues no afectan como tal a las decisiones de planificación.

Al disponer de las curvas de carga para el estado punta de carga y los valores medios anuales se considera el método del factor de carga de pérdidas en función del factor de carga, para realizar la predicción de las pérdidas a partir del estado de carga punta.

Se definen las pérdidas de energía como:

$$E_p = \int_0^t P_p \cdot dt = \int_0^t r \cdot i^2 \cdot dt \quad (21)$$

Donde:

$E_p$ : energía de pérdidas

$P_p$ : potencia de pérdidas

$r$ : resistencia

$i$ : corriente eficaz

$t$ : tiempo considerado

Y se pretenden obtener como:

$$E_p = P_{punta} \cdot F_{cp} \cdot t \quad (22)$$

$F_{cp}$ : factor de carga de pérdidas

Se define el factor de carga como la relación entre la carga media en un sistema durante un periodo específico de tiempo y la carga máxima de ese periodo, o la relación entre el consumo durante un determinado periodo de tiempo y el consumo que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima observada en ese periodo.

$$F_c = \frac{P_{media}}{P_{punta}} = \frac{E}{P_{punta}/T} \quad (23)$$

Donde:

$F_c$ : factor de carga

$P_{media}$ : potencia media en el periodo de tiempo considerado  $T$

$P_{punta}$ : potencia punta en el periodo de tiempo considerado  $T$

$T$ : periodo de tiempo considerado

$E$ : energía durante el periodo de tiempo considerado

Y a partir del factor de carga por medio de una ecuación empírica se puede obtener el factor de carga de pérdidas en relación con el factor de carga como:

$$F_{cp} = 0,3 \cdot F_c + 0,7 \cdot F_c^2 \quad (24)$$

$$F_{cp} = 0,15 \cdot F_c + 0,85 \cdot F_c^2 \quad (25)$$

La primera para un alimentador de distribución y la segunda para transformadores de distribución [154].

Por tanto el procedimiento es a partir del estado de carga punta realizar un flujo de cargas y calcular las corrientes por cada tramo o elemento y calcular las pérdidas de potencia que tendría cada elemento para esa carga de punta, luego a partir de los valores medios de carga anual del elemento obtener el factor de carga de ese elemento y a partir de éste el factor de carga de pérdidas para cada elemento ya sean líneas y transformadores, después bastaría con el producto del factor de carga de pérdidas, las pérdidas de potencia en punta para ese elemento y el tiempo considerado que será anual.

Como la curva de carga cambia para los diferentes escenarios y años, se tiene que realizar el cálculo para cada escenario y para cada año a partir del anterior contabilizando el aumento porcentual de demanda anual. Para ello se realiza entre el año de inicio de un escenario y el siguiente una función tendencia para los años intermedios. Se obtiene así mediante la suma, la energía de pérdidas de un elemento en el periodo completo de planificación.

Finalmente, el costo de pérdidas de energía en distribución de un elemento se obtiene como:

$$CEp = \sum_{1}^{m} Ep_m \cdot PGE_m \quad (26)$$

Donde:

$Ep_m$ : es la energía de pérdidas en el periodo m (kWh)

$PGE_m$ : es el precio medio de generación de la energía en el periodo m (\$/kWh)

M: es el número de periodos en los que se divide el tiempo considerado

Para esta metodología se consideran periodos anuales a lo largo del tiempo horizonte de planificación.

Puesto que las pérdidas a nivel de distribución afectan además al sistema de transporte se propone un factor multiplicador de las pérdidas técnicas en distribución que contabilice las generadas en transporte, éste factor se considera como un incremento porcentual dado con un valor fijo. Entonces el costo de pérdidas de energía de un elemento global:

$$CEpg = CEp \cdot (1 + cpt) \quad (27)$$

Cpt: coeficiente de pérdidas de transporte en tanto por uno

#### 6.4.5.6 Costos de fiabilidad [155]

Considerando que las interrupciones en el sistema eléctrico causan indisponibilidad de carga y pérdida de suministro energético en los clientes afectados, se hace necesario poder modelizar el efecto de las interrupciones en términos de costos para su evaluación en

la planificación. Previamente es importante realizar un análisis de confiabilidad y determinar alternativas de mejoramiento.

Si se tiene en cuenta que los cortes de suministro que sufre un cliente están determinados por las protecciones aguas arriba instaladas, considerando el centro de transformación como el primer elemento desde aguas abajo de la red de distribución en el que se pueden obtener los índices de calidad por medio de las protecciones del mismo, se determina que los clientes alimentados por un mismo centro de transformación tienen los mismos índices y por tanto se simplifica el costo de fiabilidad a nivel del centro de transformación. Sin embargo, la introducción de nuevos equipos en la red causa un incremento de equipos susceptibles a fallos y puede afectar no sólo a los índices de un centro de transformación, sino que puede afectar a otros según la disposición de protecciones. Cualquier cambio se verá reflejado en los índices a nivel de alimentador por tanto se consideran los índices de fiabilidad del alimentador como parámetros fundamentales para el cálculo de costos de fiabilidad.

Puesto que se quiere evaluar entre distintas opciones de planificación y considerando que se definen parámetros de tasas de fallos y tiempos de reparación generales por tipo de equipo, no se van a obtener diferencias entre alternativas a no ser que se modifique la topología de la red o se incluyan nuevos elementos. Entonces cuando se modifique la red se podrá calcular el valor del costo de fiabilidad como comparación entre las diferentes alternativas, no como un valor absoluto. En caso que no se modifique la red no tiene sentido evaluar el costo de fiabilidad tal y como se define en esta metodología.

El costo total de interrupción de un alimentador en un año se puede valorar como:

$$C_i = ENS_i \cdot Pe \quad (28)$$

Donde:

ENS<sub>i</sub>: es la energía no suministrada anual en kWh para el alimentador *i*.

Pe: es el precio medio anual de la energía no suministrada en \$/kWh.

Esta función de costo mide el costo asociado a la empresa distribuidora de no fiabilidad de la red por la energía no facturada en los periodos de interrupción y por los perjuicios causados a los consumidores.

Puesto que la ENS cuantifica valores medios de carga se tienen que realizar los análisis de confiabilidad con los valores medios.

Como en un mismo alimentador hay distintos tipos de consumidores según la actividad desarrollada y se dispone del precio medio anual de la energía no suministrada para cada tipo de consumidor, a través de la ENS de ese alimentador y la relación entre la energía anual de cada tipo de consumidor y la energía anual suministrada en el alimentador se puede establecer la ecuación anterior de forma que se representen los costos asociados a los distintos tipos de consumidores como:

$$C_i = \sum_k (ENS_i \cdot \frac{Ef_k}{Ef_i}) \cdot Pe_k \quad (29)$$

Donde:

$ENS_i$ : es la energía no suministrada anual en kWh para el alimentador  $i$ .

$Pe_k$ : es el precio medio anual de la energía no suministrada para el tipo de consumidor  $k$  en \$/kWh.

$k$ : es el identificador del tipo de cliente.

$Ef_k$ : es la energía anual para los consumidores de tipo  $k$ .

$Ef_i$ : es la energía anual del alimentador  $i$ .

Se clasifica el identificador  $k$  para: residencial, comercial, industrial y otros.

Como se requiere el costo para el periodo completo de planificación se realiza éste en cada uno de los periodos considerados entre cada escenario, y a partir de éste como la ENS depende proporcionalmente con la carga se calcula anualmente para contabilizar el porcentaje de crecimiento de la demanda anual. Para ello se realiza entre el año de inicio de un escenario y el siguiente una función tendencia para los años intermedios. Así los costos de fiabilidad de un alimentador  $i$ :

$$CF_i = \sum_1^m C_{m,i} \quad (30)$$

Donde:

$m$ : es el número de periodos en los que se divide el tiempo horizonte de planificación

$C_{m,i}$ : es el valor de costo del periodo  $m$  para el alimentador  $i$

Para esta metodología se consideran periodos anuales a lo largo del tiempo horizonte de planificación.

#### 6.4.5.7 Costos de depreciación

Una vez que se adquiere un equipo o elemento, este no tiene el mismo valor a lo largo de su periodo de utilización. Pues el equipo va disminuyendo su valor con el paso del tiempo y el desgaste que sufre debido a su uso.

Puesto que en las acciones de refuerzo a veces puede requerirse la retirada de un equipo, hay que contabilizar el valor del equipo en el momento de su retirada como un costo más en esa acción.

Este valor viene determinado por los siguientes parámetros: el costo de inversión inicial del equipo, el valor de su vida útil, el número de años que el equipo ha estado en uso y el valor residual que queda al final de la vida útil del equipo.

Por tanto, si se quiere determinar el valor del equipo transcurridos un determinado número de años considerando una pérdida de valor lineal este es:

$$Valor\_final_m = I - \frac{m \cdot (I - I_n)}{n} \quad (31)$$

Donde:

I: valor de la inversión inicial del equipo

I<sub>n</sub>: valor al final de la vida útil del equipo

m: el número de años en uso del equipo

n: años de vida útil del equipo

Para el cálculo de este valor se va a considerar como valor de inversión inicial del equipo el valor de adquisición en el periodo actual, y el valor residual al final de la vida útil del equipo como cero.

Pudiendo darse el caso de que un equipo haya sobrepasado en funcionamiento su periodo de vida útil se considera el valor final de ese equipo igualmente a cero, no pudiendo ser el valor negativo.

#### 6.4.5.8 Actualización de valor de costo (VAN)

Debido a que los costos que incurren en la planificación no tienen lugar todos en el mismo momento de tiempo, para poder seleccionar la mejor alternativa en función del costo se hace necesario referirlos todos al mismo momento, generalmente el inicial. Para ello se emplea el VAN (Valor Actualizado Neto). Que a partir de los costos asociados de cada periodo normalmente un año y la tasa de descuento permite referir todos los costos a un año de base.

El valor de costo referido a ese año es:

$$C_{actualizado} = \sum \frac{C_n}{(1 + d)^n} \quad (32)$$

Donde:

C<sub>n</sub>: es el valor del costo producido en el año n

n: es el número del año

d: es la tasa de descuento considerada, si se considera constante para los años del estudio.

Si no se considera la tasa de descuento constante entonces:

$$C_{actualizado} = \frac{C_1}{(1 + d_1)^1} + \frac{C_2}{(1 + d_2)^2} + \dots \quad (33)$$

#### 6.4.5.9 Evaluación de alternativas y toma de decisiones

Teniendo en cuenta que se llevan a cabo los cálculos de costo tal y como se han definido en los pasos anteriores, se obtienen en la **Tabla 19** los datos de la siguiente forma:

**Tabla 19. Costo de implementación de una alternativa de mejora**

Alternativa N <sup>o</sup> año	1	2	3	n
Inversión	XX1.1	XX2.1	XX3.1	XXn.1
Puesta en obra	XY1.1	XY2.1	XY3.1	XYn.1
Retirada y valor depreciado	XZ1.1	XZ2.1	XZ3.1	XZn.1
Pérdidas técnicas	XXY1.1	XXY2.1	XXY3.1	XXYn.1
Fiabilidad	XXZ1.1	XXZ2.1	XXZ3.1	XXZn.1
Flujo de caja	X1.1	X2.1	X3.1	Xn.1

Donde cada celda representada por X<sub>a.b</sub> representa “X” la variable costo a la que se refiere, “a” el número del año y “b” el número de la alternativa.

Y a partir de ésta, en la **Tabla 20** se indica los flujos de caja y VAN para las diferentes alternativas:

**Tabla 20. Flujo de caja y actualización de costos de cada alternativa**

Alternativa N <sup>o</sup> año	1	2	3	n	Total
Flujo de caja 1	X1.1	X2.1	X3.1	Xn.1	
Flujo de caja 2	X1.2	X2.2	X3.2	Xn.2	
Flujo de caja 3	X1.3	X2.3	X3.3	Xn.3	
VAN 1	VAN (X1.1)	VAN (X2.1)	VAN (X3.1)	VAN (Xn.1)	Suma fila
VAN 2	VAN (X1.1)	VAN (X2.2)	VAN (X3.2)	VAN (Xn.2)	Suma fila
VAN 3	VAN (X1.1)	VAN (X2.3)	VAN (X3.3)	VAN (Xn.3)	Suma fila

En la **Tabla 21** se realiza la comparación de alternativas y la selección.

**Tabla 21. Comparación de alternativas y selección**

<b>Alternativa Nº Total actualizado</b>	<b>Total</b>	<b>Comparación</b>	<b>Selección</b>
Alternativa 1	Suma 1	Referencia	$C1=0$
Alternativa 2	Suma 2	-	$C2=suma2-suma1$
Alternativa 3	Suma 3	-	$C3=suma3-suma1$

Se escoge de la comparación de las distintas alternativas “C nº alternativa”, la alternativa con el valor más negativo, si no hay ninguna con valor negativo se escoge la de referencia.

#### **6.4.6 Resultados**

Una vez que se ha ejecutado la metodología descrita se generan los informes de implementación de refuerzos para las redes de la zona de planificación. En un primer punto se da un listado de los tipos de problemas resultantes de los flujos de cargas. Después se realiza la valoración de alternativas y decisión por valor de costo relativo. Se da un listado con las soluciones alcanzadas indicando el cambio que implica y en qué momento es necesario hacer cada implementación.

Una vez se han seleccionado todos los elementos que se van a reforzar y elegida la alternativa de menor costo, se puede calcular en un periodo de implantación los costos absolutos que se requerirán al realizar ese refuerzo.

En un mismo periodo de implementación se puede establecer una lista de priorización entre las mejoras a realizar en función del grado de importancia. Pero se considera necesaria la finalización de las mejoras propuestas para un periodo de implantación antes del comienzo del siguiente periodo.

#### **6.5 Conclusiones del capítulo**

En este capítulo se ha desarrollado una nueva metodología de planificación de refuerzo/expansión para las redes inteligentes donde se considera la integración de energías renovables, respuesta de la demanda, incorporación de nuevos elementos como vehículos eléctricos y cocinas de inducción, reconfiguración de alimentadores, entre otros.

Con esta metodología se alcanzan los objetivos descritos en el apartado, reforzando la red de media tensión existente para permitir un funcionamiento adecuado para las nuevas necesidades de carga durante el siguiente escenario a partir de las necesidades vistas al último escenario considerado en el periodo de planificación.

En esta metodología por medio de la previsión de demanda de la que se nutre se tiene en cuenta la variabilidad a la respuesta de la demanda de los consumidores según la

estrategia y la variabilidad de los recursos distribuidos para realizar una planificación eficiente, en la que se considera la actualización de la red mediante estudios periódicos de la planificación en la que se toman las decisiones en función del costo que requieren en el periodo de planificación, optimizando el mismo.

En el desarrollo de esta metodología de planificación se parte de una red existente con todos sus elementos, se realiza un análisis para verificar el funcionamiento de la misma bajo estas unas nuevas condiciones, lo que va a permitir distinguir los elementos que requieran ser reforzados, así como también redimensionar los equipos. Se ha resuelto el problema de forma conjunta para los transformadores de las subestaciones, las líneas de media tensión y los transformadores de los centros de transformación. Para el análisis y refuerzo de la red se han clasificado los distintos tipos de elementos y se han estudiado los posibles problemas que puedan causar cada uno, sobrecargas o estado límite de tensiones, planteando los posibles refuerzos ante cada problema.

Es importante destacar que en los análisis de la red de distribución se consideraron dos estados desfavorables de carga, troncal y ramificado. Pues se ha visto que a niveles aguas abajo de la red, o menor número de consumidores, la carga específica de cada elemento determina su estado de carga más desfavorable, y a medida que el número de consumidores aguas abajo aumenta, el estado de carga más desfavorable de los elementos viene determinado por la agregación de la demanda de todos los consumidores aguas abajo, no de la suma de los estados más desfavorables de estos individualmente.

Se han realizado análisis de flujos de carga para encontrar los elementos que puedan crear problemas y se han estudiado las posibilidades de refuerzo de cada elemento evaluando económicamente para encontrar la solución más ventajosa, considerando costes fijos y variables, incluyendo adquisición, puesta en obra, pérdidas técnicas de energía, operación y mantenimiento, confiabilidad, y depreciación de los equipos. Todo esto se ha planteado bajo una serie de escenarios tratándose de una planificación multietapa para la reducción de la incertidumbre, e incorporando aspectos de las redes inteligentes como la introducción de nuevas cargas: cocinas de inducción y vehículos eléctricos, la introducción de la generación distribuida a nivel de los propios consumidores, y la gestión de la demanda mediante estrategias enfocadas a distintos agentes o consumidores.



## CAPÍTULO 7 : APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PLANIFICACION EN REDES INTELIGENTES

### 7.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es aplicar la metodología de la planificación, previamente se debe obtener las curvas de demanda previstas en la zona de estudio teniendo en cuenta las estadísticas y los escenarios planteados. Para ello, se ha estructurado este capítulo en tres partes claramente diferenciadas:

En la **primera parte**, se cuantifica para cada escenario de la zona de estudio la siguiente información, considerando los porcentajes de penetración de cada tecnología definido en el apartado de “Diseño conceptual”:

- El número de cocinas de inducción en cada escenario, teniendo en cuenta el número de viviendas base de la zona de estudio y los respectivos crecimientos considerados a partir de las estadísticas disponibles.
- El número de vehículos eléctricos para cada escenario de la zona, teniendo en cuenta los estudios de movilidad. Además, se definen los puntos de recarga a instalar en cada escenario y mostrando la localización específica de los puntos de recarga en edificios comerciales, industrias o lugares públicos.
- La potencia instalable de sistemas fotovoltaicos distribuidos instalados en edificios residenciales, comerciales o en industrias, considerando los porcentajes de penetración definidos en el diseño conceptual. Además, se muestra la localización de los sistemas fotovoltaicos distribuidos de mayor potencia, que son los instalados en edificios comerciales e industrias.

En la **segunda parte de este capítulo**, se caracteriza las curvas de consumo de la zona, y se obtiene las curvas de previsión de la demanda.

En este apartado, se caracteriza el consumo eléctrico de la zona, donde se estudia la estacionalidad de la demanda y se clasifican los clientes de cada zona por tarifas eléctricas.

Posteriormente, se calculan los perfiles de los consumidores en el escenario base y la previsión de crecimiento.

Según la “Previsión de la demanda en redes inteligentes” indicada en el Capítulo 5 se obtienen los perfiles de consumo promedio estocásticos para los nuevos elementos de crecimiento rápido considerados en la zona (cocinas de inducción y vehículos eléctricos). Además, se calculan los perfiles de generación fotovoltaica distribuida para cada zona.

Respecto a la respuesta de la demanda, una vez obtenidas las curvas de demanda para los diferentes clientes, se calcula la modificación que supondrá en los perfiles de consumo la influencia de las tarifas TOU, y se determina la potencia gestionable para cada

tipo de cliente en cada escenario con los programas de respuesta de la demanda definidos para la zona. Además, se calcula la potencia máxima gestionable y la potencia máxima gestionable en el pico de demanda de la zona de estudio.

Luego se define la previsión de la curva de la demanda de la zona por escenarios, detallando la siguiente información:

- Curva de carga para el día máxima demanda
- Curva monótona de carga anual
- Evolución de la carga anual
- Previsión de la demanda máxima en los centros de transformación

En la **tercera parte** se realiza la aplicación de la metodología de expansión/refuerzo descrita en el capítulo 6 “**Metodologías de planificación para redes inteligentes**”, a la zona del plan piloto, realizando conjuntamente a la planificación la mejora de la confiabilidad mediante reconectores.

También en esta parte se realiza para la red actual un análisis cualitativo de mejora de la confiabilidad implementando varias soluciones de mejoras técnicas y valorando los resultados obtenidos de cada una de ellas.

## **7.2 Aplicación del diseño conceptual a la zona del plan piloto: subestación Belo Horizonte-Guayaquil**

Esta zona se caracteriza por un alto consumo residencial que, por hogar, superior al del resto del país. Ello se debe al elevado consumo en climatización debido a su emplazamiento en la costa. En esta zona podrá observarse cuál es el crecimiento de la demanda residencial debido a la implantación masiva de cocinas de inducción y por la integración del vehículo eléctrico. Asimismo, esta zona incluye también edificios del sector comercial como centros comerciales y centros de enseñanza.

El hecho mencionado del elevado consumo en aire acondicionado en edificios comerciales y viviendas hace de esta zona un escenario adecuado para la demostración de estrategias de respuesta de la demanda basadas en la gestión de este tipo de equipos.

Por último, se ha propuesto la evaluación de estrategias de respuesta de la demanda en las industrias de esta zona, aunque no son abundantes en número, por lo que no se espera una elevada potencia gestionable respecto a la potencia total demanda en la zona.

### **7.2.1 Integración de recursos energéticos distribuidos**

En este apartado se describen los recursos energéticos distribuidos a nivel de sector residencial, comercial e industrial.

#### **7.2.1.1 Sector Residencial**

Los recursos energéticos distribuidos en el Sector Residencial que se considerarán en el área de Guayaquil incluyen las cocinas de inducción, los vehículos eléctricos y la generación con paneles fotovoltaicos.

Cocinas de inducción. Se ha previsto una penetración de las cocinas de inducción del 20% sobre el total de hogares de la zona para los primeros tres años (escenario 1). Este porcentaje se elevará al 50% en el escenario 2, pasando a un total del 70% en el escenario 3.

Vehículo Eléctrico. Debido al mayor nivel adquisitivo que, en general, presentan los consumidores residenciales de esta zona, se ha considerado un número de dos vehículos eléctricos por hogar, que serían conectados a un cargador lento ubicado en la misma vivienda. La penetración sería del 5% durante el escenario 1, elevándose al 10% en el escenario 2 y llegando al 20% en el escenario 3. En cuanto a las estrategias de gestión de este tipo de recursos, se ha considerado que el 60% de los consumidores con vehículo eléctrico contrataría una **Tarifa de Discriminación Horaria Especial (PDR02)** en el escenario 1. En el escenario 2 podrían implantarse estrategias más dinámicas debido al aumento en la experiencia de los consumidores en cuanto a gestión de sus recursos. Por lo tanto, se ha considerado que un 10% de los consumidores a tarifa contrataría un producto de **Carga controlada (PDR05)**, integrando de esta forma la recarga del vehículo con estrategias de Respuesta de la Demanda. Finalmente, en el escenario 3 algunos de los consumidores pasarían al programa V2G (5%), y también se incrementaría hasta una penetración del 20% los usuarios en un programa de carga controlada, quedando por tanto los consumidores con Tarifa de Discriminación Horaria Especial en un 40%.

Generación Solar Fotovoltaica. En los primeros tres años (escenario 1) no existiría una potencia instalada significativa de paneles solares en instalaciones residenciales, siendo la penetración a los seis años (escenario 2) del 10% en viviendas individuales. La potencia instalada llegaría al 30% en el escenario 3.

### **7.2.1.2 Sector Comercial**

En el Sector Comercial se han considerado recursos como la generación solar fotovoltaica y la recarga de vehículos eléctricos, así como la participación de grupos de generación autónoma para suministrar potencia a la red en caso de emergencia.

Generación Solar Fotovoltaica. Se ha previsto la instalación de paneles solares en las cubiertas de los edificios comerciales con una penetración del 10% de la potencia instalable en el escenario 1. Este porcentaje se incrementaría hasta llegar al 20% en el escenario 2, y se mantendría en este valor durante el escenario 3. Para la gestión de estos recursos de generación sería necesaria la aparición del agregador y la planta virtual de generación (VPP). El agregador integraría la generación fotovoltaica de instalaciones con una potencia individual instalada inferior a 100 kW, que sería entregada a una VPP para su suministro a la red eléctrica. Los recursos individuales de potencia instalada superior a 100 kW podrían ser incorporados directamente a través de la VPP.

Vehículo Eléctrico. Partiendo de la consideración de 2 vehículos por hogar mencionada anteriormente para el caso del sector residencial, se ha considerado la carga lenta de vehículos eléctricos en estaciones públicas de carga ubicadas en los aparcamientos de las instalaciones comerciales, que serían utilizados tanto por los trabajadores como por los visitantes. La gestión de los dispositivos de recarga se llevaría a cabo en los tres escenarios mediante **Tarifas de Discriminación Horaria Especial (PDR02)** o **Precios Dinámicos (PDR04)**.

Grupos de generación autónoma. Como en las zonas anteriores, se prevé la integración del 20% de los generadores autónomos (utilizados habitualmente por las industrias en caso de emergencia) para suministrar potencia a la red eléctrica con el fin de aliviar posibles congestiones. Los grupos podrían ser utilizados para este fin de acuerdo con dos estrategias: conectados de forma sincronizada con la red para poder suministrar potencia al sistema, o conectados a determinadas cargas de las instalaciones de forma aislada que quedarían desconectadas de la red y, por tanto, reducirían el consumo total del cliente en momentos puntuales.

### 7.2.1.3 Sector Industrial

En el caso del sector industrial se ha considerado únicamente la utilización de paneles fotovoltaicos para la generación de electricidad. En este caso no se ha considerado la recarga de vehículos eléctricos ni la utilización de grupos de generación autónoma.

Generación Solar Fotovoltaica. Se ha previsto la instalación de paneles solares en las cubiertas de los edificios industriales con una penetración del 10% de la potencia instalable en el escenario 1. Este porcentaje se incrementaría hasta llegar al 20% en el escenario 2, y se mantendría en este valor durante el escenario 3. Para la gestión de estos recursos de generación sería necesaria la aparición del agregador y la planta virtual de generación (VPP). El agregador integraría la generación fotovoltaica de instalaciones con una potencia individual instalada inferior a 100 kW, que sería entregada a una VPP para su suministro a la red eléctrica. Los recursos individuales de potencia instalada superior a 100 kW podrían ser incorporados directamente a través de la VPP.

