

Seguimiento y supervisión de la actividad de distribución de electricidad:

EVEREST

Antonio Candela Dirección de Energía Eléctrica

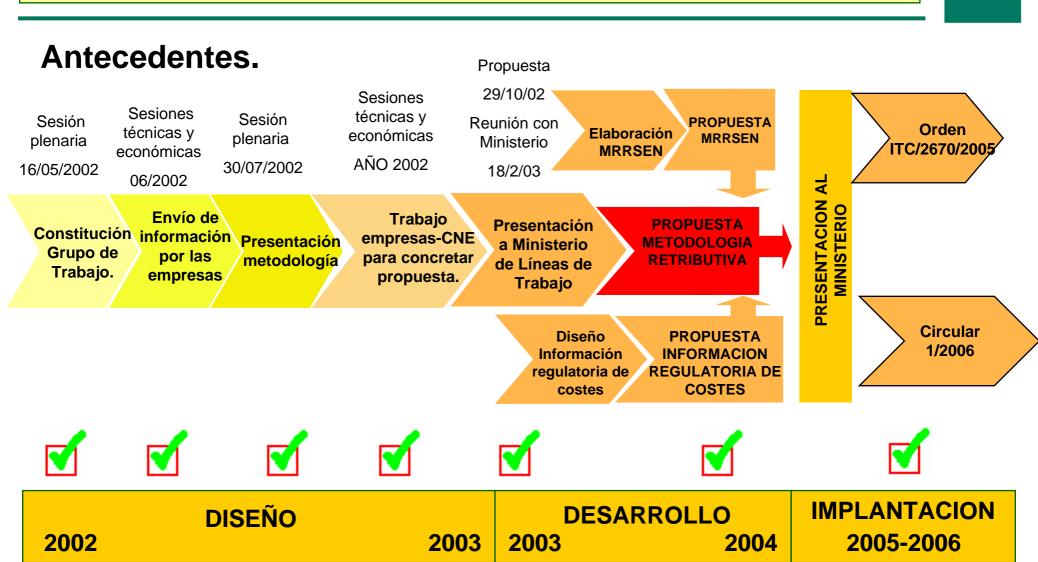
3 de junio de 2008



- 1- Cronograma
- 2- Marco normativo
- 3- Herramientas de regulación
- 4- Algunos ejemplos de utilización de herramientas



1- Cronograma histórico





1- Cronograma histórico

Instalación de Análisis de datos de entrada	Ejecución caso 0	Ejecución caso 1	Ejecuciones : caso 3, caso 4 y 5	Ejecución caso 6	Ejecuciones caso 8, 9	Ejecución caso 10
Julio 2004 Septiembre 2004	4 Octubre 2004 I	Noviembre 2004	Enero 2005	Julio 2005	Noviembre 2006	Febrero 2006
20	04		2005			2006
pi uebas	Recepción de date Circular 1/2006 racasos en varios inte ejecución por mala ca datos	entos de	subcoi SISTEMA EV	dimiento de ntratación de INFORMACIÓ VEREST cuciones os 11 y 12	DN ro	ecuciones pase cero ealizadas grante este periodo
Marzo 2006	Mayo 2006	6	Jui	nio 2006	Julio – d	iciembre 2006
		2006				



1- Cronograma histórico

DETECCION DE NECESIDAD APOYO LARGO PLAZO EN PROGRAMACION MRRSEN

DETECCION DE NECESIDAD ADAPTACION EVEREST A NUEVOS REQUISITOS INFORMACION

Fase de pruebas modelo incremental:

Problema conectividad de redes

Finalización del diseño de EVEREST

SISTEMA DE INFORMACION EVEREST

DESARROLLO INFORMACION REGULATORIA DE COSTES

REQUERIMIENTOS DE EFICIENCIA OPERATIVA X

DESCRIPCION DE ELEMENTOS TECNICOS Y TAREAS OPERATIVAS

MONITORIZACION DE CALIDAD Y PERDIDAS EN REDES

ADAPTACION CIRCULAR 1/2006 A EMPRESAS DT11

Nueva Circular de distribución

PETICION DATOS 31/12/2005 31/12/2006

2007



Ley 54/1997 del Sector Eléctrico ⇒ Principios básicos de la regulación de la distribución:

- υ Monopolio natural *(Exposición de motivos)*
- O Actividad regulada (Art. 11)
- υ Retribución establecida reglamentariamente (Art. 16)
- υ Autorización de las instalaciones de distribución (Art. 40)
- Acceso a la red distribución (Art. 42)
- υ Pago por uso \Rightarrow Peaje (Art. 17 y Art. 18)



- La red de distribución de energía eléctrica está constituida por las líneas eléctricas de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que se consideren incluidas en la red de transporte.
- Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

•Subestaciones AT/MT (MVA): 90.840

•Centros de Transformación MT/BT (MVA): 85.816

BT MT AT

•Líneas (km) 285.780 334.450 65.442

La retribución de la distribución se fija administrativamente

Retribución 2008 = 4.420 millones de euros





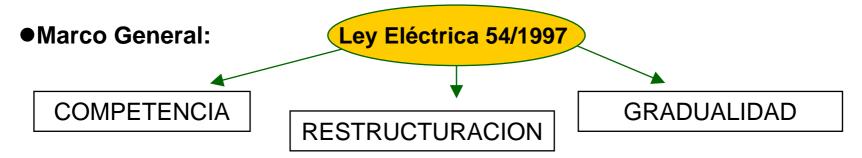
- √5 grandes distribuidoras

 Iberdrola y Endesa tienen una cuota del 76%
- ✓ ≈ 315 "pequeñas" distribuidoras
 (2,5% de la energía)
- ✓Consumo total ≈260 TWh (2007)
- ✓En Mercado ≈78 TWh
- ✓ Consumidores ≈ 26,5 Millones

En energía representa:

T<1 kV	1kV≤T<36 kV	36 kV≤T<72,5 kV	72,5 kV≤T<145 kV	T>145 kV
48,5%	31,6%	7,7%	3,9%	8,3%

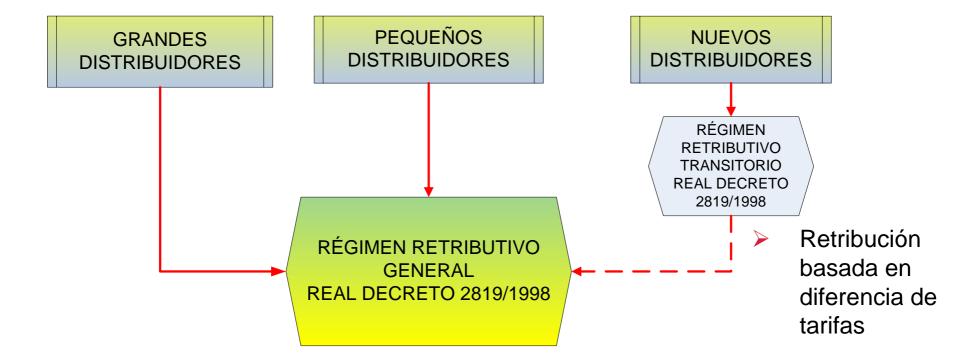




- ●La Distribución en la Ley 54/1997
 - → Monopolio Natural

 Actividad Regulada
 - → Se mantienen zonas tradicionales de distribución, pero...
 - →No se garantizan franquicias geográficas Competencia para tender nuevas redes
- ●Reforma en el Real Decreto Ley 5/2005





- Retribución Global
- Actualización IPC-X
- Reparto por empresa siguiendo dos criterios (MLE, MRR)