### 7.2.1.4 Otros recursos conectados a la red de distribución

Puestos públicos de recarga de vehículos eléctricos: Además de los puntos de recarga considerados en las instalaciones de consumidores residenciales y comerciales, se incluyen como elementos conectados a la red de distribución los puestos públicos (electrolineras) para la carga rápida de vehículos eléctricos. Inicialmente se prevé la instalación de un puesto de carga rápida para el escenario 1 que permita la realización de 3 cargas rápidas por día. Para el escenario 2 sería necesario instalar un nuevo punto de recarga, pasando a un total de 2 electrolineras que permitieran llegar a 4 recargas diarias. Finalmente, en el escenario 3 se ha considerado un promedio de 17 cargas rápidas diarias, lo que haría necesario instalar 3 nuevas electrolineras, pasando a tener un total de 5. La gestión de los dispositivos de recarga se llevaría a cabo en los tres escenarios mediante **Tarifas de Discriminación Horaria Especial (PDR02)** para el 50% de los cargadores y **Precios Dinámicos (PDR04)** para el restante 50%.

## 7.2.2 Mecanismos de respuesta de la demanda

En este apartado se describen los recursos de respuesta de la demanda a nivel de sector residencial, comercial e industrial.

### 7.2.2.1 Sector Residencial

Las cargas gestionables mediante mecanismos de respuesta de la demanda en el sector residencial estarían asociadas a los cargadores de vehículos eléctricos que ya se han mencionado y a los aparatos de aire acondicionado.

Con respecto a los cargadores de vehículos eléctricos, se utilizarían **Tarifas de Discriminación Horaria Especial (PDR02)**, programas de **carga controlada (PDR005)** y programas de **Vehículos a Red (PDR08)**, con distinto nivel de penetración en cada uno de los escenarios.

Para la gestión de los equipos de aire acondicionado existirían diferentes mecanismos que, así mismo, se harían más complejos en escenarios sucesivos. Inicialmente, se ha considerado la utilización de **Tarifas de Discriminación Horaria (PDR01)** durante el escenario 1, que adoptaría el 20% de los consumidores residenciales. Este porcentaje aumentaría al 40% para el escenario 2, al tiempo que aparecería un programa de **Respuesta Automática a Precios (PDR05)**, que se implantaría en el 10% de los consumidores. Finalmente, el escenario 3 contempla el incremento de consumidores con Tarifa de Discriminación Horaria hasta el 60%, mientras que el porcentaje de usuarios del programa de Respuesta Automática a Precios se mantendría en el 10%. Adicionalmente, aparecería un programa de **Respuesta Rápida a Precios (PDR06)** que adoptaría el 5% de los consumidores.

### 7.2.2.2 Sector Comercial

Las cargas gestionables mediante mecanismos de respuesta de la demanda en el sector comercial estarían asociadas a los cargadores de vehículos eléctricos que ya se han mencionado y otras cargas gestionables, tales como los aparatos de aire acondicionado o dispositivos de alumbrado.

Con respecto a los cargadores de vehículos eléctricos, se utilizarían **Tarifas de Discriminación Horaria Especial (PDR02)** y programas de **Precios Dinámicos (PDR04)**, con distinto nivel de penetración en cada uno de los escenarios.

Para la gestión de otras cargas gestionables en los edificios comerciales existirían diferentes mecanismos que, así mismo, se harían más complejos en escenarios sucesivos. Los programas y estrategias a seguir son similares a los que ya se han definido para los consumidores residenciales. Inicialmente, se ha considerado la utilización de **Tarifas de Discriminación Horaria (PDR01)** durante el escenario 1, que adoptaría el 20% de los edificios del sector comercial. Este porcentaje aumentaría al 40% para el escenario 2, al tiempo que aparecería un programa de **Respuesta Automática a Precios (PDR05)**, que se implantaría en el 10% de los edificios. Finalmente, el escenario 3 contempla el incremento de consumidores con Tarifa de Discriminación Horaria hasta el 60% mientras que el porcentaje de usuarios del programa de Respuesta Automática a Precios se mantendría en el 10%. Adicionalmente, aparecería un programa de **Respuesta Rápida a Precios (PDR06)** que adoptaría el 5% de los consumidores.

### 7.2.2.3 Sector Industrial

Las estrategias de gestión de la demanda en la industria estarían encaminadas a modificar el perfil de carga de los consumidores en función de los procesos flexibles que en el caso particular de cada tipo de industria pudieran ser considerados.

Inicialmente, se ha considerado la utilización de **Precios Dinámicos (PDR04)** durante el escenario 1, que adoptaría el 20% de las instalaciones industriales. Este porcentaje se mantendría en el 20% para el escenario 2, al tiempo que aparecería un programa de **Respuesta Automática a Precios (PDR05)**, que se implantaría en el 10% de las industrias. Finalmente, el escenario 3 contempla el mantenimiento del número de consumidores con Precios Dinámicos y Respuesta Automática a Precios en el 20% y 10%, respectivamente, al tiempo que aparecería un programa de **Respuesta Rápida a Precios (PDR06)**, que sería contratado por el 10% de los consumidores.

En la **Tabla 22** se hace un resumen de escenarios para la zona de Guayaquil.

**Tabla 22. Resumen de escenarios para la Zona (Guayaquil)**

		ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	
RESIDENCIAL	Cocinas inducción	Integración	20%	50%	70%
		Integración	5%	10%	20%
	Vehículo Eléctrico	E. Gestión	-Tarifa discriminación horaria especial (60%)	-Carga controlada (10%) -Tarifa discriminación horaria especial (50%)	-Carga controlada (20%) -Vehículos a red (5%) -Tarifa discriminación horaria especial (40%)
	Solar fotovoltaica	Integración	-	10% viviendas individuales	30% viviendas individuales
	Respuesta demanda	E. Gestión	-Tarifa discriminación horaria (20%)	-Tarifa discriminación horaria (40%) -Respuesta automática a precios (10%)	-Tarifa discriminación horaria (60%) -Respuesta automática a precios (10%) -Respuesta rápida a precios (5%)
		Integración	10%	20%	20%
COMERCIAL	Solar Fotovoltaica	E. Gestión	Pinst<100 kW Agregador Pinst>100 kW	Pinst<100 kW Agregador Pinst>100 kW	Pinst<100 kW Agregador Pinst>100 kW
			VPP	VPP	VPP
	Vehículo Eléctrico	Integración	17	42	102

		ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	
	(Puesto de carga lenta)	E. Gestión	-Tarifa discriminación horaria especial (50%) -Precios dinámicos (50%)	-Tarifa discriminación horaria especial (50%) -Precios dinámicos (50%)	
	Respuesta demanda	E. Gestión	-Tarifa discriminación horaria (20%)	-Tarifa discriminación horaria (60%) -Respuesta automática a precios (10%) -Respuesta rápida a precios (5%)	
Grupos emergencia	Integración	20%	20%	20%	
	E. Gestión	VPP	VPP	VPP	
INDUSTRIAL	Solar Fotovoltaica	Integración	10%	20%	20%
		E. Gestión	Pinst<100 kW Agregador Pinst>100 kW VPP	Pinst<100 kW Agregador Pinst>100 kW VPP	Pinst<100 kW Agregador Pinst>100 kW VPP
	Respuesta demanda	E. Gestión	-Precios dinámicos (20%)	-Respuesta automática a precios (10%) -Precios dinámicos (20%)	-Respuesta automática a precios (10%) -Precios dinámicos (20%) -Respuesta rápida a precios (10%)
		Integración	1	2	5
RED DISTRIBUCIÓN	Puestos públicos VE (Electrolineras)	E. Gestión	-Tarifa discriminación horaria especial (50%) -Precios dinámicos (50%)	-Tarifa discriminación horaria especial (50%) -Precios dinámicos (50%)	

### 7.3 Cuantificación de los tres escenarios para el plan piloto de Guayaquil

En este apartado se realiza la cuantificación de los tres escenarios planteados a 3,6 y 9 años en la zona de estudio.

Se determina en cada escenario el impacto que tendrán las diferentes acciones que se plantean respecto a la sustitución de cocinas de gas por cocinas de inducción, implantación del vehículo eléctrico y de la integración de energía solar fotovoltaica distribuida (sector residencial, comercial e industrial). Además, se cuantificará el potencial de respuesta de la demanda gestionable para cada escenario.

Teniendo en cuenta las consideraciones de integración de cada una de estas acciones que se definieron en el apartado anterior, es decir, nivel de penetración y las diferentes estrategias de gestión que se consideran se calcula particularizado cada escenario de la zona del plan piloto.

### 7.3.1 Cocinas de inducción

Como se explicó anteriormente, se han calculado el número de cocinas de inducción a partir del número de viviendas calculadas para cada escenario, y considerando que en cada vivienda sólo se dispone de una cocina.

Así, en la zona de Guayaquil se considera un escenario inicial con 4.422 viviendas. Según la evolución del número de clientes residenciales del área de concesión desde el año 2004 a 2015, se determina un crecimiento anual medio del 5,8%. A partir de esta consideración el número de viviendas en los tres escenarios será de 5.235 (2018), 6.204 (2021) y 7.350 (2024).

A partir del número de viviendas de cada escenario y los porcentajes de integración que se plantean, **Tabla 23**, se obtiene las cocinas de inducción para cada escenario de la zona de Guayaquil:

**Tabla 23. Número de cocinas de inducción por escenario en la zona de Guayaquil**

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
<b>Número de viviendas</b>	5.235	6.204	7.350
<b>Porcentaje (%)</b>	20%	50%	70%
<b>Número de cocinas</b>	1.047	3.102	5.145

### 7.3.2 Vehículos eléctricos

En este apartado se cuantifican los tres escenarios desde el punto de vista de los vehículos eléctricos.

#### 7.3.2.1 Escenario 1

En este escenario se va a considerar los siguientes autos eléctricos: Nissan Leaf, Kia Soul, BYD E6, Renault Kangoo, Renault Twizy. En efecto, en esta zona piloto existen sectores residenciales, comerciales e industriales.

El crecimiento del parque automotor en Guayaquil creció 114% entre 2.000 y 2.011, **Figura 85**, lo que significa en promedio un crecimiento de 7% por año. El escenario 1 se lo considera dentro de 3 años, el escenario 2 dentro de 6 y el último dentro de 9.

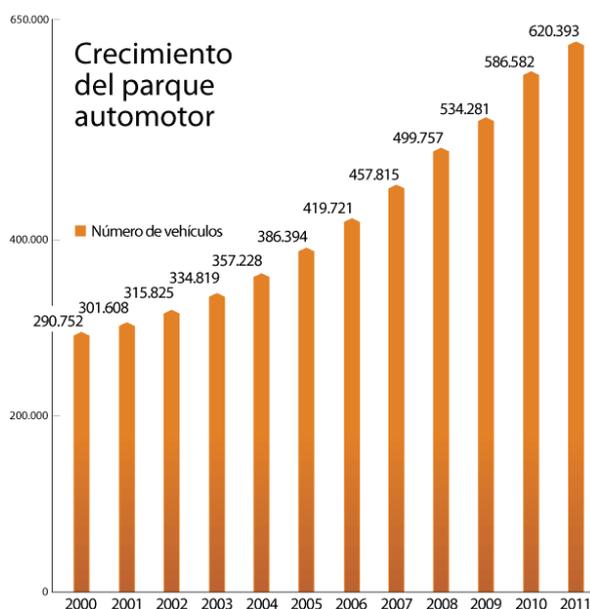


Figura 85. Crecimiento del parque automotor [164]

En la zona estudiada, existen alrededor de 4.000 familias. Esta zona representa una clase social alta, por lo que se asume que cada familia posee 2 automóviles, para el primer escenario. Así para este escenario habría en total 8.000 automóviles en esta zona, de los cuáles 5% serán eléctricos, es decir 400. En todo el apartado se considera esta cifra.

### 7.3.2.1.1 Cuantificación de las características de las recargas de Vehículos Eléctricos

La carga lenta, que además es la más práctica para una buena vida útil de la batería, tendría dos opciones de realizarse: en el hogar (carga residencial) o fuera de éste, que puede ser en el trabajo, centros comerciales, educativos, hospitales, etc. Por cuestiones de facilidad y disponibilidad de puestos, se estima que las personas cargarían 4 veces más en su hogar que en el lugar de trabajo lo que quedaría de esta manera: 80% del total de poseedores lo cargaría una vez al día en su casa y un 20% lo harían una vez al día en un lugar público.

#### Carga lenta residencial

Se consideran diferentes encuestas (Renault, ANT, encuesta propia) que mencionan que solo la mitad de las personas recorren menos de 30 km al día, por lo que se toma este valor como promedio de recorrido diario por persona. Por otro lado, de los vehículos que ingresarán al país, los estudios demuestran que tendrían una autonomía promedio de 140 km. Hay que partir del hecho que la mayoría de personas no van a esperar que su vehículo esté totalmente descargado para ponerlo a cargar, para no correr el riesgo de que la batería se quede descargada. Eso se lo puede deducir de la experiencia de que las personas no se quedan sin gasolina, por las pequeñas cifras de personas que se quedan detenidas sin gasolina. Vamos a considerar dos tipos de usuarios: uno que cargue todos los días, considerado un 80% del total (256 usuarios), y uno que recargue cuando la batería esté

cerca de estar descargada, es decir cada 4 días, considerado el 20% restante total (64 usuarios).

De los usuarios que recarguen cada 4 días, hay que calcular que en promedio van a cargar por día la cuarta parte de los usuarios totales, es decir 16 usuarios.

Para los usuarios que recarguen todos los días, hay que tomar en cuenta que sus cargas van a demorar entre una y dos horas, ya que se carga por lo general 4 veces menos, pero hay que considerar también un cierto tiempo inicial en que la potencia alcanzada sea la máxima y un tiempo final en el que la potencia disminuye.

En un día laboral, se estima que todos estos vehículos se cargarían a la hora que las personas lleguen a sus hogares del trabajo.

La hora de llegada del trabajo de las personas se establece entre las 16h30 y 20h30 con un pico a las 18h30.

En un fin de semana, se consideran los mismos horarios, ya que las personas tienen a salir por el día y regresar por la noche. Sin embargo, el pico más adecuado sería a las 20h00.

### **Carga lenta comercial**

El 20% de carga comercial representa 80 vehículos. Los puestos de carga pública tienen que instalarse en lugares de trabajo y lugares de interés como comercios y universidades. Hay que pensar que para optimizar la instalación de puntos de recarga lenta comercial, los usuarios no deberían cargar sus vehículos todos los días, sino solo cuando la batería esté baja. De esta manera, suponiendo que la batería puede servir en promedio para un usuario, unos 4 días, se considera que tendríamos en promedio la cuarta parte de los vehículos que se cargan por día, esto significa 20 vehículos al día.

En un día laborable (de lunes a viernes), se supone que todos estos vehículos se encuentran en el trabajo y universidades (85%), y un número pequeño en lugares de interés para las personas que tengan cierto tiempo libre (15%). Las primeras cargas se realizarían a la hora que las personas lleguen a su trabajo, que está comprendida entre las 7h30 y 9h30 de la mañana, con un pico a las 08h00. Suponiendo que las personas pasan 8 horas en sus trabajos, se considera que las empresas o instituciones instalen puestos de carga de tipo lenta a 2,5 kW. Para las cargas en los lugares de interés, se considera las cargas a partir de las 10h00, hora en que abren la mayoría de estos, con cargas durante todo el día.

En un fin de semana (sábado y domingo), se estima que los vehículos se carguen en lugares de distracción y compras, especialmente centros comerciales. Estas cargas se realizarían durante todo el horario de atención de estos lugares, es decir entre las 10h00 y las 21h00, pero especialmente a partir de las 15h00 donde hay un gran flujo de personas. El inicio de carga se considera hasta las 19h00 ya que generalmente a las 21h00 los centros comerciales cierran. Las personas pasan en promedio unas tres horas, por lo que estos centros deberían instalar unos puestos de hasta 6,6 kW. Hay que suponer además que no todos los modelos de vehículos poseen un cargador que soporte este tipo de carga, algunos solo llegan hasta 3,5 kW. A lo largo de las 3 horas, se lograría cargar 15 kWh de cada una de las baterías.

### **Carga rápida pública (electrolineras)**

Se sugiere adicionalmente la instalación de puestos de carga rápida en parqueaderos públicos.

Según los datos extraídos del estudio de Facebook, el 0,7% de los usuarios de vehículos eléctricos utilizarían este tipo de carga, lo que equivale a 3 cargas rápidas por día.

#### **7.3.2.1.2 Cuantificación del número de instalaciones de puntos de recarga por tipos**

El número de cargas domésticas es el mismo que los vehículos eléctricos existentes, porque los dueños de estos siempre deberán tener la opción de poder cargarlos en sus casas. Es decir, es necesaria la instalación de 400 puntos residenciales.

A partir del estudio de Facebook, como se realizarían 20 cargas lentas públicas al día, se va a considerar un número de puestos equivalente al 85%, es decir se va a instalar 17 puestos de carga lenta públicos.

De igual manera, se calculó que por cada 4 cargas rápidas diarias se instale una electrolinera. Para este escenario tenemos solo 3 cargas rápidas diarias, por lo que solo sería necesaria la instalación de una sola electrolinera. Así, la potencia demandada máxima sería de 50 kW.

#### **7.3.2.1.3 Gestión y estrategias de las recargas (Tarifa superval)**

Para este escenario, se considera que 60% de las personas que posean autos eléctricos van a adherirse a la estrategia TOU. Es decir 240 autos eléctricos.

#### **7.3.2.2 Escenario 2**

Este escenario se daría tres años después del primero. El incremento del parque automotor, en gran parte debido al incremento poblacional de la zona, es de 7% promedio anual, por lo que pasaríamos de 8.000 automóviles a 9.800.

Se considera que los vehículos utilizados son los mismos, pero no hay que excluir que existan nuevos vehículos con mejor tecnología en los próximos años.

Para este escenario se calcula que el 10% de los vehículos serán eléctricos, es decir 980 vehículos eléctricos (de los 9.800). Se toma este dato para este apartado.

Para este escenario, partimos de los mismos hábitos de movilidad de las personas. De esta manera se considera el mismo porcentaje de carga lenta y rápida, pero se modifica el número de vehículos eléctricos.

##### **7.3.2.2.1 Cuantificación de las características de las recargas de Vehículos Eléctricos**

### **Carga lenta residencial**

El 80% (784) de los propietarios de vehículos eléctricos representan la carga lenta residencial. De este total, el 80% (627) van a cargar su vehículo todos los días, mientras que el 20% (157) lo va a cargar cuando la batería esté baja, es decir en promedio cada 4 días, lo que significa que habría un 25% (39) de este tipo de usuarios totales al día.

### **Carga lenta comercial**

El 20% (196) de carga pública representa la carga comercial. De este total, existiría en promedio el 25% (49) que realice esta carga al día. Los puestos de carga pública tienen que instalarse en los mismos lugares de trabajo y lugares de interés como comercios y universidades, pero en mayor número. Se considera los mismos escenarios de carga que en el escenario 1, ya que durante el día no existen horas punta de consumo.

### **Carga rápida pública (electrolineras)**

Considerando las mismas condiciones del escenario 1, el 0,7% de los vehículos representarán 7 cargas rápidas por día.

#### **7.3.2.2.2 Cuantificación del número de instalaciones de puntos de recarga por tipos**

Es necesaria la instalación de 980 puntos de carga residencial.

El 85% de los 49 vehículos que realicen una carga lenta pública diaria representan 42 puestos de carga lenta que deben existir. Esto significa la instalación de unos 25 puestos adicionales de los 17 existentes del escenario 1.

Para las cargas rápidas, se supera el techo de las 4 recargas del estudio mencionado, por lo que sería necesario introducir otra electrolinera para tener un total de 2.

#### **7.3.2.2.3 Gestión y estrategias de las recargas (Tarifa supervalle)**

En este escenario, 10% de los usuarios utilizarán la CPP o carga controlada, lo que significa 98 usuarios. De igual manera, un 50% utilizaría el TOU DH, lo que representa 490 usuarios.

#### **7.3.2.3 Escenario 3**

Este escenario se daría tres años después del segundo. Con el incremento del parque automotor del 7% anual pasaríamos de 9.800 vehículos en la zona a 12.000.

Para este escenario se considera que el 20% de los vehículos serán eléctricos, es decir 2.400 vehículos eléctricos (de los 12.000). Se toma este dato para este apartado.

Para este escenario, consideramos los mismos hábitos de movilidad de las personas. De esta manera se mantiene el mismo porcentaje de carga lenta y rápida, pero se modifica el número de vehículos eléctricos.

### **7.3.2.3.1 Cuantificación de las características de las recargas de Vehículos Eléctricos**

#### **Carga lenta residencial**

El 80% (1.920) de los propietarios de vehículos eléctricos representan la carga lenta residencial. De este total, el 80% (1.536) van a cargar su vehículo todos los días, mientras que el 20% (384) lo va a cargar cuando la batería esté baja, es decir en promedio cada 4 días, lo que significa que habría un 25% (96) de este tipo de usuarios totales al día.

#### **Carga lenta comercial**

El 20% (480) de carga pública representa la carga comercial. De este total, existiría en promedio el 25% (120) que realice esta carga al día. Los puestos de carga pública tienen que instalarse en los mismos lugares de trabajo y lugares de interés como comercios y universidades, pero en mayor número. Se considera los mismos escenarios de carga que en el escenario 1, ya que durante el día no existen horas punta de consumo.

#### **Carga rápida pública (electrolineras)**

Considerando las mismas condiciones del escenario 1, el 0,7% de los vehículos representarán 17 cargas rápidas por día.

### **7.3.2.3.2 Cuantificación del número de instalaciones de puntos de recarga por tipos**

En este escenario habrá un total de 2.400 puntos de recarga residencial.

El 85% de los 120 vehículos que realicen una carga lenta pública diaria representa 102 puestos de carga pública que deben existir. Esto significa que se deben instalar unos 60 puestos adicionales, además de los 42 existentes.

A partir del estudio, se considera que para 4 recargas rápidas es necesario una electrolinera. En este escenario se realizarían en promedio 17 cargas rápidas diarias, por lo que sería necesario tener 3 electrolineras adicionales en relación al escenario 2, para tener un total de 5.

### **7.3.2.3.3 Gestión y estrategias de las recargas (Tarifa supervalve)**

En este escenario, 20% de los usuarios utilizarán la CPP o carga controlada, lo que representa 480 usuarios. De igual manera, un 40% utilizaría el TOU DH, lo que representa 960 usuarios.

### **7.3.2.4 Conclusiones de los escenarios planteados en la zona de Guayaquil**

En la **Tabla 24** y **Tabla 25** se resumen los escenarios planteados en la zona piloto de Guayaquil para la carga lenta residencial y carga lenta comercial e industrial entre

semana respectivamente. En cambio, en la **Tabla 26** se resumen los puntos de recarga a instalar en la zona de Guayaquil por escenario.

**Tabla 24. Conclusiones de los escenarios planteados en la zona piloto de Guayaquil para carga lenta residencial (autos eléctricos)**

Residencial	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2
<b>Número de recargas de VE residencial</b>	320		784		1.920	
<b>Potencia Media Recarga (kW)</b>	2,5	6,6	2,5	6,6	2,5	6,6
<b>Tipo de recarga</b>	Lenta 1	Lenta 2	Lenta 1	Lenta 2	Lenta 1	Lenta 2
<b>Porcentaje de usuario que utilizan cada tipo de recarga</b>	85%	15%	85%	15%	85%	15%
<b>Periodos de inicio de la carga</b>	18-22 h		18-22 h		18-22 h	
<b>Hora de punta de inicio de carga</b>	18h30		18h30		18h30	
<b>Usuario A (descargan la batería para volver a cargarla)</b>	20% (64)		20% (157)		20% (384)	
<b>Duración promedio carga completa batería (usuario A)</b>	8h	3h15	8h	3h15	8h	3h15
<b>Porcentaje de cargas diarias por medio de descarga completa (%)</b>	25% (16)		25% (39)		25% (96)	
<b>Número de cargas diarias por tipo</b>	14	2	33	6	82	14
<b>Usuarios B (cargan todos los días)</b>	80% (256)		80% (627)		80% (1536)	
<b>Duración de las cargas usuarios tipo B promedio</b>	2h	1h	2h	1h	2h	1h
<b>Número de cargas diarias por tipo</b>	218	38	533	94	1306	230
<b>CPP</b>	0% (0)		10% (98)		20% (480)	
<b>TOU</b>	60% (240)		50% (490)		40% (960)	

En la **Tabla 25** en cambio podemos ver los escenarios planteados para la carga lenta comercial e industrial en días laborales.

**Tabla 25. Conclusiones de los escenarios planteados en la zona de Guayaquil para carga lenta comercial e industrial (laborales)**

Comercial e industrial	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2
Número de recargas de VE comercial	80		196		480	
Potencia Media Recarga (kW)	2,5	6,6	2,5	6,6	2,5	6,6
Tipo de recarga	Lenta 1	Lenta 2	Lenta 1	Lenta 2	Lenta 1	Lenta 2
Porcentaje de usuario que utilizan cada tipo de recarga	85% (68)	15% (12)	85% (167)	15% (29)	85% (408)	15% (72)
Periodos de inicio de la carga	07-09 h	10h	07-09 h	10h	07-09 h	10h
Hora de punta de inicio de carga	08h	10h	08h	10h	08h	10h
Descargan la batería para volver a cargarla	100% (80)		100% (196)		100% (480)	
Duración promedio carga completa batería (usuario A)	8h	3h15	8h	3h15	8h	3h15
Porcentaje de cargas diarias por medio de descarga completa (%)	25% (20)		25% (49)		25% (120)	

En la **Tabla 26** se puede apreciar un resumen de los puntos de recarga a instalar en la zona de Guayaquil.

**Tabla 26. Puntos de recarga a instalar en zona de Guayaquil por escenario**

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Puntos de carga lenta residencial	400	980	2400
Puntos de carga lenta públicos	17	42	102
Electrolineras	1	2	5

En la **Figura 86** se indica la ubicación geográfica de los puntos de recarga lenta publica en la zona de Guayaquil.

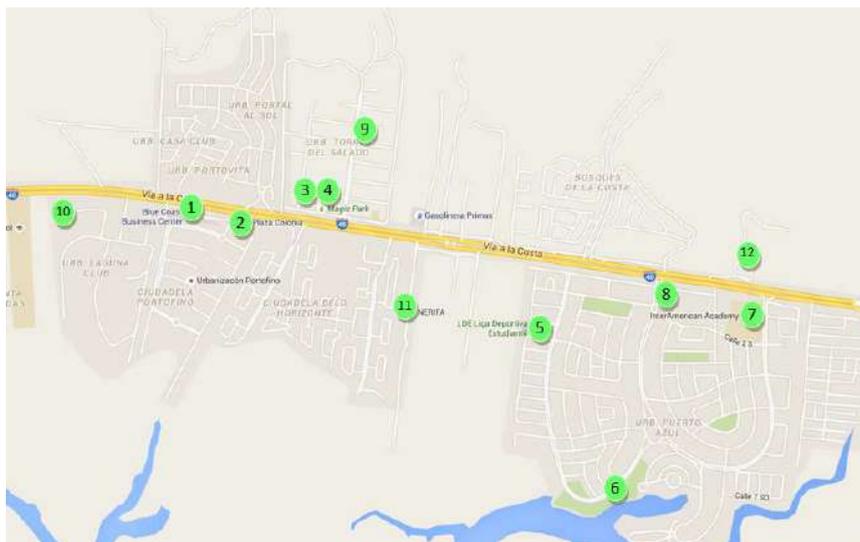


Figura 86. Plano ubicación puntos de carga lenta pública en Guayaquil

En la **Figura 87** se indica la ubicación geográfica de los puntos de recarga rápida publica en la zona de Guayaquil.

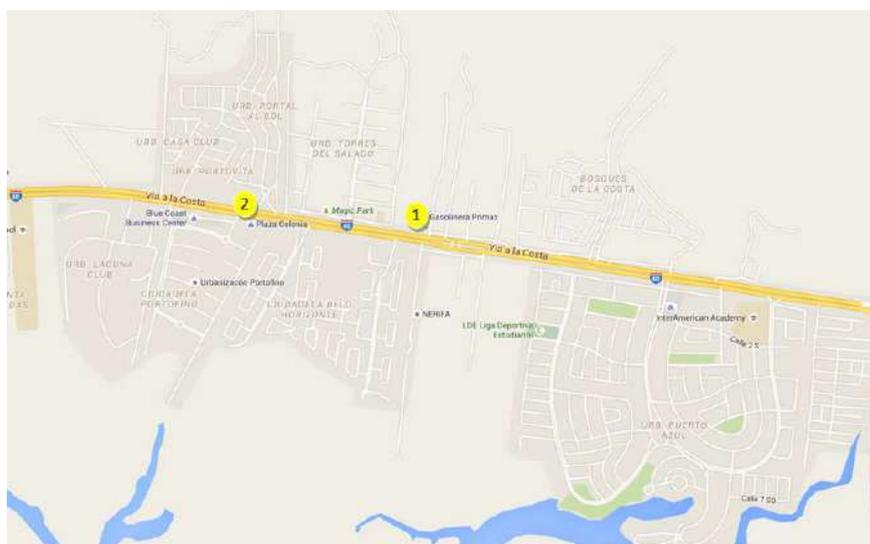


Figura 87 Plano ubicación puntos de carga rápida en Guayaquil

### 7.3.3 Instalaciones fotovoltaicas

En la zona del plan piloto de Guayaquil se plantea la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en edificios residenciales, comerciales e industriales.

### 7.3.3.1 Edificios residenciales y pequeños comercios

En la zona de Guayaquil existe actualmente un número de clientes residenciales y de pequeños comercios de 4.422 viviendas. Según la evolución del número de clientes residenciales del área de concesión desde el año 2004 a 2015, se determina un crecimiento anual medio del 5.8%. A partir de esta consideración el número de viviendas en los tres escenarios será de 5.222 (2.018), 6.230 (2.021) y 7.350 (2.024).

Analizando la tipología de las viviendas de la zona, se ha determinado que la gran mayoría de las viviendas son unifamiliares, siendo el número de edificios de viviendas poco representativo.

Por tanto, el porcentaje de instalación de sistemas fotovoltaicos se aplica a viviendas unifamiliares siendo del 10% en el escenario 2 y del 30% en el escenario 3. De esta manera, se obtiene que en el escenario 2 habrán instalados 623 sistemas fotovoltaicos y en el escenario 3 habrán instalados un total de 2,205 sistemas fotovoltaicos.

A partir de la metodología de previsión de la demanda definida en el capítulo 5, se calcula la potencia instalable (kWp) para una vivienda unifamiliar tipo para la zona de Guayaquil.

Como se explicó en la metodología, se considera el mínimo entre la potencia instalable por la superficie disponible y la potencia necesaria para cubrir toda la demanda y vender el 25% de lo generado.

A partir de las viviendas unifamiliares de la zona se estima que la superficie disponible para instalar módulos fotovoltaicos son unos 24 m<sup>2</sup>. Teniendo en cuenta que la superficie de los módulos fotovoltaicos son de 1,6 m<sup>2</sup> según las fichas técnicas de los fabricantes, se instalarían unos 15 paneles fotovoltaicos de silicio cristalino por vivienda unifamiliar. Además, a partir de las fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos se obtiene de media una producción de 0,16 kWp/m<sup>2</sup>. Así, la potencia instalable por vivienda unifamiliar en Guayaquil será de 3,8 kWp.

Una vez determinada la potencia instalable se obtiene la producción anual de estos sistemas de generación a partir del factor de planta de la central de referencia 472 Altgenotec, situada a unos 30 km de la zona del plan piloto de Guayaquil y en la misma latitud. Dicho factor de planta es de alrededor de 13%.

Teniendo en cuenta el factor de planta definido, se obtiene la producción anual:

$$\text{Producción anual (kWh/año)} = \text{Potencia instalable (3,8 kWp)} \cdot \text{Factor planta (13\%)} \cdot \text{Horas año (8.760)} = 4.327 \text{ kWh.}$$

La producción anual con la superficie instalable disponible (4.237 kWh) es inferior al consumo anual del cliente residencial tipo (8.400 kWh), por tanto, la superficie instalable es el factor limitante.

Finalmente, en la **Tabla 27** se presenta los resultados para los tres escenarios planteados:

**Tabla 27. Datos generales de potencia a instalar en tejados de clientes residenciales**

Escenario	Porcentaje (%)	Número de viviendas con FV	Potencia instalada total (kWp)	Superficie instalada total (m <sup>2</sup> )
Escenario 1	-	-	-	-
Escenario 2	10%	623	2.367	14.986
Escenario 3	30%	2.205	8.379	53.039

### 7.3.3.2 Edificios comerciales

En primer lugar, se evalúa la superficie que habría que instalar para cubrir el 10% de la demanda de los clientes comerciales en el escenario 1 y del 20% de clientes en el escenario 2 y 3. La demanda promedio mensual de los clientes comerciales de la zona piloto de Guayaquil es de 551.860 kWh/mes. Para ello a partir de la demanda anual y el factor de planta considerado para esta zona se calcula la potencia instable teniendo en cuenta que habría que cubrir la demanda y que se podría vender un 25% de excedentes:

$$\text{Potencia instalable} = \text{Implantación (\%)} \cdot \text{Demanda anual (kWh)} \cdot 1,25 / 8.760 \text{ horas} \cdot \text{factor planta (\%)}$$

A continuación, **Tabla 28**, teniendo en cuenta la producción de alrededor de 0.16 kW/m<sup>2</sup> se calcula la superficie de los tejados de los clientes comerciales en cada escenario:

**Tabla 28. Datos generales de la potencia a instalar en clientes comerciales.**

Escenario	Porcentaje (%)	Demanda (kWh/mes)	Potencia a instalar (kWp)	Superficie (m <sup>2</sup> )
Escenario 1	10%	55.186	727	4.543
Escenario 2	20%	110.371	1.454	9.086
Escenario 3	30%	110.371	1.454	9.086

Por otro lado, se ha medido la superficie instalable de los tejados de los clientes comerciales por imagen de satélite debido a que no se disponía de información sobre la superficie instalable de cada cliente en concreto. Se ha evaluado la superficie instalable en 18.927 m<sup>2</sup>. Considerando como limitante esta variable se obtendría una superficie a instalar en el escenario 1 de 1.893 m<sup>2</sup> (10%) y en el escenario 2 y 3 de 3.785 m<sup>2</sup> (20%).

Consecuentemente, el factor limitante que se considerará es la superficie sobre tejado disponible para instalar ya que las superficies obtenidas es un valor inferior a la calculada para cubrir los porcentajes de demanda de estos clientes.

Para repartir la superficie instalable entre los clientes comerciales hasta completar la superficie se considerará en primer lugar los clientes con mayores superficies de tejado.

Teniendo en cuenta la producción de alrededor de 0,16 kW/m<sup>2</sup> y la superficie de los tejados de los clientes comerciales evaluado, se considera para el escenario 1 la instalación

de 221 kWp en el tejado del cliente comercial Ecuair y de 110 kWp en el tejado del cliente comercial La Parrilla del Ñato C.A.

En los escenarios 2 y 3, además de los dos clientes del escenario 1 se incluirán 3 clientes más teniendo en cuenta las superficies instalables en los tejados de estos clientes elegidos.

Adicionalmente, para los clientes comerciales grandes podría considerar un crecimiento del 3,83% de la superficie instalable debido a la ampliación de clientes de este tipo en las áreas periféricas de la zona del plan piloto de Guayaquil.

### 7.3.3.3 Industrias

En este tipo de clientes la superficie de instalación no es un limitante por tanto la potencia instalable se va a evaluar en función del límite de energía que se considera en cada escenario, siendo del 10% para el escenario 1 y del 20% para los escenarios 2 y 3. La demanda promedio mensual de los clientes industriales de la zona piloto de Guayaquil es de 308.710 kWh/mes.

Calculando según el mismo procedimiento y con las mismas consideraciones que en el apartado anterior (factor planta del 13% y producción media de 0,16 kWp/m<sup>2</sup>) se obtienen los siguientes resultados, **Tabla 29**, para los clientes industriales:

**Tabla 29. Datos generales de la potencia a instalar en clientes industriales**

Escenario	Porcentaje (%)	Demanda (kWh/mes)	Potencia a instalar (kWp)	Superficie (m <sup>2</sup> )
Escenario 1	10%	30.871	406	2.541
Escenario 2	20%	61.742	813	5.083
Escenario 3	20%	61.742	813	5.083

Para instalar la superficie deseada se ha elegido el cliente industrial Gelo Torres Josep Eduardo en la que se dispone de superficie sobre suelo para instalar un sistema fotovoltaico de estructura fija. En el escenario 1 se instalaría 407 kWp y en el escenario 2 tras una segunda fase de ampliación de la planta fotovoltaica se obtendría una potencia instalada total de 413 kWp.

En el caso de los grandes clientes industriales al considerarse únicamente un cliente industrial no se estima ningún crecimiento adicional en la zona de este tipo de clientes.

## 7.4 Aplicación de la metodología de previsión de la demanda

Este apartado se divide en dos partes, por un lado la caracterización del consumo eléctrico de la zona, y por otro lado los resultados de la previsión de la demanda para los tres escenarios.

### 7.4.1 Caracterización del consumo eléctrico en la zona piloto

Según la Metodología de Previsión de la demanda basada en redes inteligentes para planificación de las redes de distribución descrita en el capítulo 5 se ha realizado un estudio del consumo de la zona piloto por alimentadores que suministran energía eléctrica a los consumidores de la zona.

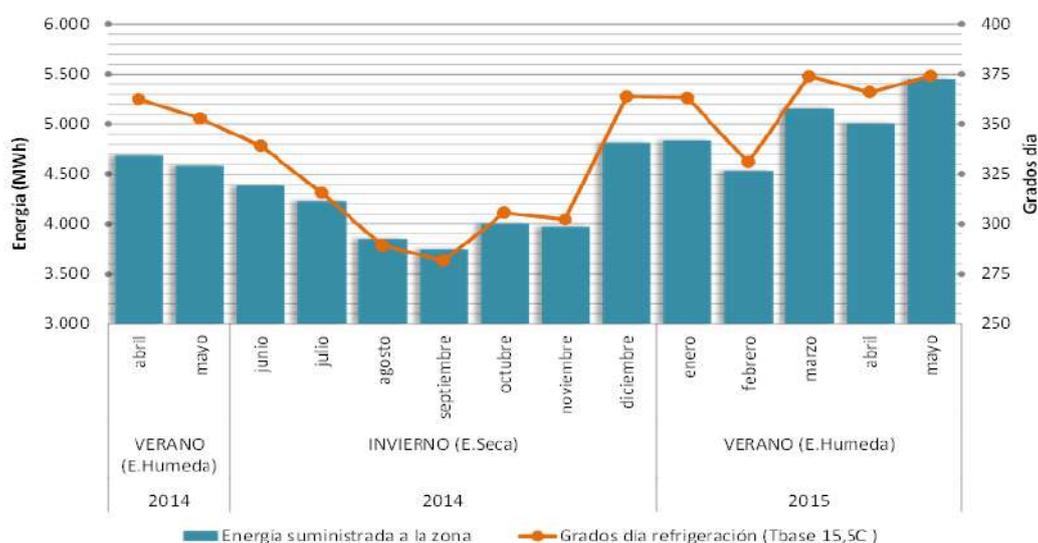
En la **Figura 88** se muestran los alimentadores presentes en la zona piloto y la localización de la subestación asociada.



**Figura 88. Alimentadores de suministro eléctrico: zona piloto.**

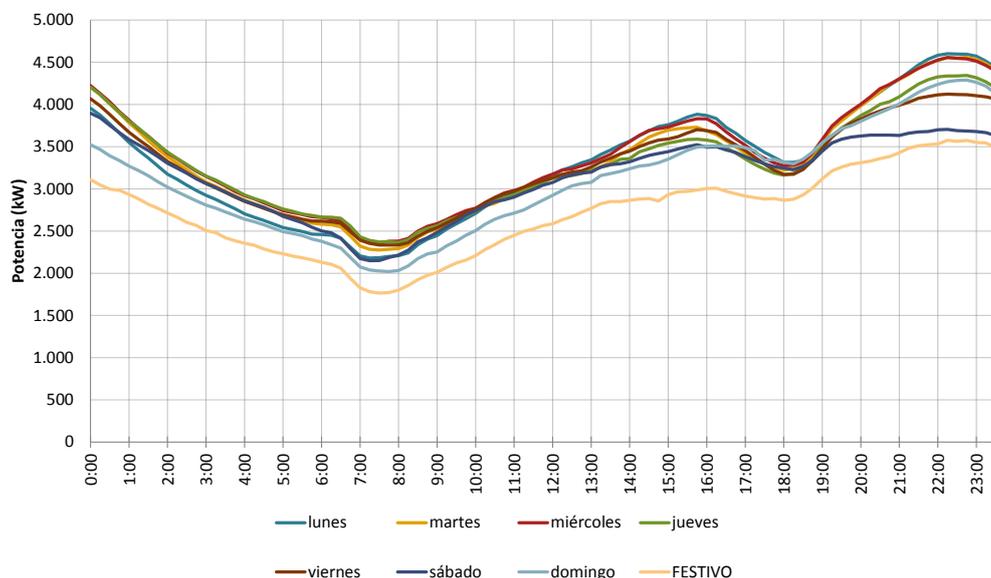
#### 7.4.1.1 Estacionalidad de la demanda de la zona

La zona geográfica de Guayaquil posee temperaturas medias por encima de la temperatura de confort, por lo tanto, el consumo eléctrico de la zona piloto está influenciado por la demanda eléctrica destinada a climatización. En la **Figura 89** se observa como la demanda eléctrica de la zona está influenciada por las temperaturas debido al uso de aparatos de aire acondicionado.

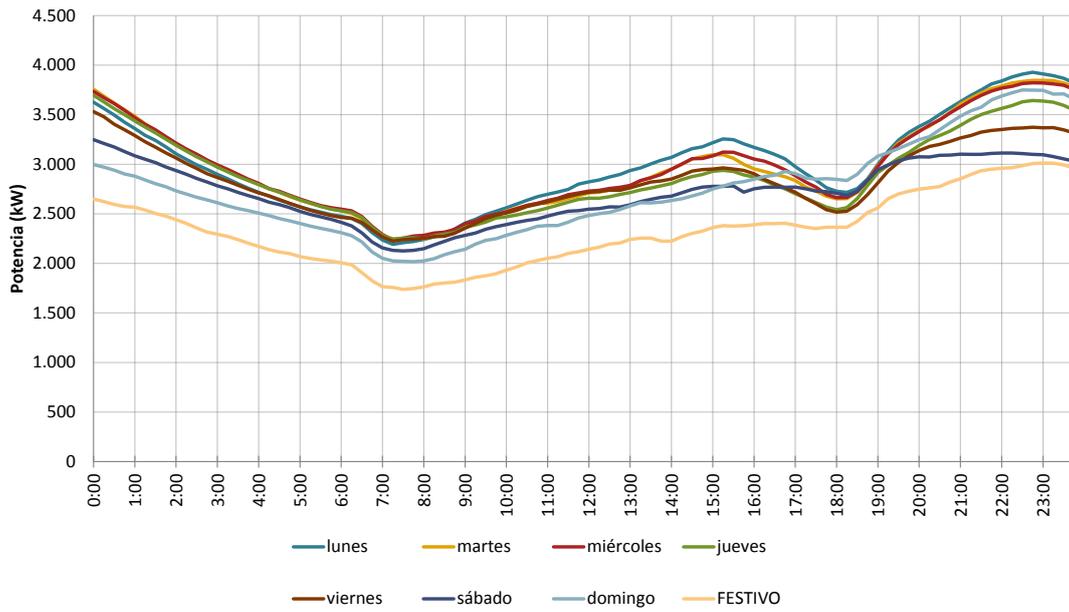


**Figura 89. Evolución del consumo mensual de la zona piloto y grados día de refrigeración (Temperatura base) 15,5 C.**

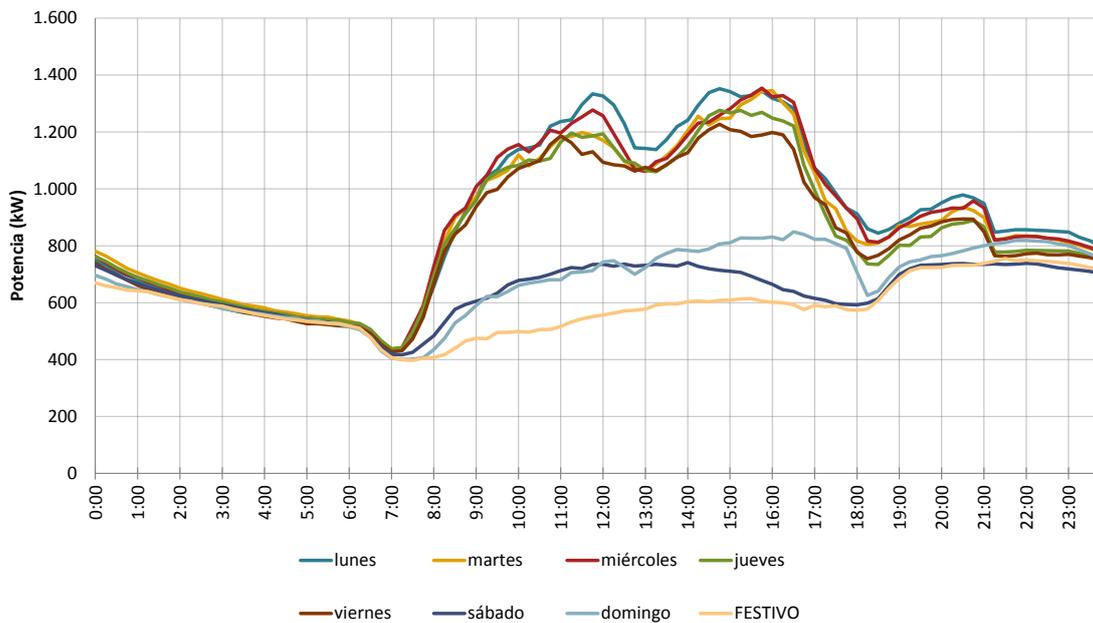
El mayor consumo se registra en los meses con temperaturas medias más elevadas, así como la punta de demanda simultánea en la zona. A continuación, en la **Figura 90**, **Figura 91** y **Figura 92** se presentan las curvas de carga promedio de los días de la semana para la estación húmeda de 2015 de los alimentadores de la subestación Belo Horizonte. Los alimentadores son Belo Horizonte, Puerto Azul y Bosques de la Costa.



**Figura 90. Curva de carga promedio del alimentador Belo Horizonte para los distintos días de la semana. Verano (E. Húmeda) 2015.**



**Figura 91. Curva de carga promedio del alimentador Puerto Azul para los distintos días de la semana. Verano (E. Húmeda) 2015.**



**Figura 92. Curva de carga promedio del alimentador Bosques de la Costa para los distintos días de la semana. Verano (E. Húmeda) 2015.**

Como se puede observar en las anteriores gráficas de los alimentadores, los lunes suelen ser los días con mayor consumo, por lo tanto, se ha escogido como día de diseño el 18 de mayo de 2015.

### 7.4.1.2 Clasificación de los clientes de la zona por tarifas eléctricas

En las **Tabla 30**, **Tabla 31** y **Tabla 32** se muestran indicadores que describen el consumo eléctrico de la zona por grupo tarifario para cada alimentador de la subestación. Las tablas se dividen en los siguientes niveles:

1. Tipo de cliente por uso de energía: comercial, industrial, residencial y luminarias.
2. Tipo de información recibida: con mediciones y sin mediciones.

Los clientes con mediciones son los clientes de los que se han recibido curvas de demanda específicas. De los clientes sin mediciones se ha recibido la energía facturada mensual de los últimos 6 meses.

3. Tarifa.

Como se puede observar los alimentadores Belo Horizonte y Puerto Azul poseen un consumo predominante residencial, mientras que Bosques de la Costa posee una componente importante de consumo comercial e industrial.

**Tabla 30. Características de los clientes del alimentador Belo Horizonte**

BELO HORIZONTE	Número de consumidores		Consumo mensual de energía		Consumo mensual de energía por cliente
	Número	%	kWh/mes	%	kWh/mes
<b>Comercial</b>	<b>146</b>	<b>4,6%</b>	<b>216.437</b>	<b>11,7%</b>	<b>1.482</b>
<i>Con mediciones</i>	15	10,3%	128.904	59,6%	8.594
Comerc.Dem.Reg.Horario	1	6,7%	15.600	12,1%	15.600
Comercial con DM BFP FC	14	93,3%	113.304	87,9%	8.093
<i>Sin mediciones</i>	131	89,7%	87.532	40,4%	668
Comercial sin Demanda	8	6,1%	4.419	5,0%	552
Comercial sin demanda B.F.P	121	92,4%	81.953	93,6%	677
Oficiales sin Demanda	2	1,5%	1.161	1,3%	580
<b>Industrial</b>	<b>4</b>	<b>0,1%</b>	<b>149.757</b>	<b>8,1%</b>	<b>37.439</b>
<i>Con mediciones</i>	3	75,0%	149.464	99,8%	49.821
Industrial con DM BFP FC	3	100,0%	149.464	100,0%	49.821
<i>Sin mediciones</i>	1	25,0%	293	0,2%	293
Industrial Artesanal	1	100,0%	293	100,0%	293
<b>Residencial</b>	<b>2.041</b>	<b>64,2%</b>	<b>1.427.046</b>	<b>77,0%</b>	<b>699</b>
Ley de Discapacidades	32	1,6%	26.351	1,8%	823
Residencial	1.961	96,1%	1.368.819	95,9%	698
Residencial PEC	6	0,3%	3.687	0,3%	615
Tercera Edad	42	2,1%	28.189	2,0%	671
<b>Luminaria</b>	<b>988</b>	<b>31,1%</b>	<b>61.058</b>	<b>3,3%</b>	<b>62</b>
Luminaria	988	100,0%	61.058	100,0%	62
<b>Total general</b>	<b>3.179</b>		<b>1.854.297</b>		<b>583</b>

**Tabla 31. Características de los clientes del alimentador Puerto Azul.**

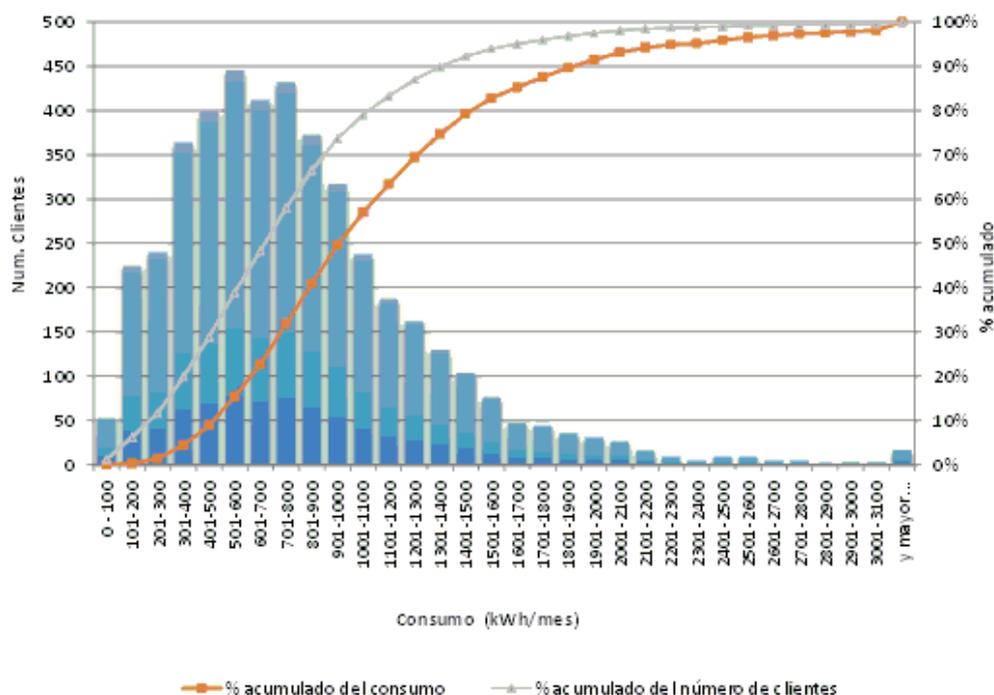
PUERTO AZUL	Número de consumidores		Consumo mensual de energía		Consumo mensual de energía por cliente
	Número	%	kWh/mes	%	kWh/mes
<b>Comercial</b>	<b>143</b>	<b>5,1%</b>	<b>240.864</b>	<b>14,3%</b>	<b>1.684</b>
<i>Con mediciones</i>	15	10,5%	143.909	59,7%	9.594
Asistencia Social conDM BFP FC	1	6,7%	9.787	6,8%	9.787
Comerc.Dem.Reg.Horario	2	13,3%	50.064	34,8%	25.032
Comercial con dem. B. F.P	1	6,7%	1.387	1,0%	1.387
COMERCIAL con DM BFP FC	10	66,7%	82.316	57,2%	8.232
SERV.COMUNITARIO CON DM BFP FC	1	6,7%	355	0,2%	355
<i>Sin mediciones</i>	128	89,5%	96.955	40,3%	757
Asistencia Social Sin Demanda	2	1,6%	2.640	2,7%	1.320
Comercial sin Demanda	8	6,3%	6.110	6,3%	764
Comercial sin demanda B.F.P	118	92,2%	88.206	91,0%	748
<b>Industrial</b>	<b>3</b>	<b>0,1%</b>	<b>2.606</b>	<b>0,2%</b>	<b>869</b>
<i>Con mediciones</i>	1	33,3%	1.137	43,6%	1.137
Industrial con DM BFP FC	1	100,0%	1.137	100,0%	1.137
<i>Sin mediciones</i>	2	66,7%	1.470	56,4%	735
Industrial Artesanal	2	100,0%	1.470	100,0%	735
<b>Residencial</b>	<b>1.886</b>	<b>67,5%</b>	<b>1.406.772</b>	<b>83,3%</b>	<b>746</b>
Ley de Discapacidades	28	1,5%	26.229	1,9%	937
Residencial	1.755	93,1%	1.313.507	93,4%	748
Residencial PEC	9	0,5%	4.362	0,3%	485
Tercera Edad	93	4,9%	61.725	4,4%	664
Tercera Edad PEC	1	0,1%	949	0,1%	949
<b>Luminaria</b>	<b>763</b>	<b>27,3%</b>	<b>39.047</b>	<b>2,3%</b>	<b>51</b>
Luminaria	763	100,0%	39.047	100,0%	51
<b>Total general</b>	<b>2.795</b>		<b>1.689.289</b>		<b>604</b>

**Tabla 32. Características de los clientes del alimentador Bosques de la costa.**

BOSQUES DE LA COSTA	Número de consumidores		Consumo mensual de energía		Consumo mensual de energía por cliente
	Número	%	kWh/mes	%	kWh/mes
<b>Comercial</b>	<b>34</b>	<b>4,7%</b>	<b>94.556</b>	<b>18,0%</b>	<b>2.781</b>
<i>Con mediciones</i>	3	8,8%	73.680	77,9%	24.560
Comercial con DM BFP FC	2	66,7%	41.121	55,8%	20.561
Entidades Oficia.con DM BFP FC	1	33,3%	32.559	44,2%	32.559
<i>Sin mediciones</i>	31	91,2%	20.876	22,1%	673
Comercial sin Demanda	2	6,5%	1.990	9,5%	995
Comercial sin demanda B.F.P	27	87,1%	18.362	88,0%	680
Oficiales sin Demanda	2	6,5%	524	2,5%	262
<b>Industrial</b>	<b>6</b>	<b>0,8%</b>	<b>156.351</b>	<b>29,8%</b>	<b>26.058</b>
<i>Con mediciones</i>	5	83,3%	155.243	99,3%	31.049
Ind.Demanda reg. 4 horarios	1	20,0%	77.758	50,1%	77.758
Industrial con DM BFP FC	4	80,0%	77.484	49,9%	19.371
<i>Sin mediciones</i>	1	16,7%	1.108	0,7%	1.108
Industrial Artesanal	1	100,0%	1.108	100,0%	1.108
<b>Residencial</b>	<b>495</b>	<b>67,9%</b>	<b>254.669</b>	<b>48,6%</b>	<b>514</b>
Ley de Discapacidades	4	0,8%	2.519	1,0%	630
Residencial	476	96,2%	239.777	94,2%	504
Residencial PEC	2	0,4%	878	0,3%	439
Tercera Edad	13	2,6%	11.494	4,5%	884
<b>Luminaria</b>	<b>194</b>	<b>26,6%</b>	<b>18.820</b>	<b>3,6%</b>	<b>97</b>
Luminaria	194	100,0%	18.820	100,0%	97
<b>Total general</b>	<b>729</b>		<b>524.395</b>		<b>719</b>

### 7.4.1.3 Histograma del consumo residencial de la zona

En la **Figura 93** se muestra el histograma con el promedio de consumo mensual de los clientes residenciales de la zona piloto de Guayaquil. Como se puede observar los clientes residenciales poseen un consumo muy por encima de la media del consumo del país (entre 100 y 150 kWh/mes). Esto se debe al uso de aparatos de aire acondicionado y a un poder adquisitivo elevado. Como se observa, el 50% del consumo residencial lo realizan clientes con consumos mensuales superiores a 600 kWh/mes.



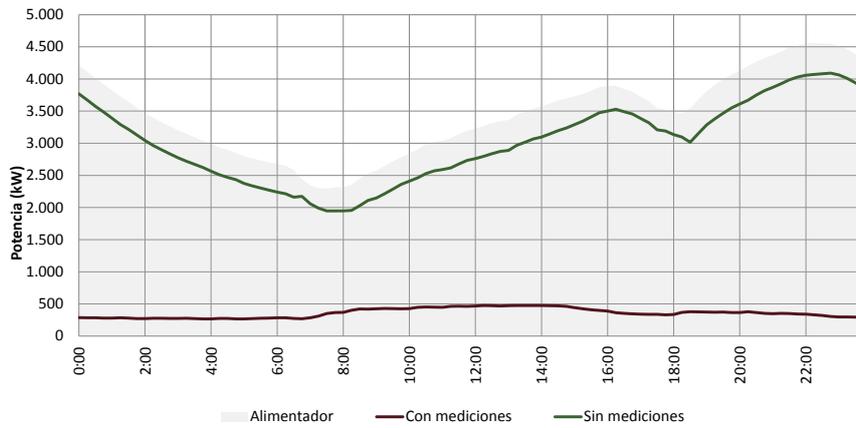
**Figura 93. Histograma de consumo residencial en la zona 3.**

## 7.4.2 Resultados de la previsión de la demanda en los escenarios

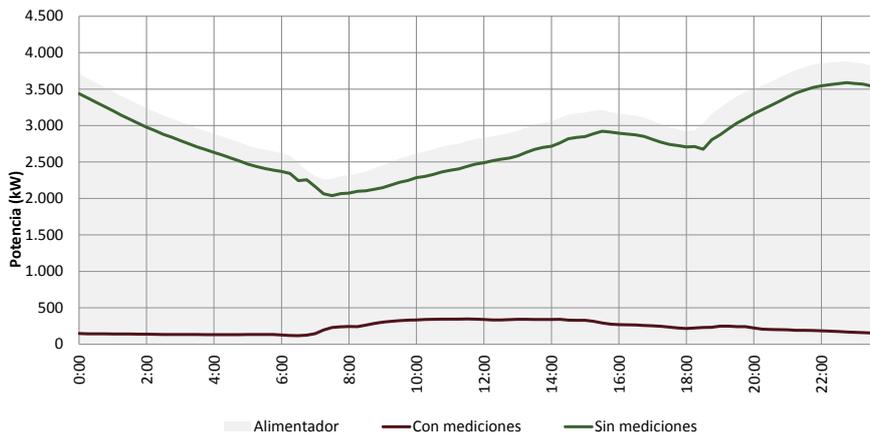
Este punto se describen los resultados obtenidos a lo largo del proceso de cálculo vinculado a la obtención de la previsión de la demanda para cada uno de los C.T. de la zona de estudio.

### 7.4.2.1 Perfiles de los consumidores en el escenario base

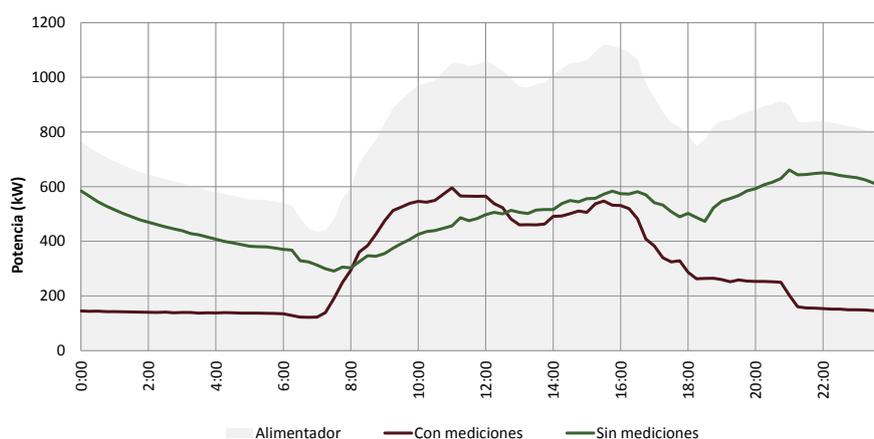
En la **Figura 94**, **Figura 95** y **Figura 96** se muestran las curvas de los alimentadores desagregadas en los clientes con mediciones y sin mediciones. Como se puede observar, las curvas sin mediciones presentan una forma similar en los tres alimentadores una vez quitados los clientes con mediciones que son los consumidores comerciales e industriales de mayor consumo. Los clientes sin mediciones son los pequeños consumidores.



**Figura 94. Curva de carga promedio - Mayo/2015 del alimentador desagregada en Con mediciones y Sin mediciones. Zona 3 -Alimentador Belo Horizonte.**



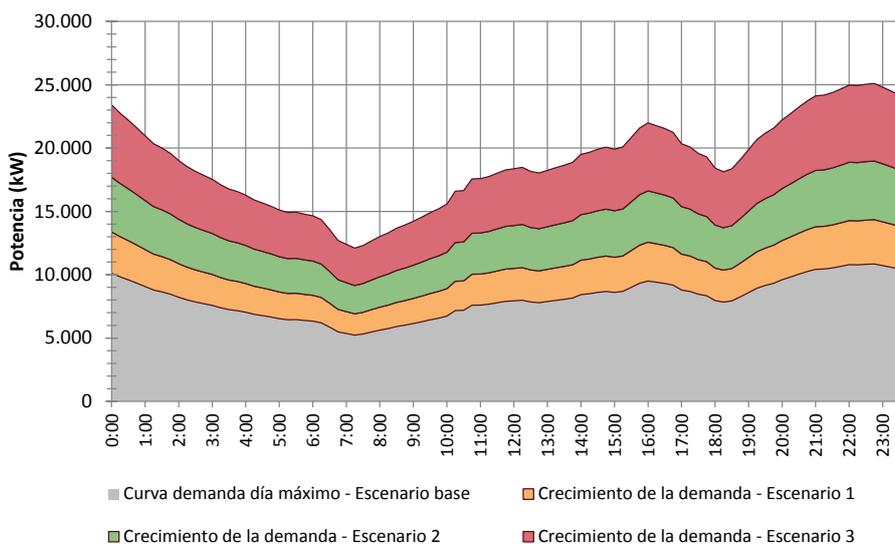
**Figura 95. Curva de carga promedio - Mayo/2015 del alimentador desagregada en Con mediciones y Sin mediciones. Zona 3 -Alimentador Puerto Azul.**



**Figura 96. Curva de carga promedio - Mayo/2015 del alimentador desagregada en Con mediciones y Sin mediciones. Zona 3 –Bosques de la costa.**

#### 7.4.2.2 Previsión del crecimiento

Para la previsión de la demanda futura se ha realizado una proyección del crecimiento del escenario base con los datos de crecimiento de la zona de concesión de CNEL Guayaquil. Se ha tomado esta aproximación debido a que no se ha dispuesto de información de mayor calidad sobre el crecimiento específico de la zona. Se ha calculado el crecimiento específico de la zona por tipos de consumidores obteniendo para los consumidores residenciales un 0,19% y comerciales un 0,93%. Por otro lado, se obtuvo un crecimiento expansivo de 9,77% derivado del valor obtenido para la zona de concesión, y considerando que el crecimiento de la zona piloto decrecerá con el tiempo debido a la saturación del espacio construable. En la **Figura 97** se muestra el crecimiento de la demanda base estimada en cada escenario.



**Figura 97. Crecimiento de la demanda base para cada escenario. Zona 3.**

### 7.4.2.3 Perfiles estocásticos de los nuevos elementos de demanda

Según la *Metodología de Previsión de la demanda basada en redes inteligentes para planificación de las redes de distribución*, se han obtenido los siguientes perfiles de consumo promedio estocásticos para los nuevos elementos de crecimiento rápido considerados en la zona piloto. Los perfiles caracterizan el consumo eléctrico de los nuevos elementos (potencia) y el hábito de consumo del espectro de usuarios de la zona. Se han obtenido para el día laborable en el cual previsiblemente se vaya a dar el pico de demanda en la zona.

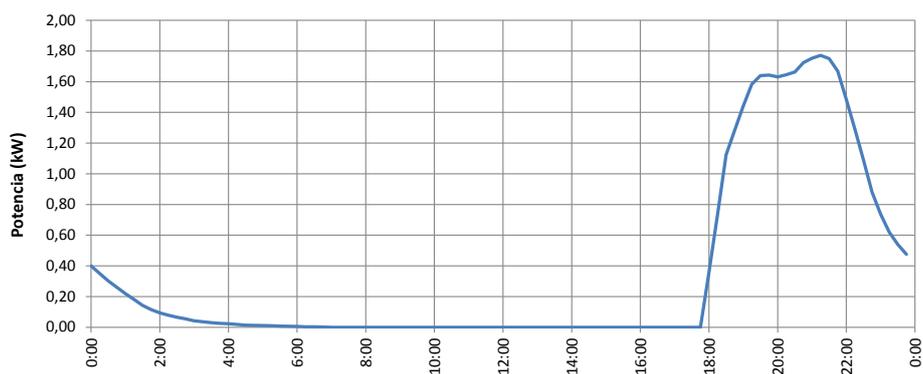
#### **Vehículo eléctrico residencial sin tarifa especial (TOU)**

La curva de uso de vehículo eléctrico se ha construido a partir de una simulación de Montecarlo con el estudio realizado de uso del mismo en la zona. La información de partida se muestra en la **Tabla 33**.

**Tabla 33. Conclusiones de los escenarios planteados en la zona Guayaquil para carga lenta residencial (autos eléctricos)**

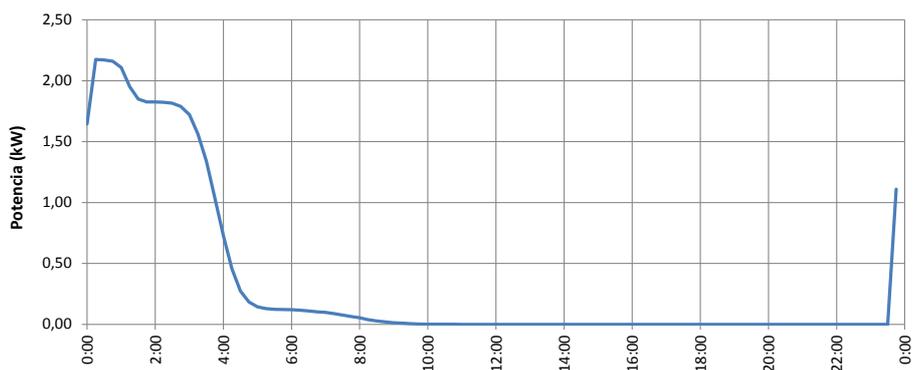
Residencial	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2
Número de recargas de vehículos eléctricos residencial	320		784		1920	
Potencia Media Recarga (kW)	2,5	6,6	2,5	6,6	2,5	6,6
Tipo de recarga	Lenta 1	Lenta 2	Lenta 1	Lenta 2	Lenta 1	Lenta 2
Porcentaje de usuario que utilizan cada tipo de recarga	85%	15%	85%	15%	85%	15%
Periodos de inicio de la carga	18-22 h		18-22 h		18-22 h	
Hora de punta de inicio de carga	18h30		18h30		18h30	
Usuario A (descargan la batería para volver a cargarla)	20% (64)		20% (157)		20% (384)	
Duración promedio carga completa batería (usuario A)	8h	3h15	8h	3h15	8h	3h15
Porcentaje de cargas diarias por medio de descarga completa (%) (**)	25% (16)		25% (39)		25% (96)	
Usuarios B (cargan todos los días)	80% (256)		80% (627)		80% (1536)	
Duración de las cargas usuarios tipo B promedio	2h	1h	2h	1h	2h	1h

El perfil de uso obtenido se muestra en la **Figura 98**.



**Figura 98. Perfil estocástico promedio de uso del vehículo eléctrico para un usuario. Carga residencial sin TOU**

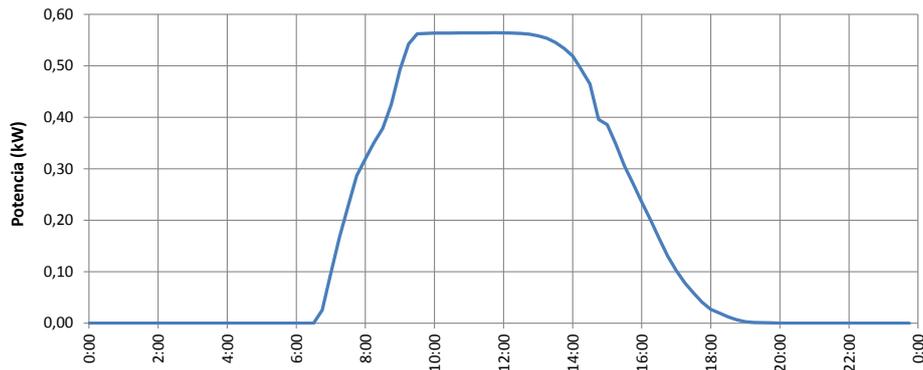
Se ha considerado que el mismo espectro de usuarios mostrado anteriormente que se acogen a la tarifa especial modificarían su consumo para empezar a cargar a partir de las 0:00, como se indica en la **Figura 99**.



**Figura 99. Perfil estocástico promedio de uso del vehículo eléctrico para un usuario. Carga residencial con TOU**

### Vehículo eléctrico con carga comercial

Siguiendo un procedimiento parecido se obtuvo el perfil de uso medio para carga comercial, como se indica en la **Figura 100**.

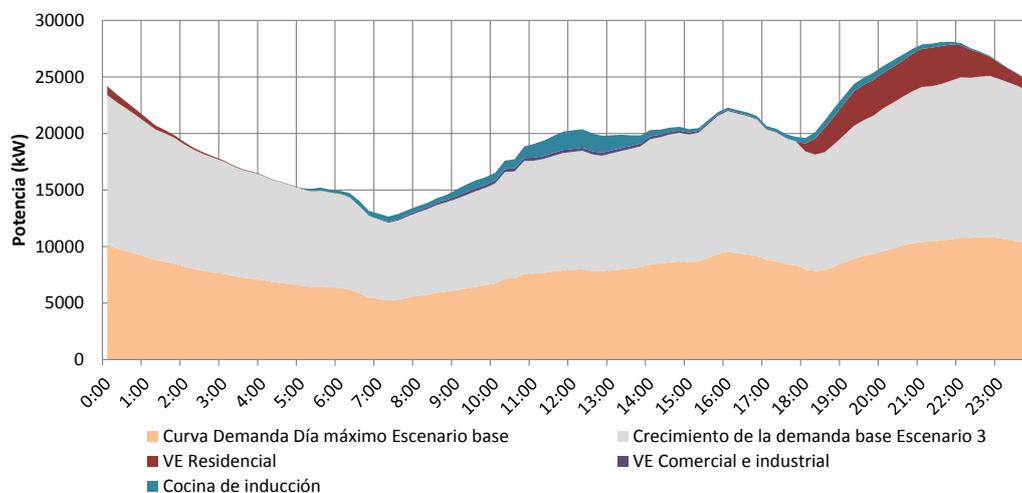


**Figura 100. Perfil estocástico promedio de uso del vehículo eléctrico para un usuario. Carga en comercios.**

### Cocina de inducción

El perfil utilizado ha sido obtenido con mediciones de la EEQ en la ciudad de Quito. Se ha tomado como hipótesis la misma curva de uso para la zona de Guayaquil debido a la falta de información específica de la zona.

Por último, se muestra la modificación de la curva de demanda de la zona con la penetración de los nuevos elementos de demanda para el escenario 3, **Figura 101**.



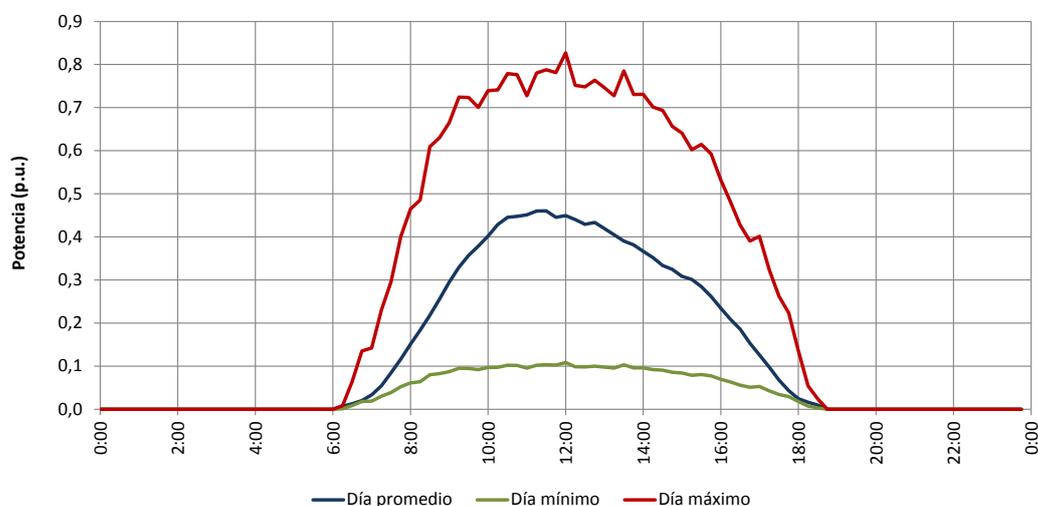
**Figura 101. Desagregación del consumo de la zona de Guayaquil con la introducción de los nuevos elementos de demanda. Escenario 3.**

Como se puede observar, el vehículo eléctrico contribuiría a incrementar la punta de demanda.

#### 7.4.2.4 Perfil de generación fotovoltaica distribuida

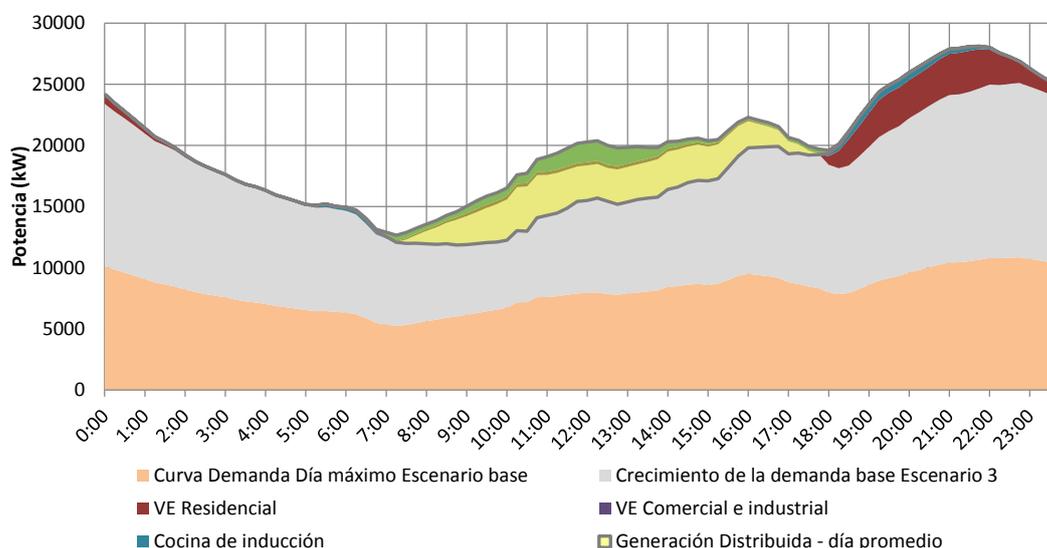
Se ha obtenido una curva de generación fotovoltaica para el día mínimo (percentil 5), máximo (percentil 95) y promedio con el recurso solar de la zona en base a los datos de

generación anuales de la planta fotovoltaica Altgenotec (Pnom = 1MW) próxima a la zona piloto, como se indica en la **Figura 102**.



**Figura 102. Curva de generación en p.u. de la zona.**

Para planificar se ha utilizado la curva del día de mínima irradiación ya que se ha considerado la más desfavorable en cuanto a punta de demanda máxima agregada. En la **Figura 103** se muestra el efecto de la generación distribuida en el escenario 3 para el día de irradiación promedio anual.

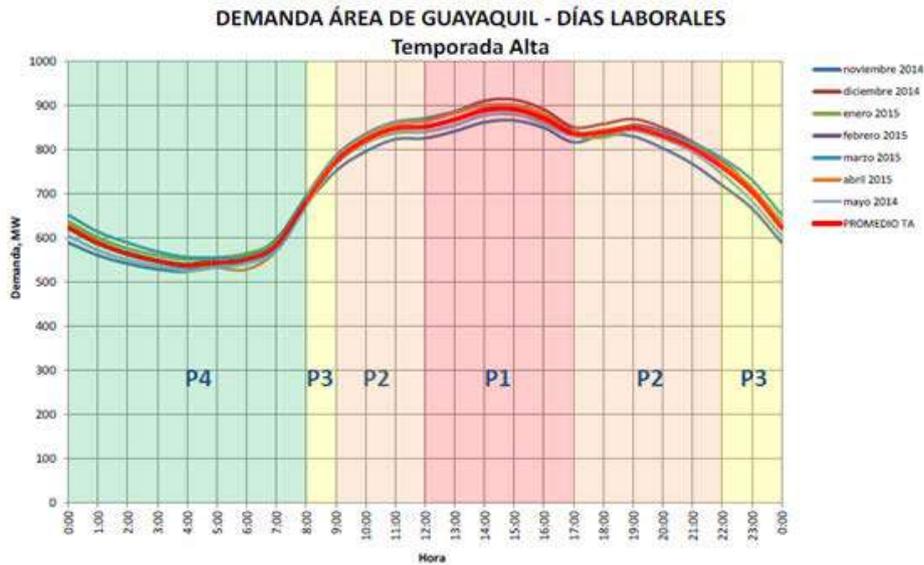


**Figura 103. Desagregación del consumo de la zona con la introducción de los nuevos elementos de demanda y generación distribuida. Escenario 3.**

#### 7.4.2.5 Modificación de los perfiles con tarifas TOU

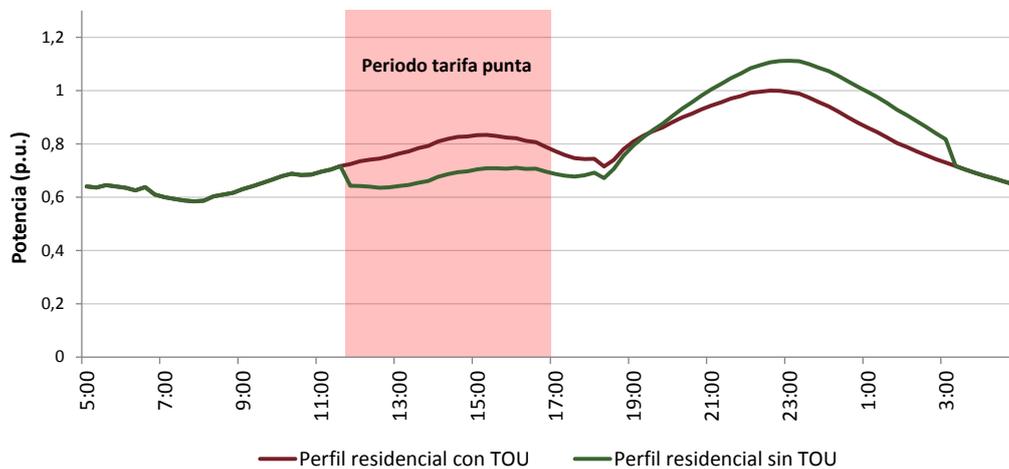
Se ha considerado que los clientes residenciales trasladarían el 15% de la energía consumida en el periodo punta al periodo valle. Este valor se asocia al potencial de gestión

de la demanda de clientes residenciales con aire acondicionado. Los clientes industriales y comerciales grandes se ha considerado que no modificarían su perfil de carga debido a que ya disponen de tarifas con periodos similares. En la **Figura 104** se indica los periodos horarios de la demanda para la zona de Guayaquil.



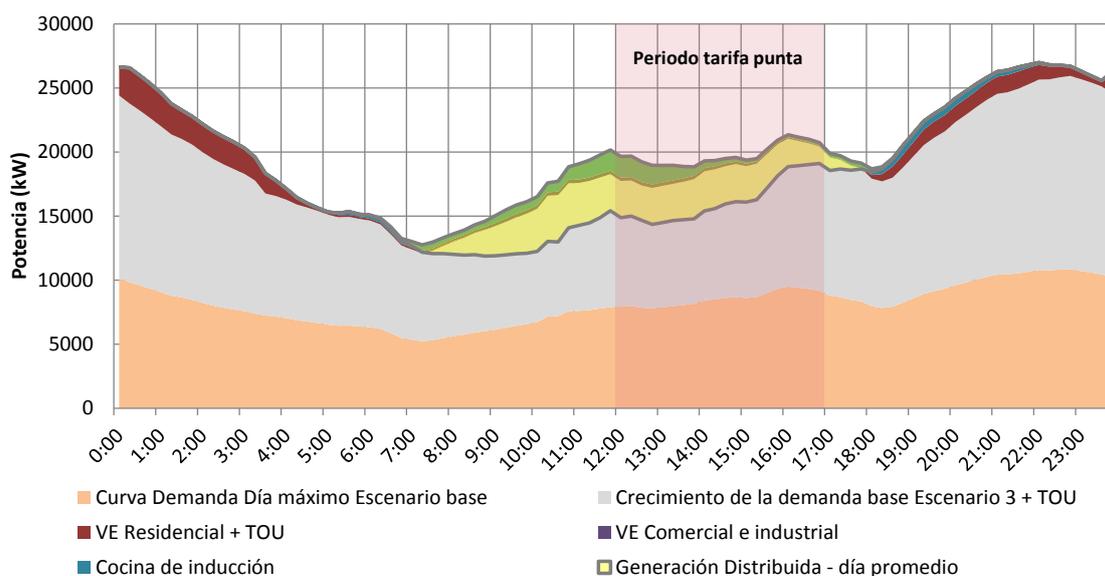
**Figura 104. Periodos horarios definidos para el área de Guayaquil. Días laborales. Temporada Alta**

En la **Figura 105** se muestra el efecto de la tarifa por periodos en el perfil de demanda residencial de la zona.



**Figura 105. Modificación del perfil residencial con cambio a Tarifa por periodos**

En cuanto al vehículo eléctrico, los usuarios adaptarían su consumo al perfil mostrado anteriormente en la **Figura 106**.



**Figura 106. Desagregación del consumo de la zona con la introducción de los nuevos elementos de demanda y generación distribuida e introducción de TOU. Escenario 3.**

Como se observa en la **Figura 106**, la punta de consumo en el escenario 3 se trasladaría más tarde debido al desplazamiento de la curva de carga de vehículo eléctrico residencial. Sin embargo, para el resto de consumos el periodo punta no coincide con la punta de la curva de carga de la zona, y por lo tanto la aplicación de tarifa TOU contribuye a incrementar la potencia punta máxima de la zona.

#### 7.4.2.6 Estimación de potencia gestionable con programas DR

Para cada escenario se ha estimado una potencia gestionable con distintos programas de respuesta de la demanda, **Tabla 34**. Se muestra la potencia máxima gestionable y la potencia máxima gestionable en el pico de demanda de la zona.

**Tabla 34. Datos de potencia gestionable en cada escenario.**

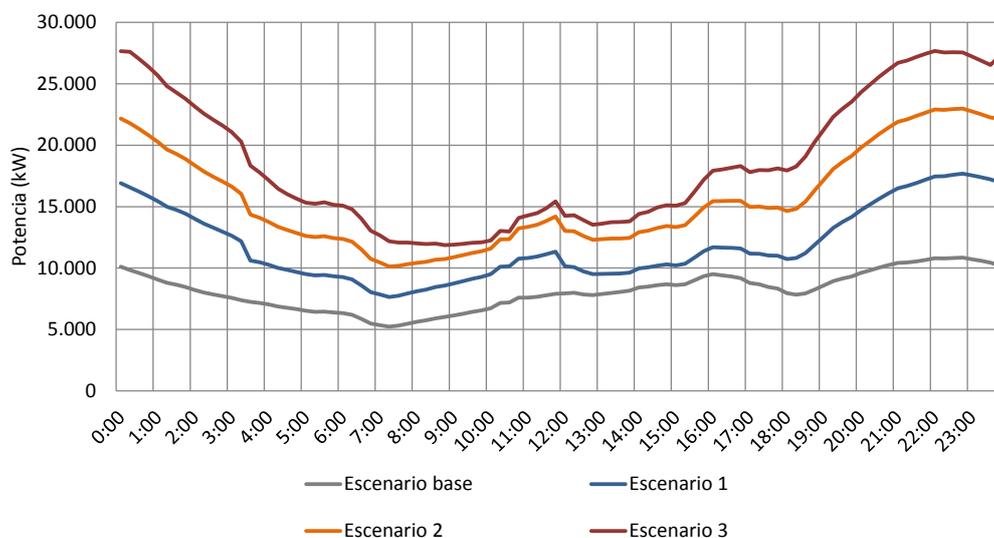
			P max (kW)	% controlable en escenarios	% reducción	P max gestionable (kW)	P max gestionable en punta (kW)
Escenario base	Comercial	AA y otros	3.859	-	-	-	-
	Industrial		3.242	-	-	-	-
	Residencial	Vehículo eléctrico	-	-	-	-	-
		Consumos domésticos	8.933	-	-	-	-
Escenario 1	Comercial	AA y otros	5.212	-	-	-	-
	Industrial		4.379	20%	10%	88	24
	Residencial	Vehículo eléctrico	694	-	-	-	-
		Consumos domésticos	12.066	-	-	-	-
Escenario 2	Comercial	AA y otros	6.797	10%	25%	170	70
	Industrial		5.711	30%	10%	171	47
	Residencial	Vehículo eléctrico	1.701	10%	100%	170	170
		Consumos domésticos	15.736	10%	20%	315	315
Escenario 3	Comercial	AA y otros	8.095	15%	25%	304	126
	Industrial		6.801	40%	10%	272	75
	Residencial	Vehículo eléctrico	4.166	30%	100%	1.250	1.250
		Consumos domésticos	18.740	15%	20%	562	562

Según la tabla anterior, en el escenario 3 se podría reducir la punta de demanda de la zona en aproximadamente 2 MW, esto supondría alrededor de 40 horas de programas de gestión de la demanda, lo que está dentro de los límites de tiempos de los programas habituales.

#### 7.4.2.7 Previsión de la curva de demanda de la zona piloto

##### 7.4.2.7.1 Curva de carga para el día máximo

Con los niveles de penetración determinados para cada escenario de estudio se han obtenido en la **Figura 107** las curvas de carga para toda la zona en cada escenario para el día de diseño de máxima demanda:



**Figura 107. Curvas de demanda en la zona por escenario. Día de máxima demanda**

Como se observa, la penetración del vehículo eléctrico aumenta la punta de consumo por la tarde y la generación distribuida fotovoltaica disminuye notablemente la curva en las horas centrales del día disminuyendo el factor de carga de la curva.

#### 7.4.2.7.2 Evolución de carga anual del transformador de la zona

En la **Figura 108** se presenta la cargabilidad del transformador de la subestación Belo Horizonte para el escenario 1. La escala de color está normalizada a la potencia nominal del transformador de la subestación 24 MVA. Los valores en rojo indican que se ha alcanzado la potencia máxima o incluso se ha sobrepasado.

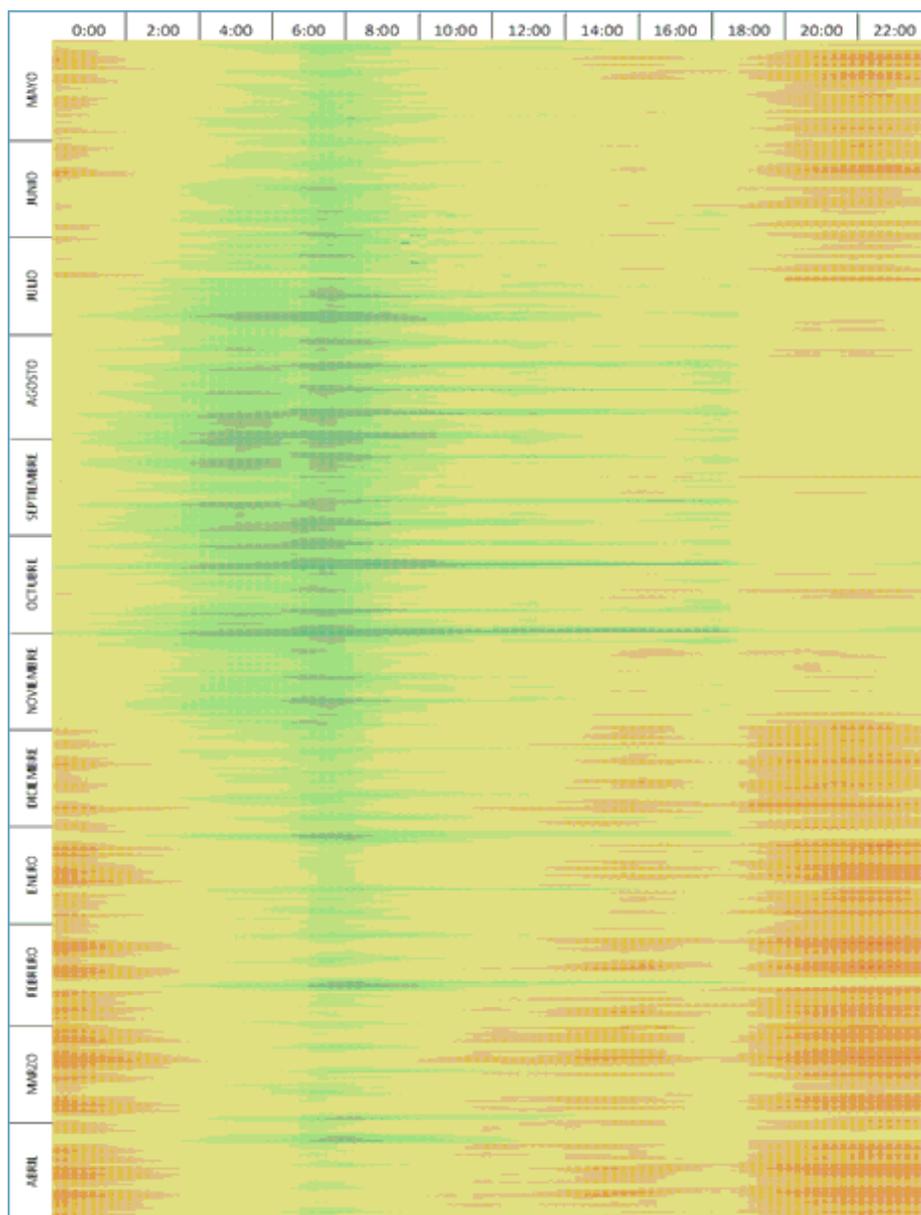
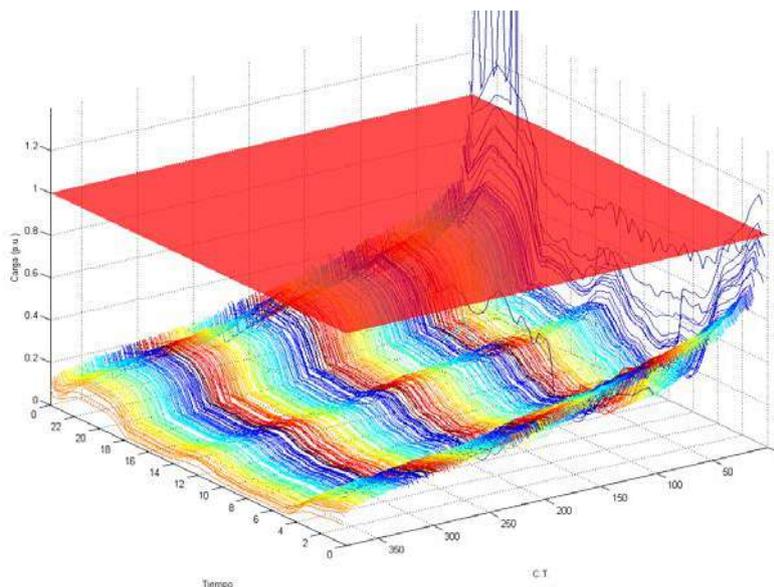


Figura 108. Evolución de la demanda anual. Normalización a la potencia nominal del transformador de la S/E de la zona (Sn 24 MVA). Escenario 1

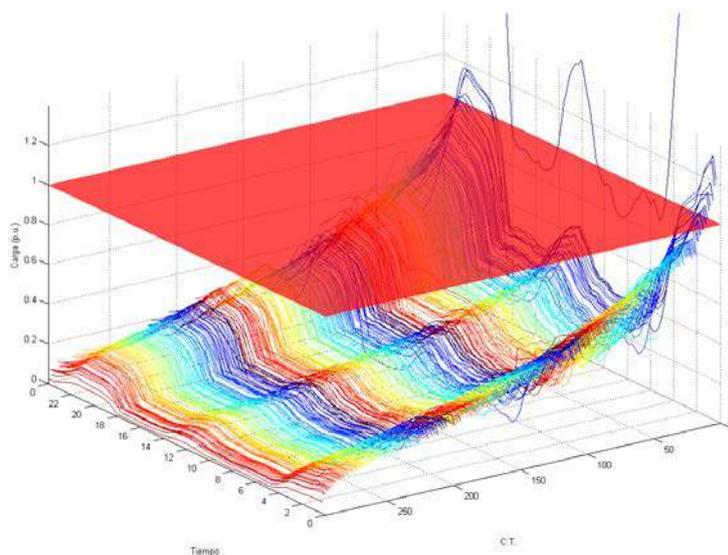
### 7.4.2.8 Previsión de la demanda máxima en los C.T.

En este apartado se presentan las curvas del día de diseño de los C.T. de la zona para los distintos escenarios. Las curvas de los C.T. se presentan ordenadas de mayor a menor según el valor de carga instantánea máxima calculada (p.u.) en el día de diseño sobre la potencia aparente nominal del transformador.

Como se puede observar en la **Figura 109**, **Figura 110** y **Figura 111**, la cargabilidad de los C.T. de la zona es baja debido a un sobredimensionamiento de los mismos.



**Figura 109. Cargabilidad de los C.T. del alimentador Belo Horizonte. Escenario 3**



**Figura 110. Cargabilidad de los C.T. del alimentador Puerto Azul. Escenario 3.**

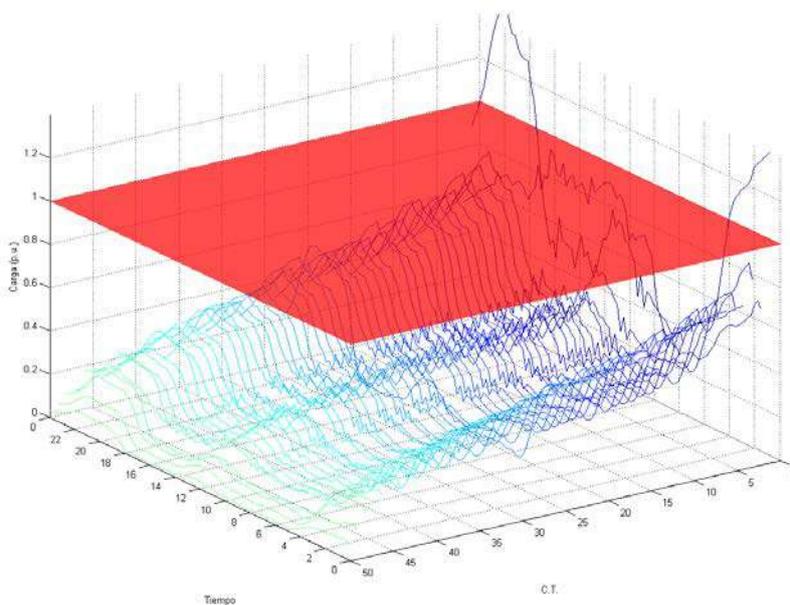


Figura 111. Cargabilidad de los C.T. del alimentador Bosques de la Costa. Escenario 3.

## 7.5 Aplicación de metodología de planificación de expansión/refuerzo a las zonas del plan piloto

En este apartado se realiza la planificación de expansión/refuerzo a las distintas zonas del plan piloto, la metodología seguida es la descrita en el capítulo 6: “Metodologías de planificación en redes inteligentes”. Además, se va a optimizar la confiabilidad de la red mediante reconectores, conjuntamente con la planificación llevada a cabo para el escenario 1.

### 7.5.1 Comprobación del estado inicial de la red (Escenario Base)

Se realiza en un primer momento un análisis de flujos de carga a la red actual para comprobar el estado de carga de las zonas troncal y ramificada. Se pretende verificar si hay errores iniciales en la información de la red para poder subsanarlos. Una vez realizado este proceso, se puede dar paso a la simulación y análisis de los escenarios.

En la **Tabla 35** se puede ver la codificación de colores utilizada para la representación gráfica que se utiliza durante el presente documento.

**Tabla 35. Codificación de colores por niveles de cargabilidad y tensiones.**

Estado actual	Nivel de cargabilidad (%)	Nivel de tensión (p.u.)	Codificación	Color
<b>Adecuado</b>	<90	0,97-1,03	Verde	
<b>Alarma</b>	90-100	0,95-0,97 y 1,03-1,05	Azul	
<b>Inadecuado</b>	>100	<0,95 y >1,05	Rojo	

### 7.5.2 Introducción de nuevos elementos en la red de distribución

Para poder analizar algunos aspectos de los descritos en la metodología de planificación de expansión/refuerzo es necesario introducir nuevos elementos a la red de distribución. Estos elementos son:

- **Cargas de crecimiento expansivo:** estos elementos se introducen en Cymdist como una única carga conectada directamente a la red de media tensión (MT). En cada zona del plan piloto se determina en función del terreno libre en la zona y se divide la nueva demanda de crecimiento expansivo en varias cargas que afecten a cada uno de los alimentadores.
- **Estaciones de recarga rápida de VE (electrolinera):** atendiendo a las necesidades surgidas por la introducción progresiva de los VE en el parque automovilístico. Para cada zona del plan piloto y escenario se han determinado las ubicaciones y capacidad de carga de cada estación de carga. Para la introducción de estos elementos en Cymdist se hace mediante un fusible, transformador y carga, todos trifásicos conectados directamente a la red de media tensión.
- **Estaciones de recarga lenta pública de VE:** de nuevo los datos que se utilizan para las ubicaciones y capacidades de carga surgen de la necesidad de la introducción progresiva de VE. Los nuevos elementos son similares a las estaciones de recarga rápida de VE.

En las siguientes figuras se pueden ver los nuevos elementos representados gráficamente sobre la red del plan piloto de Guayaquil. En la **Figura 112** las cargas de crecimiento expansivo (1) y en la **Figura 113** las estaciones de recarga lenta públicas de VE y estaciones de recarga rápida de VE (2).



Figura 112. Ubicación de nuevos elementos introducidos en la red de distribución (1)



Figura 113. Ubicación de nuevos elementos introducidos en la red de distribución (2)

Para el dimensionamiento de los transformadores de las estaciones de recarga rápida de VE se ha considerado el criterio de cargabilidad del transformador para el escenario 3 alrededor de un 50-70%. Por otro lado, para el dimensionamiento de los

transformadores de las estaciones de recarga lenta pública de VE se ha considerado el criterio de cargabilidad del transformador para el escenario tres alrededor de un 50-70%. Considerando que hay una limitación de la potencia del conjunto de los puestos de carga en una estación de recarga. Por tanto, los transformadores de las estaciones de recarga de VE estarían ya dimensionados para el escenario 3.

### 7.5.3 Análisis de flujos de carga para los estados desfavorables en los distintos escenarios

En este apartado se realizan flujos de carga para cada escenario y para cada estado de carga desfavorable en las zonas definidas, es decir troncal y ramificada. Por un lado, se introducen los valores de demanda previstos. Por otro lado, se introducen las demandas por consumidor a su centro de transformación asignado, así como las demandas de los clientes conectados en media tensión (MT), las demandas de crecimiento expansivo y las estaciones de recarga rápida de VE.

A continuación, se muestran los datos de demanda máxima resultantes de cada escenario para los diferentes alimentadores. Destacar que los valores mostrados no son coincidentes en el tiempo, por tanto, son los valores máximos individuales y no son aplicables a la demanda máxima en el transformador de la subestación, como se comprobará en los siguientes apartados. En la **Tabla 36** y **Figura 114** puede verse cómo evoluciona la demanda máxima en cada alimentador con la evolución de los escenarios.

**Tabla 36. Evolución con los escenarios de la demanda máxima de los alimentadores.**

Nombre de la red	Carga máxima por alimentador							
	Escenario Base		Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
	kVA	FP(%)	kVA	FP(%)	kVA	FP(%)	kVA	FP(%)
BELO HORIZONTE	5.513,83	95,3	7.051,42	95,2	9.030,31	95,0	12.107,45	94,8
BOSQUES DE LA COSTA	1.636,82	95,4	3.628,23	-99,6	6.288,42	99,6	10.139,99	98,3
PUERTO AZUL	4.656,57	94,7	6.721,34	94,5	9.467,2	94,3	13639,23	94,0

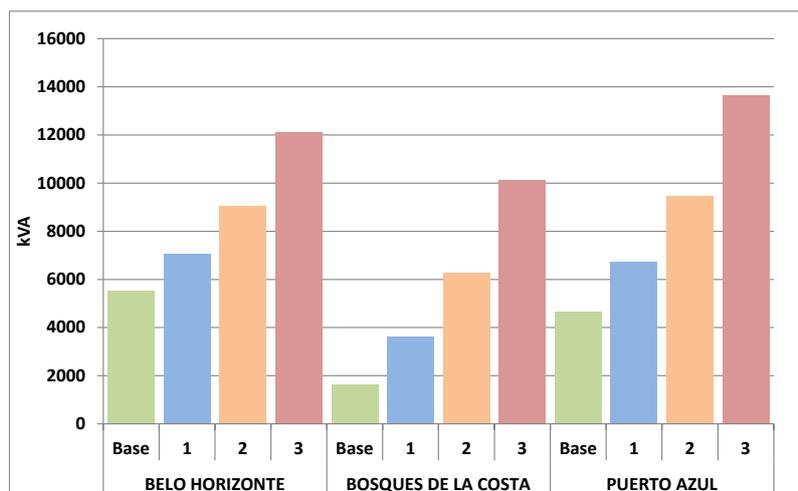


Figura 114. Evolución con los escenarios de la demanda máxima de los alimentadores

#### 7.5.4 Identificación de elementos a reforzar en cada escenario

En este apartado se identifican los elementos que se encuentran sobrecargados o fuera de los límites de tensiones para cada escenario y para los dos estados de carga posibles, según qué zona o estado sea la que determina el funcionamiento de un elemento.

A continuación, se muestran gráficamente los resultados obtenidos de los flujos de carga realizados con Cymdist y en el que se marcan los elementos identificados.

##### 7.5.4.1 Escenario 1. Resultados zona troncal

En la **Figura 115** se muestra el estado de cargabilidad de los elementos en la zona troncal para el escenario 1. Los cinco elementos localizados se corresponden con una serie de puentes mal definidos en la base de datos.



**Figura 115. Escenario 1. Estado de cargabilidad zona troncal**

Posteriormente se comprueba el estado de tensiones en la red, en el cual no se detecta ningún problema a considerar en el análisis.

#### **7.5.4.2 Escenario 1. Resultados zona ramificada**

En la **Figura 116** se muestran los elementos sobrecargados en el escenario 1 para la zona ramificada que se corresponden con siete transformadores que serán analizados posteriormente.



**Figura 116. Escenario 1. Estado de cargabilidad zona ramificada**

### 7.5.4.3 Escenario 2. Resultados zona troncal

En el escenario 2 para la zona troncal no se observa ningún elemento sobrecargado, mientras que en el análisis del estado de tensiones se han encontrado dos transformadores monofásicos que exceden los límites establecidos (**Figura 117**).



Figura 117. Escenario 2. Estado de tensiones zona troncal

### 7.5.4.4 Escenario 2. Resultados zona ramificada

En la **Figura 118** se muestran los elementos sobrecargados en el escenario 2 para la zona ramificada.



Figura 118. Escenario 2. Estado de cargabilidad zona ramificada

#### 7.5.4.5 Escenario 3. Resultados zona troncal

En la **Figura 119** se muestran los elementos sobrecargados en el escenario 3 para la zona troncal.



**Figura 119. Escenario 3. Estado de cargabilidad zona troncal**

En la **Figura 120** se muestran los elementos con subtensiones en el escenario 3 para la zona troncal.



**Figura 120. Escenario 3. Estado de tensiones zona troncal**

En los escenarios anteriores los elementos identificados con subtensiones, presentaban una sobrecarga, mientras que en el escenario 3, la mayoría de elementos que presentan subtensión es debido a la excesiva caída de tensión en los tramos situados aguas arriba. Por lo tanto, habría que considerar para corregir este defecto de funcionamiento o bien con instalación de autotransformadores, de baterías de condensadores o aumentando las secciones de tramos aguas arriba.

Estos defectos vistos en el escenario 3 pueden deberse al crecimiento de carga expansivo previsto basándose en la tendencia de los últimos años de la zona del plan piloto, valor que podría reducirse en las siguientes etapas, por lo que queda a analizar en los nuevos periodos de planificación, tal y como se ha descrito en la metodología propuesta.

#### 7.5.4.6 Escenario 3. Resultados zona ramificada

En la siguiente **Figura 121** se muestran los elementos sobrecargados para el escenario 3 en la zona ramificada.



**Figura 121. Escenario 3. Estado de cargabilidad zona ramificada**

#### 7.5.5 Selección de elementos a reforzar

Los elementos a reforzar son los necesarios durante el primer periodo de implantación de las mejoras en la aplicación a la zona del plan piloto (escenario 1), pero considerando las necesidades finales (escenario 3).

### 7.5.6 Refuerzo a estado mínimo de cumplimiento de cargabilidad y tensiones

En este apartado se refuerzan los elementos identificados en el punto anterior al mínimo elemento que cumple las necesidades de cargabilidad y tensiones, sustituyendo los equipos por otros de mayor sección o potencia nominal.

Se comprueba a continuación el estado de cargabilidad y tensiones para el escenario uno. En la **Figura 122** se puede apreciar el estado de carga de la zona troncal y en la **Figura 123** se puede ver el estado de tensiones.



**Figura 122. Escenario 1 reforzado. Estado de cargabilidad zona troncal**



**Figura 123. Escenario 1 reforzado. Estado de tensiones zona troncal**

Como se puede observar ya no aparecen elementos sobrecargados ni con problemas de subtensiones para el escenario 1 en ninguna zona, por tanto, se concluye que esta red es la red inicial resultante de la planificación, la cual cumple el estado de cargabilidad y tensiones.

#### **7.5.7 Análisis de mejora de la confiabilidad. Ubicación óptima de nuevos reconectores**

Una vez se ha obtenido la red inicial de planificación que será aquella que cumple cargabilidad y estado de tensiones para el escenario 1, se analiza la mejora de la confiabilidad mediante la instalación de nuevos reconectores en la red para el escenario 1.

Se pretende con este análisis encontrar la mejor combinación de número y ubicación de reconectores, para mejorar la confiabilidad en la red de distribución definidos unos propósitos de mejora, de tiempo y frecuencia de interrupciones.

Se va a realizar este análisis con el módulo de "*Ubicación óptima de reconectores*" disponible en el software Cymdist. Este módulo se basa en el de "*Evaluación de la confiabilidad*" del mismo software, que consiste en un análisis de tipo predictivo de confiabilidad, el cual a partir de las tasas de fallos, tiempos de reparación de los distintos elementos de la red, las funciones de operación de los elementos de protección y su ubicación en la misma, determina las fallas afectantes a cada zona y la confiabilidad de cada una de ellas mediante distintos índices de confiabilidad. Para la determinación de las tasas de fallos y tiempos de reparación se parte de datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Para el mismo se definen los siguientes parámetros de mejora que serán los índices SAIFI, SAIDI Y ENS a nivel de alimentador de distribución ponderándolos a la unidad para que tengan el mismo peso en la función objetivo de mejora.

Para poder evaluar entre los distintos números de reconectores se debe introducir un número mínimo de reconectores que represente un estudio completo y se pueda comparar económicamente las distintas soluciones. El valor mínimo se define según la configuración del alimentador principal y su longitud a criterio del personal competente. Pues si se introduce un número muy elevado se compromete el análisis a un tiempo muy elevado de cálculo. Para el análisis a las zonas del plan piloto se toma un valor de cuatro, aunque el valor óptimo medio suele encontrarse entre dos y tres reconectores por alimentador.

Para que el estudio sea completo puesto que el módulo de análisis solo permite la evaluación de un tipo de reconector se va a utilizar uno tipo con una potencia nominal elevada para que se pueda ubicar en cualquier parte del alimentador, y después una vez determinada su posición se podría asignar un tamaño óptimo que pudiera mejorar la solución en coste. Para este reconector tipo se va a permitir la función de reconexión, la operación con telemando y se utiliza el esquema salvafusibles para los fusibles situados aguas abajo del reconector.

Para evaluar el número y ubicación óptima se comparan los resultados con los obtenidos en el análisis para la misma red y mismo estado de carga previo a la instalación

de reconectores. El software reporta las distintas soluciones alcanzadas y las mejores para cada número de reconectores utilizados entre las que se escogerán las mejores para ser evaluadas.

Se va a realizar el estudio de viabilidad económica de las mejores soluciones evaluando la mejora en coste por la reducción de ENS y el coste de inversión de los reconectores.

Para evaluar el coste de la ENS se necesita un precio de la misma, para ello se va a considerar un precio general de 153,3 ctv. \$/kWh. Valor establecido en la **RESOLUCIÓN No. 025/11. CONELEC [165]** como medio a nivel nacional. En este caso se considera aceptable este valor al ser el análisis atemporal y puesto que se ha considerado el escenario de carga media de la red.

La solución óptima encontrada se utilizará para realizar la evaluación económica y consideración del coste de confiabilidad en la planificación.

Para decidir si es atractivo realizar la inversión e instalación de los reconectores se calcula el periodo de retorno de la inversión estimado. Para simplificar las decisiones se consideran los valores de mejora de energía no suministrada (ENS) anuales fijos a lo largo de los años para cada alternativa de número de reconectores. Es decir, que se considera la mejora de ENS más conservadora pues se prevé que la demanda aumente con los años y la configuración de la red se mantendría por lo que aumentaría también la mejora de la ENS (no directamente proporcional pues depende de la ubicación de protecciones y distribución de carga).

Así con una estrategia conservadora se considera viable una solución cuyo periodo de retorno de la inversión sea menor a tres años.

El escenario de carga utilizado es el medio para el escenario 1 y por tanto es acorde con la planificación de refuerzo que se realiza.

Destacar de los módulos de “*Ubicación óptima de reconectores*” y “*Evaluación de la confiabilidad*” en Cymdist, que aunque en las bases suministradas por la empresa distribuidora que contienen las redes no están definidas correctamente todas las protecciones y operaciones de las mismas se ha podido realizar el análisis pues estos módulos tienen un modo de funcionamiento particular en el que considera una “*coordinación perfecta*” de las protecciones de la red.

A continuación, se evalúa para cada alimentador de la zona del plan piloto de Guayaquil el número y ubicación óptima de reconectores. Como ejemplo, veremos el caso de Puerto Azul.

#### **7.5.7.1 Puerto Azul**

En la **Tabla 37** se pueden ver los resultados obtenidos tras el análisis en el alimentador de Puerto Azul:

**Tabla 37. Resultados ubicación óptima de reconectores. Puerto Azul.**

Nº reconectores	SAIDI	SAIFI	ENS
0	52,569	5,000	173.695,60
1	31,039	3,647	96.056,30
2	23,751	2,709	73.719,30
3	21,081	2,462	63.194,00
4	19,087	2,287	58.550,00

En la **Tabla 38** se tiene la viabilidad económica de las soluciones encontradas:

**Tabla 38. Viabilidad económica de instalación de reconectores. Puerto Azul.**

Nº reconectores	Mejora ENS (kWh)	Beneficio marginal (\$)	Coste marginal (\$)	Estimación periodo de retorno de inversión (años)
0	-	-	0	-
1	77.639,3	118.788,1	20.000	0,17
2	22.337,0	34.175,6	20.000	0,59
3	10.525,3	16.103,7	20.000	1,24
4	4.644,0	7.105,3	20.000	2,81

Por tanto se considera apropiada la instalación de cuatro nuevos reconectores, cuyas ubicaciones óptimas se muestran en la **Figura 124**.



**Figura 124. Ubicación óptima de reconectores (Nº=4). Puerto Azul**

### 7.5.7.2 Resumen de mejoras de confiabilidad

Tras la realización de este proceso en los tres alimentadores de la zona, se ha obtenido como resultado óptimo la instalación de seis nuevos reconectores, tal y como se muestra en la **Tabla 39**:

**Tabla 39. Resultados ubicación óptima de reconectores a instalar.**

Nombre alim.	Nuevo elemento	Nombre del tramo
Belo Horizonte	Reconector	957595
Puerto Azul	Reconector	1029229
Puerto Azul	Reconector	1026791
Puerto Azul	Reconector	1018585
Puerto Azul	Reconector	1031593
Bosques de la Costa	Reconector	1000625

### 7.5.8 Evaluación económica de las alternativas de refuerzo

Para cada elemento seleccionado en el proceso de análisis, se plantean varias alternativas de refuerzo que serán evaluadas económicamente, partiendo siempre como primera alternativa la propuesta en la solución inicial. Las posibles alternativas se generan según el tipo de elemento a reforzar y la causa vinculada a la necesidad de cambio. Estas opciones de refuerzo están descritas en el Capítulo 6: “**Metodología de Planificación en Redes Inteligentes**” dentro del apartado “Desarrollo de acciones de expansión/refuerzo”.

En el caso de estudio, solo se han identificado 7 transformadores sobrecargados. El proceso de análisis seguido ha consistido en estudiar los elementos en particular, los clientes asociados y la distribución de las líneas de baja tensión salientes, así como determinar si solo es posible un aumento de potencia o se puede realizar la adición de un nuevo transformador con el consiguiente reparto de la carga prevista.

A continuación, se describe cada elemento a reforzar, las alternativas planteadas y el resultado de su evaluación económica realizando los cálculos de acuerdo a la metodología planteada en el Capítulo 6, que incluye el cálculo del flujo de caja anual y el valor actualizado de cada alternativa. Al final se ha llevado a cabo la comparación entre las alternativas de refuerzo evaluadas a un mismo elemento y la selección final en función del coste mínimo.

#### 7.5.8.1 Elemento 1

Las alternativas de refuerzo propuestas para el elemento 1 correspondiente al transformador con código TR ‘3648343’ del alimentador ‘Puerto Azul’, así como el resultado de la evaluación económica se muestran en la **Tabla 40**:

**Tabla 40. Alternativas de refuerzo al elemento 1.**

N <sup>a</sup> alternativa	Descripción alternativa	Id equipo nuevo	Coste total actualizado (\$)
1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_15 kVA	3.368,59
2	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA	4.829,82
3	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_37,5 kVA	5.918,08

En este caso no se ha considerado la adición de un nuevo transformador ya que solo hay conectado a este un cliente.

### 7.5.8.2 Elemento 2

Las alternativas de refuerzo propuestas para el elemento 2 correspondiente al transformador con código TR '3741507' del alimentador 'Puerto Azul', así como el resultado de la evaluación económica se muestran en la se muestran en la **Tabla 41**:

**Tabla 41. Alternativas de refuerzo al elemento 2.**

N <sup>a</sup> alternativa	Descripción alternativa	Id equipo nuevo	Coste total actualizado (\$)
1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_37,5 kVA	3.974,60
2	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_45 kVA	4.258,28
3	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_50 kVA	4.430,39

En este caso se dispone de varios clientes asociados, y a través de la observación en Gis se podría proponer la adición de un nuevo transformador. Pero en cambio la distribución lógica de los clientes del transformador no es asumible con el transformador actual, por lo que se ha desechado esta alternativa.

### 7.5.8.3 Elemento 3

Las alternativas de refuerzo propuestas para el elemento 3 correspondiente al transformador con código TR '3190646' del alimentador 'Puerto Azul', así como el resultado de la evaluación económica se muestran en la se muestran en la **Tabla 42**:

**Tabla 42. Alternativas de refuerzo al elemento 3.**

N <sup>a</sup> alternativa	Descripción alternativa	Id equipo nuevo	Coste total actualizado (\$)
1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_37,5 kVA	4.031,01
2	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_45 kVA	4.307,02
3	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_50 kVA	4.474,28
4	Adición de nuevo transformador	Existente: 1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA Nuevo: 1F_13,8 KV/120/240 V_15 kVA	3.854,37
5	Adición de nuevo transformador	Existente: 1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA Nuevo: 1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA	4.303,78

#### 7.5.8.4 Elemento 4

Las alternativas de refuerzo propuestas para el elemento 4 correspondiente al transformador con código TR '1000179' del alimentador 'Bosques de la Costa', así como el resultado de la evaluación económica se muestran en la se muestran en la **Tabla 43**:

**Tabla 43. Alternativas de refuerzo al elemento 4.**

N <sup>a</sup> alternativa	Descripción alternativa	Id equipo nuevo	Coste total actualizado (\$)
1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA	3.239,84
2	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_37,5 kVA	3.857,83
3	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_45 kVA	4.159,80

En este caso se dispone de varios clientes asociados, se observa que uno de los clientes tiene una carga muy superior a los otros dos, pero no se puede adicionar un nuevo transformador pues las otras cargas por su demanda baja no lo requieren.

#### 7.5.8.5 Elemento 5

Las alternativas de refuerzo propuestas para el elemento 5 correspondiente al transformador con código TR '993985' del alimentador 'Bosques de la Costa', así como el resultado de la evaluación económica se muestran en la se muestran en la **Tabla 44**:

**Tabla 44. Alternativas de refuerzo al elemento 4.**

N <sup>a</sup> alternativa	Descripción alternativa	Id equipo nuevo	Coste Total actualizado (\$)
1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_75 kVA	6.357,98
2	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_100 kVA	7.889,86
3	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_112,5 kVA	8.494,28
4	Adición de nuevo transformador	Existente: 1F_13,8 kV/120/240 V_50 kVA Nuevo: 1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA	5.295,44
5	Adición de nuevo transformador	Existente: 1F_13,8 kV/120/240 V_50 kVA Nuevo: 1F_13,8 kV/120/240 V_37,5 kVA	5.881,46

#### 7.5.8.6 Elemento 6

Las alternativas de refuerzo propuestas para el elemento 6 correspondiente al transformador con código TR '142117' del alimentador 'Belo Horizonte', así como el resultado de la evaluación económica se muestran en la se muestran en la **Tabla 45**:

**Tabla 45. Alternativas de refuerzo al elemento 6.**

N <sup>a</sup> alternativa	Descripción alternativa	Id equipo nuevo	Coste total actualizado (\$)
1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_75 kVA	8.610,37
2	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_100 kVA	10.090,04
3	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_112,5 kVA	10.777,49
4	Adición de nuevo transformador	Existente: 1F_13,8 kV/120/240 V_50 kVA Nuevo: 1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA	8.190,32
5	Adición de nuevo transformador	Existente: 1F_13,8 kV/120/240 V_50 kVA Nuevo: 1F_13,8 kV/120/240 V_37,5 kVA	8.880,11

#### 7.5.8.7 Elemento 7

Las alternativas de refuerzo propuestas para el elemento 7 correspondiente al transformador con código TR '621919' del alimentador 'Belo Horizonte', así como el resultado de la evaluación económica se muestran en la se muestran en la **Tabla 46**:

**Tabla 46. Alternativas de refuerzo al elemento 7.**

N <sup>a</sup> alternativa	Descripción alternativa	Id equipo nuevo	Coste Total actualizado (\$)
1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_37,5 kVA	4.056,48
2	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_45 kVA	4.328,67
3	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_50 kVA	4.494,10

En este caso se dispone de varios clientes asociados, entre ellos luminarias, pero se observa en la geobase de datos que no se puede adicionar un nuevo transformador.

#### 7.5.8.8 Resumen de la selección de alternativas

En la **Tabla 47** se muestran las soluciones óptimas finales, que se corresponden con la alternativa de menor coste para cada elemento a reforzar.

**Tabla 47. Selección de alternativas óptimas a cada elemento a reforzar.**

Nombre alim.	N <sup>a</sup>	Código TR	N <sup>a</sup> Alternativa óptima	Descripción alternativa	Id equipo nuevo
<b>Puerto Azul</b>	1	3648343	1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_15 kVA
<b>Puerto Azul</b>	2	3741507	1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_37,5 kVA
<b>Puerto Azul</b>	3	3190646	4	Adición de nuevo transformador	Existente: 1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA Nuevo: 1F_13,8 kV/120/240 V_15 kVA
<b>Bosques De La Costa</b>	4	1000179	1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA
<b>Bosques De La Costa</b>	5	993985	4	Adición de nuevo transformador	Existente: 1F_13,8 kV/120/240 V_50 kVA Nuevo: 1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA
<b>Belo Horizonte</b>	6	142117	4	Adición de nuevo transformador	Existente: 1F_13,8 kV/120/240 V_50 kVA Nuevo: 1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA
<b>Belo Horizonte</b>	7	621919	1	Aumento de potencia	1F_13,8 kV/120/240 V_37,5 kVA

Para mejorar el coste de inversión se estudia ahora la posibilidad de utilizar los transformadores retirados de un C.T. para utilizarlos en otro C.T. de la misma zona.

En este caso sería posible reutilizar los siguientes transformadores:

**Tabla 48. Transformadores reutilizados en planificación.**

Reutilización de transformador	Transformador a reutilizar	N <sup>a</sup> elemento retirado	N <sup>a</sup> elemento reutilizado
1	1F_13,8 kV/120/240 V_15 kVA	2	3
2	1F_13,8 kV/120/240 V_25 kVA	7	5

Así al reutilizar un transformador el coste de inversión del equipo se reduce a cero siendo los costes en este caso los de puesta en obra y transporte que son inferiores al de inversión, por lo que las alternativas seleccionadas de esta forma son todavía más económicas.

En contra quedan los transformadores que se han retirado y que no han podido ser reubicados en la misma zona, estos se podrán utilizar todavía en los casos en que el coste de su reutilización de transporte y puesta en obra sea menor al valor restante del equipo tras su retirada.

En la siguiente tabla se muestran los transformadores que no han sido reutilizados y su valor residual en función de los años de vida empleados y la vida útil estimada de los equipos.

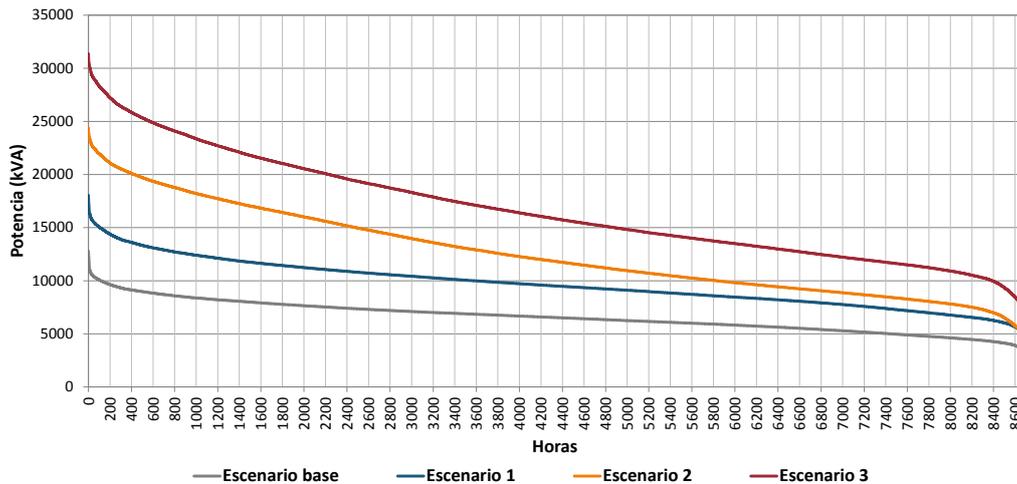
**Tabla 49. Transformadores retirados en planificación.**

Retirada de transformador	Transformador retirado	Tipo transformador	N <sup>a</sup> elemento retirado	Valor residual (\$)
1	1F_13,8 kV/120/240 V_10 kVA	Pedestal	1	1.456,0
2	1F_13,8 kV/120/240 V_10 kVA	Auto protegido	4	1.216,98

Con estos refuerzos se ha llegado a la red óptima resultado de planificación.

### 7.5.9 Análisis de cargabilidad del transformador de la subestación

En este apartado se va a determinar si el transformador de la subestación actual de 18/24 MVA 69/13.8 kV es suficiente para abastecer la demanda prevista durante el horizonte de planificación. Para ello se van a representar las curvas monótonas, **Figura 125**, de carga del transformador para cada escenario.



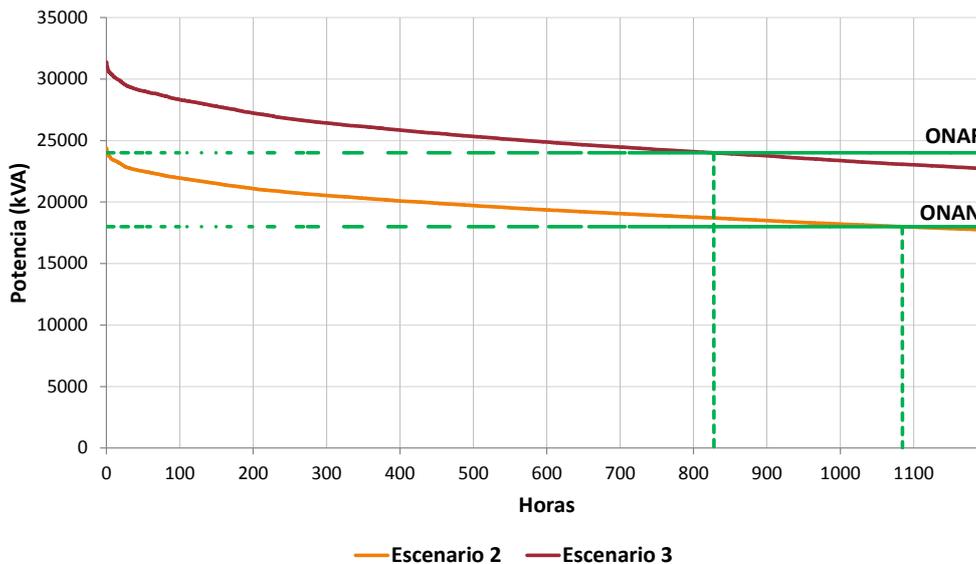
**Figura 125. Curva monótona del transformador de la subestación de Belo Horizonte**

Como se puede ver el transformador se encuentra suministrando potencia por debajo de su potencia nominal en el escenario 1. En cambio, en el escenario 2 y 3 se encuentra suministrando potencia por encima de su valor nominal por lo que se encuentra sobrecargado.

En la **Figura 126** se muestra con mayor detalle el grado de sobrecarga y las horas que se encuentra sobrecargado durante un año.

Los diminutivos empleados en la misma figura significan:

- Oil Natural circulation, Air Natural circulation (ONAN)
- Oil Natural circulation, Air Forced circulation (ONAF)

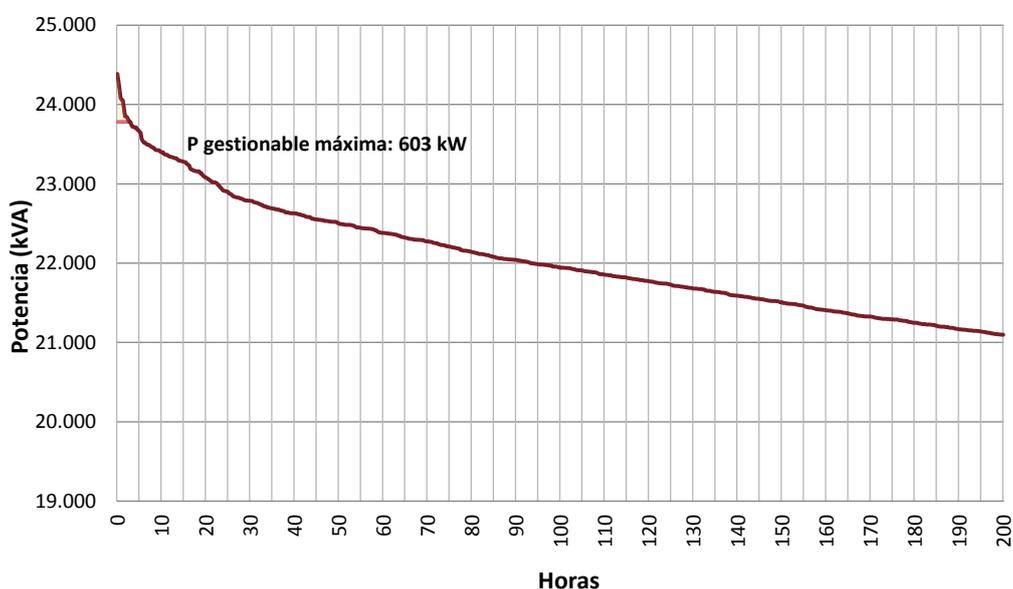


**Figura 126. Detalle cargabilidad del transformador de la subestación ‘Belo Horizonte’**

En el escenario 2 se encuentra el transformador funcionando con refrigeración forzada de tipo ONAF, durante más de 1.000 horas, y se encuentra sobrecargado durante aproximadamente 2 horas.

En el escenario 3 se encuentra el transformador funcionando con refrigeración forzada de tipo ONAF, durante más de 3.100 horas, y se encuentra sobrecargado durante aproximadamente 820 horas, es decir, más de un 9,3% de horas anuales con un grado de sobrecarga máxima prevista alrededor del 30%.

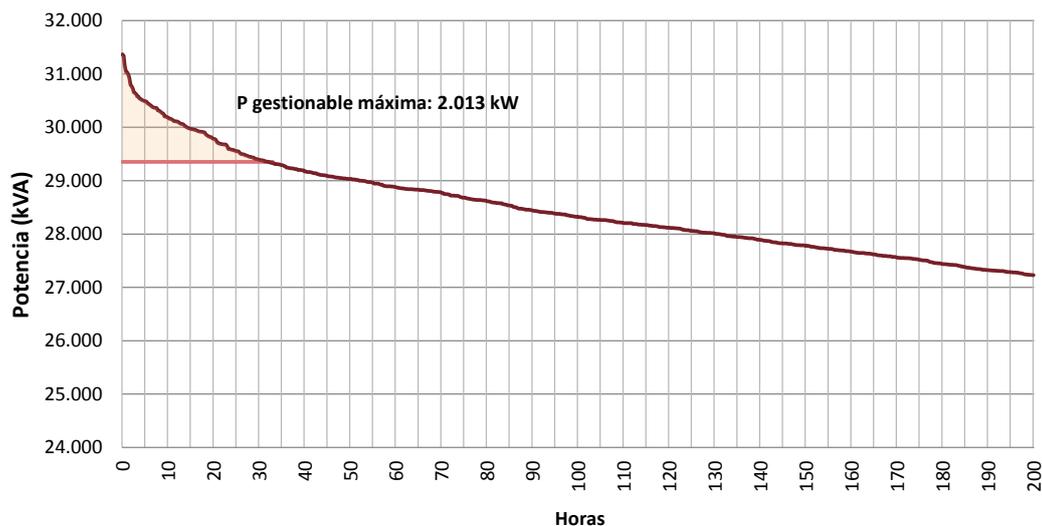
Teniendo en cuenta que es necesario reforzar el transformador de la subestación, se va a evaluar técnicamente la posibilidad de aprovechar la respuesta de la demanda con objeto de aplazar la inversión de repotenciación del transformador. En **Figura 127** se muestra la capacidad de potencia gestionable en el escenario 2 junto a la curva monótona del transformador para el mismo escenario.



**Figura 127. Gestión de la demanda en escenario 2 para transformador de subestación**

Como resultado, se puede decir que sería aceptable considerar, desde el punto de vista técnico, la gestión de la demanda como una solución para evitar la sobrecarga del transformador en el escenario 2 y retrasar la correspondiente inversión a medio plazo.

Igualmente, en la **Figura 128** se analiza la misma posibilidad para el escenario 3.



**Figura 128. Gestión de la demanda en escenario 3 para transformador de subestación**

Como puede verse, en el escenario 3 el transformador se encuentra sobrecargado incluso considerando el potencial reducible con la gestión de la demanda, por lo tanto, se puede concluir que la gestión de demanda en este escenario 3 no es suficiente para evitar la sobrecarga del transformador de la subestación y será necesaria la repotenciación del mismo.

## 7.6 Conclusiones del capítulo

En los capítulos anteriores se explicó el diseño del modelo conceptual, se desarrollaron nuevas metodologías para la previsión de la demanda y planificación de redes inteligentes; lo que se hizo en este capítulo es aplicar estas nuevas metodologías en un caso de uso a una red de distribución existente situada aguas abajo de la subestación de Belo Horizonte perteneciente a la ciudad de Guayaquil (Ecuador).

Tras la aplicación del modelo basado en roles (en lugar de agentes), que pretende desvincular la solución del marco de aplicación, se analizaron las interacciones entre ellos (las necesidades de comunicación e información) para llevar a cabo el diseño de la arquitectura de comunicaciones propuesta en la zona del caso de uso.

Como se ha observado en el análisis de la demanda, por un lado, esta área se caracteriza por presentar unas necesidades de aire acondicionado elevadas durante todo el año, por lo que el consumo eléctrico está muy influenciado por las condiciones ambientales de temperatura y humedad. Por otro lado, comparando con el resto del país, los consumidores residenciales de esta zona tienen un consumo elevado, ya que el 50% de estos tienen consumos mensuales superiores a 600 kWh/mes.

Se ha podido comprobar que, mediante el análisis probabilístico de los perfiles de consumo y su correcta segmentación, se pueden ajustar más la previsión de la demanda a la realidad existente considerando además no solo el momento de máxima demanda del sistema, sino todos los instantes que podrían ser críticos para los diferentes los elementos de la red, lo que permite obtener una reducción de las inversiones en obra y equipamiento.

Adicionalmente, la consideración de diferentes factores de simultaneidad, uno para la zona troncal y otro para la ramificada, también ayuda a evitar el citado sobredimensionamiento de la infraestructura eléctrica.

Otro punto interesante a mencionar sería el efecto negativo que causaron las tarifas de uso (TOU) propuestas para los consumidores residenciales, basadas en los resultados del análisis de las curvas de consumo del área de concesión, en la punta de demanda de la red considerada, ya que como se ha observado en los resultados provocarían hasta un incremento del 5% en la potencia máxima demanda en el escenario 3. Por el contrario, se observó que la integración del VE en la red sin la disponibilidad de las tarifas de uso adecuadas, supondría para el caso de aplicación un incremento en la punta de demanda de hasta 2 MW de consumo que representaría un incremento del 6,5% de esta en el escenario 3.

Una vez se ha obtenido la red inicial de planificación que será aquella que cumple cargabilidad y estado de tensiones para el escenario 1, se analizó la mejora de la confiabilidad mediante la instalación de nuevos reconectores en la red para el escenario 1. Con este análisis se encontró la mejor combinación de número y ubicación de reconectores, para mejorar la confiabilidad en la red de distribución definidos unos propósitos de mejora, de tiempo y frecuencia de interrupciones. Se realizó el estudio de viabilidad económica de las mejores soluciones evaluando la mejora en coste por la reducción de ENS y el coste de inversión de los reconectores.

Una vez realizado en el análisis de confiabilidad, se introdujeron las demandas por consumidor, de acuerdo a la previsión realizada, para cada escenario en su centro de transformación correspondiente, así como las demandas de los clientes conectados en media tensión (MT), las demandas asociadas al crecimiento expansivo y las demandas de las estaciones de recarga rápida de los VE. Luego se obtuvieron las demandas máximas resultantes en cada alimentador y se identificaron los elementos que se encuentran sobrecargados o fuera de los límites de tensiones para cada escenario y para los dos estados de carga posibles. Como se ha citado anteriormente, los elementos a reforzar son los necesarios en el escenario 1 teniendo en cuenta las necesidades mínimas de cargabilidad y tensiones del escenario 3. Como resultado de este proceso, se identificaron los elementos a reforzar, tras lo cual se plantearon varias alternativas que se evaluaron económicamente en función de los clientes asociados, distribución de líneas de baja tensión salientes, entre otros, seleccionando al final la alternativa de mínimo coste. Tras el análisis de este proceso de evaluación, se puede observar que el coste asociado a la combinación de alternativas seleccionada comparada con la media de los costes de todas las alternativas supone una diferencia porcentual del 14% de reducción.

Se analizó si el transformador de la subestación actual (18/24 MVA 69/13.8 kV) es suficiente para abastecer la demanda prevista durante el horizonte de planificación. Para ello se representó las curvas monótonas de carga del transformador para cada escenario. De este análisis se puede ver que el transformador se encuentra suministrando potencia por debajo de su potencia nominal en el escenario 1. En cambio, en el escenario 2 se encuentra el transformador funcionando con refrigeración forzada de tipo ONAF, durante más de 1.000 horas, y se encuentra sobrecargado durante aproximadamente 2 horas. Observando la curva de la gestión de la demanda se nota que con DR podría evitarse la sobrecarga del transformador en el escenario 2. En el escenario 3 se encuentra el transformador funcionando con refrigeración forzada de tipo ONAF, durante más de 3.100 horas, y se encuentra sobrecargado durante aproximadamente 820 horas, es decir más de un 9,3% de

horas anuales, con un grado de sobrecarga máxima prevista alrededor del 30%. Como puede verse, en el escenario 3 el transformador se encuentra sobrecargado durante aun aplicando gestión a la demanda, por lo que se puede concluir que la gestión de demanda en este escenario 3 es insuficiente para evitar la sobrecarga del transformador de la subestación, por lo que se tendrá que planificar la repotenciación del mismo.

## **CAPÍTULO 8 : CONCLUSIONES**

Las principales conclusiones que surgen del trabajo descrito en esta disertación son resumidas en este capítulo final, junto con la relevancia de las contribuciones logradas. Después de eso, se destacarán algunas áreas específicas donde la investigación adicional complementaría el presente estudio.

### **8.1 Conclusiones y contribuciones de la disertación**

La conclusión más relevante que se puede extraer del trabajo descrito en este documento es el desarrollo de una nueva metodología para la planificación de redes inteligentes basada en un nuevo modelo conceptual de las mismas, centrado en los consumidores y en los posibles beneficios que pueden estos obtener si se deciden a utilizar la flexibilidad existente en sus procesos de consumo. La DR podría ser muy rentable si verdaderamente se permitiera y alentara a los consumidores a participar, no solo en mercados y productos energéticos, sino también en mecanismos específicos de operación de sistemas eléctricos.

#### **8.1.1 Identificación de necesidades**

En esta disertación se ha propuesto el desarrollo de una nueva metodología de planificación donde se consideran la generación distribuida, gestión de la demanda y la incorporación de nuevas cargas como vehículos eléctricos y cocinas de inducción. Así mismo se desarrolló un modelo basado en roles (en lugar de agentes) con objeto de intentar desvincular el modelo propuesto del marco de aplicación, y se analizaron las interacciones entre ellos para dar soporte a una adecuada implementación de redes inteligentes. A partir de este modelo se recogieron las necesidades de comunicación e información de los diferentes roles involucrados con objeto de diseñar una arquitectura de comunicaciones basada en la Automatización de la Distribución, Infraestructura de Medición Avanzada y la gestión de los Recursos Energéticos Distribuidos.

La planificación de refuerzo/expansión es quizás el tipo de planificación que se da con mayor frecuencia. Consiste en planificar bajo unas nuevas condiciones de carga, una red ya existente lo que limita las posibles soluciones a la hora de planificar, por lo tanto, no se centra en la localización específica de las cargas si no en la mejora de la red actual para cumplir con los nuevos requisitos de demanda, reducir los costes de inversión y mejorar la confiabilidad de la red.

### **8.1.2 Desarrollo de una nueva metodología**

Esta tesis presenta un enfoque innovador hacia una planificación dinámica en la cual se integra la gestión, la capacidad y el control de los recursos energéticos distribuidos con objeto de proporcionar soluciones de planificación óptimas que permitan la consecución de ahorros significativos en los costos asociados. Esta metodología se basa en el análisis probabilístico de los perfiles de consumo, tras un proceso adecuado de segmentación de la demanda, con objeto de reducir las inversiones en obra y equipamiento mediante la consideración no solo del momento de máxima demanda del sistema, sino de todos los instantes que podrían ser críticos para los diferentes los elementos de la red. Es decir, para lograr una adecuada previsión de la demanda se propone utilizar toda la información disponible en los diferentes sistemas (AMI-MDM, CIS, GIS, SCADA, entre otros).

Adicionalmente, al considerar diferentes factores de simultaneidad, uno para la zona troncal y otro para la ramificada, se evita el consecuente sobredimensionamiento de la infraestructura eléctrica. Además, al realizar la previsión de la demanda a nivel de centros de transformación, agregados por clientes, se logró una revisión exhaustiva de la red, se pudo ver si había sobrecarga en todos los elementos de la red.

Aunque se tiende a una planificación dinámica, en este estudio se ha propuesto un tiempo horizonte de nueve años dividido en tres escenarios (tres periodos de tres años cada uno). Tras la realización del análisis del impacto del crecimiento de la demanda en la red para cada uno de los escenarios planteados, se identificaron los elementos a reforzar para el adecuado funcionamiento de la red teniendo en cuenta la previsión para los siguientes escenarios. Es decir, se evaluaron las mejoras a realizar durante el primer escenario considerando las necesidades previstas en el escenario final, y se valoraron los costos de cada una de las alternativas con objeto de seleccionar las soluciones más rentables.

En el caso de uso, se pudo observar que con la respuesta de la demanda se pueden diferir las inversiones en infraestructura de la red, mediante la resolución de congestiones locales durante un número limitado de horas al año.

La confiabilidad se ha integrado dentro proceso de planificación como un coste, vinculado a la energía no suministrada a los consumidores. Para realizar una correcta minimización de los costos asociados, se ha planteado un proceso de selección de alternativas basado en un análisis del coste-beneficio marginal.

Al estar la planificación basada en redes inteligentes se ha considerado el diseño de la arquitectura de las comunicaciones e información para dar soporte a todas las acciones planteadas en el proceso de optimización de operación de la red, respuesta de la demanda, generación distribuida, entre otros.

Con esta metodología se alcanzan los objetivos planteados, reforzando la red de media tensión existente para permitir un funcionamiento adecuado para las nuevas necesidades de carga durante el siguiente escenario a partir de las necesidades vistas al último escenario considerado en el periodo de planificación.

### **8.1.3 Validación de la Metodología**

Para validar esta metodología de Planificación Eficiente de Redes Inteligentes se llevó a cabo su aplicación a una zona específica dentro del área metropolitana de Guayaquil

(Ecuador). Como resultado de esta aplicación, se ha podido comprobar que mediante la utilización de los programas de respuesta de la demanda se podrían diferir los costos de inversión al menos hasta la siguiente revisión de la planificación que se realizaría a los tres años según la metodología propuesta.

Tradicionalmente los sistemas de distribución tienen limitada visibilidad y control, lo que lleva a un enfoque de planificación que tiende al sobredimensionamiento de los elementos de la red, en ese sentido se ha podido comprobar que hay numerosos modelos de planificación y diferentes formas de resolverlos.

Lo que se ha tratado y validado en profundidad en esta tesis es un nuevo modelo de planificación que permita optimizar el funcionamiento de las redes considerando la capacidad de los consumidores de gestionar su demanda de acuerdo a las necesidades de la red. Además de considerar todos estos componentes activos, se tuvo en cuenta el modelo conceptual basado en roles y las interacciones entre ellos, así como el diseño de la red de comunicaciones para dar soporte a las redes inteligentes.

## 8.2 Investigación futura

Esta disertación abre la puerta a una perspectiva innovadora sobre la planificación de redes inteligentes, en la cual se integra la flexibilidad de la demanda que tradicionalmente ha sido considerada rígida. Tomando este estudio como punto de partida y siguiendo con la línea de investigación propuesta, se podrían plantear para su desarrollo en el futuro las siguientes líneas de investigación:

- Estudiar la posibilidad de incrementar la casuística estudiada mediante el análisis detallado de las curvas de demanda a nivel de consumidor, con objeto de detectar las posibles situaciones que puedan poner en peligro la fiabilidad de la red debido a los flujos inversos derivados de la integración de la generación distribuida.
- Estudiar la rentabilidad real de diferir las inversiones en infraestructuras mediante la explotación de los recursos de demanda.
- Considerar en la metodología nuevas variables relacionadas con el estado real de envejecimiento de los activos y revisar el impacto de esta información en los resultados de la planificación.
- Aprovechar la información disponible en tiempo real de los contadores inteligentes y otros sistemas, para la realización de una planificación más dinámica de la red.



## BIBLIOGRAFIA

- [1] P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou, Optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods, and future research, *IEEE Trans. Power Syst.* 28 (3) (2013) 3420–3428.
- [2] P.M.S. Carvalho, L.A.F.M. Ferreira, Distribution quality of service and reliability optimal design: individual standards and regulation effectiveness, *IEEE Trans. Power Syst.* 20 (4) (2005) 2086–2092.
- [3] S. Favuzza, G. Graditi, M.G. Ippolito, E.R. Sanseverino, Optimal electrical distribution systems reinforcement planning using gas micro turbines by dynamic ant colony search algorithm, *IEEE Trans. Power Syst.* 22 (2) (2007) 580–587.
- [4] R.H. Fletcher, K. Strunz, Optimal distribution system horizon planning – part I: formulation, *IEEE Trans. Power Syst.* 22 (2) (2007) 791–799.
- [5] R.H. Fletcher, K. Strunz, Optimal distribution system horizon planning – part II: application, *IEEE Trans. Power Syst.* 22 (2) (2007) 862–870.
- [6] S. Haffner, L.F.A. Pereira, L.A. Pereira, L.S. Barreto, Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation – part II: numerical results, *IEEE Trans. Power Deliv.* 23 (2) (2008) 924–929.
- [7] E. Haesen, A.D. Alarcon-Rodriguez, J. Driesen, R. Belmans, G. Ault, Opportunities for active DER management in deferral of distribution system reinforcements, in: *Proc. PSCE*, 2009.
- [8] M.E. Samper, A. Vargas, Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation – part I: model formulation, *IEEE Trans. Power Syst.* 28 (3) (2013) 2331–2340.
- [9] M.E. Samper, A. Vargas, Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation – part II: implementation and results, *IEEE Trans. Power Syst.* 28 (3) (2013) 2341–2351.
- [10] W. Yao, J. Zhao, F. Wen, Z. Dong, Y. Xue, Y. Xu, K. Meng, A multi-objective collaborative planning strategy for integrated power distribution and electric vehicle charging systems, *IEEE Trans. Power Syst.* 29 (4) (2014) 1811–1821.
- [11] X. Lin, J. Sun, S. Ai, X. Xiong, Y. Wan, D. Yang, Distribution network planning integrating charging stations of electric vehicle with V2G, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 63 (2014) 507–512.
- [12] B. Zeng, J. Zhang, X. Yang, J. Wang, J. Dong, Y. Zhang, Integrated planning for transition to low-carbon distribution system with renewable energy generation and demand response, *IEEE Trans. Power Syst.* 29 (3) (2014) 1153–1165.

- [13] V. Hamidi, et al., "Smart Grid technology review within the Transmission and Distribution sector," in Proc. 2010 IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, pp. 1-8.
- [14] R. S. Tappeser, "How renewables will change electricity markets in the next five years," *Energy Policy*, vol. 48, pp. 64-75, Sep.2012.
- [15] Energinet.dk, Smart Grid in Denmark, 2010. [Online]. Last visit: 01/10/2017. Available: <http://osp.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/Smart%20Grid%20in%20Denmark.pdf>
- [16] Energinet.dk, Smart Grid in Denmark 2.0, 2011. [Online]. Last visit: 01/10/2017 Available: <http://osp.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/Smart%20Grid%20in%20Denmark.pdf>
- [17] J.Y. Hu, E.G. Zhu, X.G. Du, et al. "Application status and development trend of power consumption information collection system", *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(2): 131-135.
- [18] B. Falahati, Y. Fu, "A study on interdependencies of cyber-power networks in smart grid applications", in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, 2012: 1-8.
- [19] A. Ashok, A. Hahn, M. Govindarasu, "A cyber-physical security testbed for smart grid: System architecture and studies", in *Proc. The 7th Annual Workshop on Cyber Security and Information Intelligence Research*. ACM, 2011: 20.
- [20] Soliman SA-h, Al-Kandri AM. *Electrical load forecasting modeling and model construction*. Burlington, USA; Kidlington, UK: Elsevier; 2010.
- [21] Farmer D, Bunn E. Review of short-term forecasting methods in electric power industry. *IEEE Trans Power Syst* 1982; 33.
- [22] Haida T, Muto S. Regression based peak load forecasting using a transformation technique. *IEEE Trans Power Syst* 1994; 9:1788–94.
- [23] Moghram SR Ibrahim. Analysis and evaluation of five short-term load forecasting techniques. *IEEE Trans Power Syst* 1989; 4:1484–91.
- [24] Yang H-T, Liao J-T, Lin C-I. A load forecasting method for HEMS application. In: *2013 IEEE Grenoble PowerTech (POWERTECH)*. Grenoble; 2013.
- [25] Mbamalu G, El-Hawary E. Load forecasting via suboptimal seasonal autoregressive models and iteratively reweighted least square estimation. *IEEE Trans Power Syst* 1992.
- [26] Al-Garni AZ, Zubair SM, Nizami JS. A regression model for electric-energy-consumption forecasting in Eastern Saudi Arabia. Elsevier; 1994. p. 1043–9.
- [27] El-Keib A, Ma X, Ma H. Advancement of statistical based modeling for short-term load forecasting. Elsevier; 1995. p. 51–8.
- [28] Infield D, Hill D. Optimal smoothing for trend removal in short term electric demand forecasting. *IEEE* 1998; 13:1115–20 Aug.
- [29] Liu K, Subbarayan S, Shoults R, Manry M. Comparison of very short-term load forecasting. *IEEE Trans Power Syst* 1996.

- [30] Zhao H, Huang ZW. Short-term load forecasting consideration weekly period based on perodical auto regression. IEEE 1997; 17.
- [31] Barakat E, AL-Qassim J, AL-Rashed S. New model for peak demand for- casting applied to highly complex load charateristics of fast developing area. IEEE 1992; 139:136–40.
- [32] Fan JMJ. A real time implementation of Short-term load forecasting for dis- tribution power system; 1994.
- [33] Chen WWCHJF. Analysis of an adaptive time-series autoregressive moving average (ARMA) model for short-term load forecasting; 1995.
- [34] Elrazaz, Z., & Mazi, A. (1989). Unified weekly peak load forecasting for fast growing power system. IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution, 136(1), 29.
- [35] Van Dyke Parunak, H. (1998). Book review: Neural Networks for Pattern Recognition By Christopher M. Bishop (Clarendon Press, 1995). ACM SIGART Bulletin, 9(1), 41-43.
- [36] Haykin S. Neural networks a comprehensive foundation. In: Neural network a comperhensice foundation. 2nd ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice-Hall; 1999.
- [37] Hippert H, Pedreira C, Souza R. Neural network for short-term load fore- casting: a review and evaluation. IEEE Trans Power Syst 2001; 16:44–55.
- [38] Hipperta H, Bunnb D, Souzac R. Large neural network for electricity load forecasting: are they overfitted. Elsevier; 2005. p. 425–34.
- [39] Gonzalez-Romera, Jaramillo-Moran M, Carmona-Fernandez. Monthly electric demand forecasting based on trend extraction. IEEE 2006; 21:1946–53.
- [40] Beccali MA, Cellura MA, Brano VL, Marvuglia AN. Forecasting daily urban electric load profiles using artificial neural networks. Energy conversion and management. 2004 Nov 30; 45(18):2879-900.
- [41] Senjyu T, Mandal P, Uezato K, Funabashi T. Next day load curve forecasting using recurrent neural network structure; 2004.
- [42] Srinivasan D, Lee M. Survey of a hybrid fuzzy neural approches toa electic load forecasting. In: Proceedings of IEEE international conference on system. Vancouver, BC; 1995.
- [43] Djukanovic M, Babic B, Sobajic DJ, Pao YH. Unsupervised/supervised learning concept for 24-hour load forecasting. In IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution) (Vol. 140, No. 4, pp. 311–318). IET Digital Library.
- [44] Rahman S, Hazim O. Generalized knowledge-based short-term load fore- casting technique. IEEE 1993; 8:508–14.
- [45] Brown R, Hanson A, Hagan D. Long range spatical load forecasting using non- uniform area. In: IEEE transmission and distribtion conference proceedings. New Orleans, LA; 1999.
- [46] Dash P, Dash S, Krishna G, Rahman S. Forecasting of load time series using fuzzy expert system and fuzzy neural network. Int J Eng Intell Systems 1993.
- [47] Kim K, K. H., Park JK, Kim S. Implementation of hybrid short-term load forecasting system using artifical neural network and fuzzy expert system. IEEE Trans Power Syst 1995.

- [48] Mohamad E, Mansour M, Debeiky EL-S, Mohamad KG, Rao N, Ramakrishna G. Results of Egyptian unified grid hourly load forecasting using an artificial neural network with. Elsevier; 1996. p. 171–7.
- [49] Hsu YY. Fuzzy expert system: an application to short-term load forecasting; 1992.
- [50] Liang R, Hus Y. Fuzzy linear programming: an Introduction to hydroelectric generation scheduling. IEE Proc Gener Trans Distrib 1994.
- [51] Mori H, Kobayashi H. Optimal fuzzy inference for short-term load forecasting. IEEE Trans Power Syst 1996.
- [52] Girgis V, El-Din JAK. Comparison of different approaches to short-term load forecasting; 1995.
- [53] X. Bai, M. Gang, and L. Ping, "A method of spatial load forecasting based on feeder," *Electr. Util. Deregul.*, no. April, pp. 1548–1553, 2008.
- [54] Willis H L. "Northcote-green JED. Spatial electric load forecasting: a tutorial review," *Proc. The IEEE*, 1983,71(2), pp. 232-253.
- [55] Yang Lixi. "Study of the Spatial Analysis and Power System Planning Theory," Ph.D. dissertation, The PLA University of Information Engineering, 2004.
- [56] Sun Caixin, Zhou Quan, Liu Lifeng, et al. "Electric Power geographic information system and its application in distribution system," Beijing: Science Press, 2003.
- [57] Gao Shan, Shan Yuanda. "A new method of load error correction and smoothing based on wavelet singularity detection," *Proceedings of the CSEE*, 2001, 21(11), pp.105-108,113.
- [58] M. Rafael, "Demand Forecasting in Residential Distribution Feeders in the Context of Smart Grids."
- [59] A. Motamedi, H. Zareipour, and W. D. Rosehart, "Electricity Price and Demand Forecasting in Smart Grids", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol.3, no.2, pp664 – 674, June 2012.
- [60] L. Hernández, C. Baladrón, J. M. Aguiar, B. Carro, A. Sánchez- Esguevillas, J. Lloret, D. Chinarro, J. J. Gomez-Sanz and D. Cook, " A Multi-Agent System Architecture for Smart Grid Management and Forecasting of Energy Demand in Virtual Power Plants", *IEEE Communications Magazine*, pp106 – 113, January 2013.
- [61] Y. Simmhan, S. Aman, A. Kumbhare, R. Liu, S. Stevens, Q. Zhou and V. Prasanna, "Cloud-Based Software Platform for Big Data Analytics in Smart Grids", *Computing in Science & Engineering*, pp 38 – 47, July/August 2013.
- [62] D. Caputo, F. Grimaccia, M. Mussetta and R. E. Zich, " Photovoltaic Plants Predictive Model by means of ANN trained by a Hybrid Evolutionary Algorithm", *The 2010 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*, July 2010.
- [63] W. Y. Chang, "A Literature Review of Wind Forecasting Methods", *Journal of Power and Energy Engineering*, pp161 – 168, April 2014.
- [64] I. N. Kakhki, H. Taherian and M. R. Aghaebrahimi, "Short-Term Price Forecasting Under High Penetration of Wind Generation Units in Smart Grid Environment", *3<sup>rd</sup> International Conference on Computer and Knowledge Engineering (ICCKE 2013)*, October 31 & November 1, 2013, Ferdowsi University of Mashhad.

- [65] Y. Hu, H. Ji and X. Song, "To Forecast Short-Term Load in Electric Power System Based on FNN", 2009 Sixth International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery, pp 474 – 478, 2009.
- [66] J. Wang, L. Li, D. Niu, Z. Tan, " An annual load forecasting model based on support vector regression with differential evolution algorithm", Journal of Applied Energy, pp 65 – 70, February 2013.
- [67] C. Tranchita and A. Torres, "Soft Computing Techniques for Short Term Load Forecasting", Power Systems Conference and Exposition, 2004, October 2004.
- [68] B. Asare-Bediako, W. L. Kling, and P. F. Ribeiro, " Day-Ahead Residential Load Forecasting with Artificial Neural Networks using Smart Meter Data", Power Tech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble, June 2013.
- [69] N. Amjady, F. Keynia, H. Zareipour, "Short-Term Load Forecast of Microgrids by a New Bilevel Prediction Strategy", IEEE transaction on Smart Grid, vl. 1, no. 3, december 2010.
- [70] H. Niska, P. Koponen and A. Mutanen, "Evolving Smart Meter Data Driven Model for Short-Term Forecasting of Electric Loads", IEEE Tenth International Conference on Intelligent Sensors, Sensor Networks and Information Processing (ISSNIP), Singapore, 7-9 April 2015.
- [71] Takuro Sato, D. M. Kammen, B. Duan, M. Macuha, Z. Zhou, J. W. Muhammad T., S. A. Asfaw – "Smart Grid Standards" – Future of the Smart Grid 10 (391-392) – 2015.
- [72] S. Paoletti, A. Garulli, and A. Vicino, "Electric load forecasting in the presence of Active Demand," Proc. IEEE Conf. Decis. Control, pp. 2395–2400, 2012.
- [73] "The ADDRESS project," <http://www.addressfp7.org/>.
- [74] R. Belhomme, R. Cerero Real de Asua, G. Valtorta, and P. Eyrolles, "The ADDRESS project: Developing Active Demand in smart power systems integrating renewables," in Proc. IEEE/PES General Meeting, 2011, paper no. PESGM2011-000188.
- [75] H. Alfares and M. Nazeeruddin, "Electric load forecasting: literature survey and classification of methods," Int. J. of Systems Science, vol. 33, no. 1, pp. 23–34, 2002.
- [76] S.-J. Huang and K.-R. Shih, "Short-term load forecasting via ARMA model identification including non-Gaussian process considerations," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 18, no. 2, pp. 673–679, 2003.
- [77] L. Ljung, System identification: theory for the user. Prentice-Hall, Upper Saddle River, NJ, 1999.
- [78] G. Box, G. Jenkins, and G. Reinsel, Time Series Analysis: Forecasting and Control, 4th ed. Wiley, 2008.
- [79] D. Park, M. El-Sharkawi, R. Marks II, L. Atlas, and M. Damborg, "Electric load forecasting using an artificial neural network," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 6, no. 2, pp. 442–449, 1991.
- [80] M. Espinoza, J. Suykens, R. Belmans, and B. De Moor, "Electric load forecasting using kernel-based modeling for nonlinear system identification," IEEE Control Systems Magazine, vol. 27, no. 5, pp. 43–57, 2007.

- [81] Y. K. Wu, "Short-term forecasting for distribution feeder loads with consumer classification and weather dependent regression," 2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proc., pp. 689–694, 2007.
- [82] Rastogi, S.; Roulet, G.; "Effect of weather on rural electric cooperative demand", in Proc. 38th Annu. Conf. Rural Electric Power Conference, 1994, pp.A3/1 - A3/6.
- [83] B. Hayes, J. Gruber, and M. Prodanovic, "Short-Term Load Forecasting at the local level using smart meter data," 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, pp. 1–6, 2015.
- [84] G. Gross and F. Galiana, "Short-term load forecasting," Proceedings of the IEEE, vol. 75, no. 12, pp. 1558–1573, Dec 1987.
- [85] T. Hong, "Short term electric load forecasting," Ph.D. dissertation, North Carolina State University, 2010.
- [86] Hayes, Barry, Ignacio Hernando-Gil, Adam Collin, Gareth Harrison, and Sasa Djokic. "Optimal power flow for maximizing network benefits from demand-side management." IEEE transactions on power systems 29, no. 4 (2014): 1739-1747.
- [87] B. Moradzadeh and K. Tomsovic, "Two-stage residential energy management considering network operational constraints," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 4, no. 4, pp. 2339–2346, Dec 2013.
- [88] A. Molderink, V. Bakker, M. Bosman, J. Hurink, and G. Smit, "Management and control of domestic smart grid technology," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 1, no. 2, pp. 109–119, Sept 2010.
- [89] M. Rowe, T. Yunusov, S. Haben, C. Singleton, W. Holderbaum, and B. Potter, "A peak reduction scheduling algorithm for storage devices on the low voltage network," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 2115–2124, July 2014.
- [90] A. Mohamed, V. Salehi, and O. Mohammed, "Real-time energy management algorithm for mitigation of pulse loads in hybrid microgrids," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 3, no. 4, pp. 1911–1922, Dec 2012.
- [91] A. Mohamed, V. Salehi, T. Ma, and O. Mohammed, "Real-time energy management algorithm for plug-in hybrid electric vehicle charging parks involving sustainable energy," IEEE Trans. Sust. Energy, vol. 5, no. 2, pp. 577–586, April 2014.
- [92] B. Hayes, J. Gruber, and M. Prodanovic, "A closed-loop state estimation tool for MV network monitoring and operation," IEEE Trans. Smart Grid, vol. PP, pp. 1–1, 2015, DOI: 10.1109/TSG.2014.2378035.
- [93] S. Haben, J. Ward, D. V. Greetham, C. Singleton, and P. Grindrod, "A new error measure for forecasts of household-level, high resolution electrical energy consumption," International Journal of Forecasting, vol. 30, no. 2, pp. 246 – 256, 2014.
- [94] L. Hernandez, C. Baladron, J. Aguiar, B. Carro, A. Sanchez-Esguevillas, J. Lloret, D. Chinarro, J. Gomez-Sanz, and D. Cook, "A multi-agent system architecture for smart grid management and forecasting of energy demand in virtual power plants," IEEE Commucations Magazine, vol. 51, no. 1, pp. 106–113, January 2013.
- [95] B. Hayes and M. Prodanovic, "State forecasting and operational planning for distribution network energy management systems," IEEE Trans. Smart Grid, vol. PP, pp. 1–1, 2015, submitted.

- [96] "State estimation techniques for electric power distribution systems," in Proceedings of the 2014 UKSim-AMSS 8th European Modelling Symposium (EMS 2014), Oct. 2014.
- [97] J.-H. Lim, O.-S. Kwon, K.-B. Song, and J.-D. Park, "Short-term load forecasting for educational buildings with temperature correlation," in 2013 Fourth International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), Istanbul, Turkey, May 2013, pp. 405–408.
- [98] D. Shi, R. Li, R. Shi, and F. Li, "Analysis of the relationship between load profile and weather condition," in 2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition, Denver, CO, July 2014, pp. 1–5.
- [99] L. Nan, "Based on Dynamic Regression Model Medium and Long-term Demand Forecast and Analysis of China' s Electric Power," pp. 0–3, 2010.
- [100] Feng Wen-quan, *Economic Forecasting and Decision-making Technology*. Wuhan City: Wuhan University Press, 2002, pp.83-117.
- [101] Ceylon Electricity Board, "Long Term Transmission Development Plan 2013 - 2022," December 2013.
- [102] Ceylon Electricity Board, "Long Term Generation Expansion Plan 2013 - 2032," December 2013.
- [103] Conejo, AJ, J. Contreras, R. Espinola and M. A Plaza, "Forecasting Electricity for day-ahead pool-based electric energy market," *International journal of forecasting*, 2005, Vol 29, No 13, pp 1145-1154.
- [104] Taylor, 1. W. and S. Majithia, "Using combined forecasts with changing weights for electricity demand profiling," *Journal of the operational research society*, Vol 52, pp. 72-82, 2000.
- [105] Taylor, 1. W "Short term electricity demand forecasting using double seasonal exponential smoothing," *Journal of the operational research society*, 2000, Vol 54, No 8, pp 799-805.
- [106] G. Celli, E. Ghiani, F. Pilo and G. Soma, "New electricity distribution network planning approaches for integrating renewable," *WIREs Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 140-157, 2013.
- [107] M. FAN, Z. Zhang and T. Tian, "The Analysis of the information needed for the planning of Active distribution system," in 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 2013.
- [108] Canadian Electricity Association, "Distribution planner's manual", 1982.
- [109] B. Greta, "Evaluation of two peak load forecasting methods used at Fortum," Master thesis, Dept. Electrical Systems, Sweden, Royal Institute of Technology, Stockholm, 12011.
- [110] V. Peter and K. Hans, "Using continuous state estimation in grid planning," in Proc. 2009 CIRED The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.
- [111] Knight, U. G. W. (1960). Logical design of electrical networks using linear programming methods, 306-314.
- [112] Bautista, J., Semp, R., Pereira, J., & Gri, R. (2003). Modelos y procedimientos para distribución de energía eléctrica en entornos urbanos, 8–11.

- [113] Domínguez Navarro, J. A. (2000). Modelos Para La Planificación De Redes De Distribución De Energía Eléctrica Asistida Por Computador Aplicando Técnicas Matemáticas Fuzzy. Teide.Cps.Unizar.Es, 600. Retrieved from [http://teide.cps.unizar.es:8080/pub/publicir.nsf/codigospub/0205/\\$FILE/cp0205.pdf](http://teide.cps.unizar.es:8080/pub/publicir.nsf/codigospub/0205/$FILE/cp0205.pdf)
- [114] Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2015). A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. *Electric Power Systems Research*, 121, 89-100. <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.010>.
- [115] García, A. M. (2006). Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica, 192.
- [116] Ponce, C. (2010). Planificación Óptima De La Generación Distribuida En Redes De Distribución De Energía Eléctrica. Teide.Cps.Unizar.Es. Retrieved from [http://teide.cps.unizar.es:8080/pub/publicir.nsf/codigospub/0700/\\$FILE/cp0700.pdf](http://teide.cps.unizar.es:8080/pub/publicir.nsf/codigospub/0700/$FILE/cp0700.pdf)
- [117] Martins, V. F., & Borges, C. L. T. (2011). Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4), 2164–2172. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2122347>
- [118] Zeng, B., Zhang, J., Yang, X., Wang, J., Dong, J., & 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.
- [119] Yao, W., Zhao, J., Wen, F., Dong, Z., Xue, Y., Xu, Y., & 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. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2296615>.  
<http://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2291553>
- [120] R. C. Dugan, et al. "Planning for distributed generation." *Industry Applications Magazine*, IEEE, vol. 7, issue. 2, pp. 80-88, 2001.
- [121] A. Keane, et al., "State of the art techniques and challenges ahead for DG planning and optimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, issue. 2, pp.1493-1502, 2013.
- [122] T. Stetz, K. Diwold, M. Kraiczy, D. Geibel, S. Schmidt and M. Braun, "Techno-Economic Assessment of Voltage Control Strategies in Low Voltage Grids," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 5, No. 4, JULY 2014.
- [123] A. F. Martinez, H. Yalin and L. Sonder, "Distribution network planning with a large amount of small scale photovoltaic power," in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Kowloon, 2013.
- [124] A. Navarro and H. Rudnick, "Large-scale distribution planning-Part I: Simultaneous network and transformer optimization," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 24, issue. 2, pp. 744-751, May.2009.
- [125] A. Navarro and H. Rudnick, "Large-scale distribution planning-Part II: Macro-optimization with Voronoi's diagram and Tabu Search," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 24, issue.2, pp. 752-758, May.2009.
- [126] I. Ziari, et al. "Integrated distribution systems planning to improve reliability under load growth." *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol 27, issue 2, pp. 757-765, April.2012

- [127] V. F. Martins, et al. "Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, issue, 4, pp. 2164-2172, Nov.2011
- [128] R. A. MacDonald, "A novel approach to the optimal planning of flexible active distribution networks," in *Proc. 2009 the 44th International Universities Power Engineering Conference*, pp. 1-5.
- [129] S. Sheng-Yi, et al., "Distributed generation interconnection planning: A wind power case study," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 2, issue. 1, pp. 181-189, May.2009.
- [130] K. Rudion, A. Orths, "Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration," in *Proc. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-6.
- [131] T. Sandra. *Modern grid initiative: Distribution taxonomy final report*. Pacific Northwest National Laboratory, 2008.
- [132] Gan, Chin Kim, et al., "Statistical appraisal of economic design strategies of LV distribution networks." *Electric Power Systems Research*, vol. 81, issue.7, pp.1363-1372, March. 2011.
- [133] Widergren S, Marinovici C, Berliner T, Graves A. Real-time pricing demand response in operations. In *Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2012*, 1–5.
- [134] Qian LP, Zhang YJA, H. J., Wu Y. Demand response management via real-time electricity price control in smart grids. *IEEE J Sel Areas Commun* 2013; 31 (7):1268–80.
- [135] See, for example, the mission statements of the National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC, <http://www.naruc.org/about.cfm>) and FERC (<http://www.ferc.gov/about/about.asp>).
- [136] See [http://www.gridwiseac.org/pdfs/interopframework\\_v1\\_1.pdf](http://www.gridwiseac.org/pdfs/interopframework_v1_1.pdf).
- [137] See [http://nist.gov/smartgrid/upload/NIST\\_Framework\\_Release\\_2-0\\_corr.pdf](http://nist.gov/smartgrid/upload/NIST_Framework_Release_2-0_corr.pdf).
- [138] N. S. Publication, "NIST Special Publication 1108R2 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, NIST Special Publication 1108R2 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards," *Nist Spec. Publ.*, vol. 0, pp. 1–90, 2012.
- [139] Bourgain, G (coord.) et al.: "Integrating distributed energy resources into today's electrical system". *ExpandDER*, June 2009.
- [140] Locke, Gary, and Patrick D. Gallagher. "NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 1.0." *National Institute of Standards and Technology* (2010).
- [141] Pavan Kumar, Y. V., and Ravikumar Bhimasingu. "Review and retrofitted architectures to form reliable smart microgrid networks for urban buildings." *Networks, IET* 4.6 (2015): 338-349.
- [142] ITU-T, "Smart Grid overview" deliverable, *FOCUS GROUP ON SMART GRID Smart-O-34Rev.4*, 2011.11.
- [143] IEEE, «IEEE SmartGrid,» [En línea]. Available: <http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid/smart-grid-conceptual-model>.

- [144] The Institute of Electrical and Electronics Engineer (IEEE), IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End - Use Applications, and loads, New York: IEEE, 2011.
- [145] Kuzlu, Murat, Manisa Pipattanasomporn, and Saifur Rahman. "Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN." *Computer Networks* 67 (2014): 74-88.
- [146] Tong, Jizhou, Weiqing Sun, and Lingfeng Wang. "An information flow security model for home area network of smart grid." *Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent Systems (CYBER)*, 2013 IEEE 3rd Annual International Conference on. IEEE, 2013.
- [147] Popovic, Zoya, and V. Cackovic. "Advanced metering infrastructure in the context of smart grids." *Energy Conference (ENERGYCON)*, 2014 IEEE International. IEEE, 2014.
- [148] Mohagheghi, Salman, et al. "Demand response architecture: Integration into the distribution management system." *Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, 2010 First IEEE International Conference on. IEEE, 2010.
- [149] Ekanayake, Janaka, et al. *Smart grid: technology and applications*. John Wiley & Sons, 2012.
- [150] Bruno, Sergio, et al. "Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids." *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* 58.10 (2011): 4504-4513.
- [151] Thomas, Mini S., Seema Arora, and Vinay Kumar Chandna. "Distribution automation leading to a smarter grid." *Innovative Smart Grid Technologies-India (ISGT India)*, 2011 IEEE PES. IEEE, 2011.
- [152] Bavarian, Sara, et al. "Leveraging the smart metering infrastructure in distribution automation." *Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, 2012 IEEE Third International Conference on. IEEE, 2012.
- [153] Borlase, Stuart, ed. *Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions*. CRC Press, 2012.
- [154] Samuel Ramirez Castaño, "Redes de Distribución de Energía," p. 60, 2004.
- [155] Adellatif El Ghali, *Planificación de redes de distribución. Optimización de la suma de costos de inversiones, pérdidas y fiabilidad*.
- [156] H.-M. Nguyen, J.-L. Lilien, and P. Schell, "Dynamic Line Rating and Ampacity Forecasting As the Keys To Optimise Power Line Assets With the Integration of Res. the European Project Twenties Demonstration Inside Central Western Europe," no. June, pp. 10–13, 2013.
- [157] P. Castro et al., "Study of different mathematical approaches in determining the dynamic rating of overhead power lines and a comparison with real time monitoring data," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 111, pp. 95–102, 2017.
- [158] J. L. Aznarte and N. Siebert, "Dynamic Line Rating Using Numerical Weather Predictions and Machine Learning: A Case Study," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 335–343, 2017.
- [159] See <https://openadr.memberclicks.net/specification-download>.
- [160] See [www.openadr.org](http://www.openadr.org).

[161] See [openchargealliance.org](http://openchargealliance.org).

[162] See <http://cimug.ucaiug.org>.

[163] See <http://www.lbl.gov/>.

[164] See <http://www.comisiontransito.gob.ec/>.

[165] See <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/>.

## ACRÓNIMOS

AGC	Automatic Generation Control
AI	Artificial Intelligence
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ANN	Artificial Neural Network
ANT	Agencia Nacional de Tránsito
AR	Autoregressive
ARIMA	Autoregressive Integrated Moving Average
ARMA	Autoregressive Moving Average
ARMAX	Autoregressive Moving Average Exogenous
ARX	Autoregressive Exogenous
BAS	Building Automation System
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
CIM	Common Information Model
CIS	Customer Information System
CME	Chicago Mercantile Exchange
CPP	Critical Peak Pricing
CT	Communications Technology
DA	Distribution Automation
DAS	Distribution Automation System
DCU	Data Concentrator Unit
DER	Distributed Energy Resources
DG	Distributed Generation
DLC	Direct Load Control
DMS	Distribution Management System
DR	Demand Response
DRAS	Demand Response Automation Server
DRMS	Demand Response Management System
DSM	Demand Side Management
DSO	Distribution System Operator
EMS	Energy Management System
ENS	Energía No Suministrada
ESB	Enterprise Service Bus
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos

---

ESI	Energy Services Interface
EVSE	Electrical Vehicle Supply Equipment
FACT	Flexible Alternating Current Transmission System
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FL	Fuzzy Logic
FP	Factor de potencia
GA	Genetic Algorithm
GIS	Geographic Information Systems
GSE	Generic Substation Events
GSM	Global System for Mobile Communications
GUI	Graphical User Interface
HAN	Home Area Network
HES	Head End System
HTTPS	Hy pertext Transfer Protocol Secure
IAP	Interoperability Architectural Perspective
ICCP	Inter-Control Center Protocol
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHD	In Home Device
IRM	Independent Reference Model
ISO	Independent System Operator
IT	Information Technology
LAN	Local Area Network
LF	Load Forecasting
LTC	Load Transfer Coupling
MA	Moving Average
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
MDM	Meter Data Management
MT	Media Tensión
NAESB	North American Energy Standards Board
NAN	Neighborhood Area Network
NARX	Nonlinear Autoregressive Exogenous
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NIST	National Institute of Standards and Technology
NN	Neural Network
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OASIS	Organization for the Advancement of Structured Information Standards

OCP	Open Charge Point Protocol
OMS	Outage Management System
OPENADR	Open Automated Demand Response
PAR	Periodic Autoregressive
PDC	Phasorial Data Concentrator
PEV	Plug-in Electric Vehicle
PKI	Public Key Infrastructure
PLC	Power Line Carrier
PMU	Phasor Measurement Unit
PS	Power System
PV	Plantas Virtuales
PWM	Pulse Width Modulation
RES	Resources Energy Renewable
RTO	Transmission System Operator
RTP	Real Time Pricing
SAO	Service Oriented Architecture
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SARIMA	Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCE	South California Edison Company
SCL	Substation Configuration Language
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SGCC	State Grid Corporation de China
SGIRM	Smart Grid Interoperability Reference Model
SMS	Short Message Service
SOAP	Simple Object Access Protocol
STFL	Short Term Load Forecasting
SVM	Support Vector Machines
TIC	Tecnologías de Información y Comunicación
TLS	Transport Layer Security
TOU	Time of Use
UCAIug	Utilities Communications Architecture International User's Group
UIT-T	Unión Internacional de Telecomunicaciones
V2G	Vehicle to grid
VE	Vehículo Eléctrico
VEN	Nodo Virtual Final
VPP	Virtual Power Plant
VTN	Virtual Top Node

WAMS	Wide Area Measurement System
WAN	Wide Area Network
WASA	Wide Area Situational Awareness
WASA	Wide Area Situational Awareness
WRLS	Weighted Regressive Least-Square
WT	Wavelet Transform
XML	Extensible Markup Language
XMPP	XML and Presence Protocol