- No se contemplaba la mejora de la Calidad de Servicio ni la reducción de pérdidas
- Las empresas distribuidoras pequeñas tenían un sistema retributivo propio, distinto al régimen general
- No se controlaban las inversiones, ni la naturaleza de las mismas (no se vinculaban los esfuerzos inversores en la actividad con la retribución).
- No existían incentivos claros para el desarrollo adecuado de la actividad.
- No se contemplaba el efecto de la normativa local y autonómica, en el ámbito de sus competencias (diferencias regionales).
- Asimetría de información entre empresas y reguladores.
-

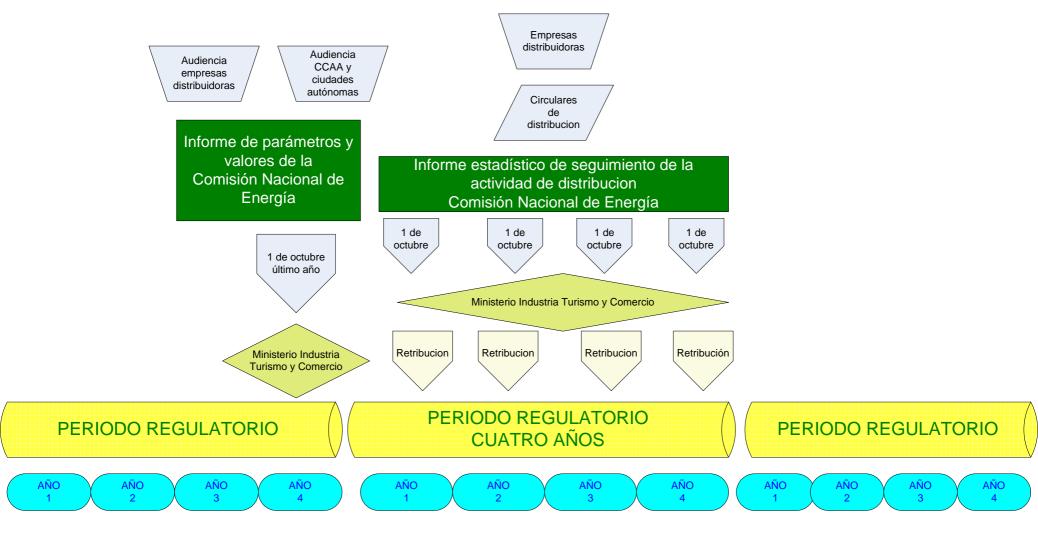


Real Decreto 222/2008, de 18 de febrero ⇒ Nueva metodología retributiva para la actividad de distribución.

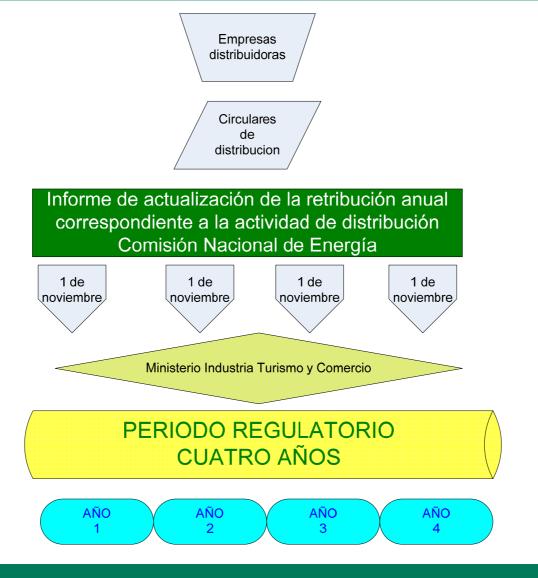
- Circulares que captan información de las empresas distribuidoras y permiten supervisar la actividad.
- ▶ Modelo de red de referencia en versiones incremental y base cero que permiten obtener señales sobre la adaptación de las redes de distribución a las necesidades de los territorios y evaluar impactos de decisiones regulatorias (Fe, incrementos en calidad, etc).
- Procedimientos de operación básicos de las redes de distribución. (Distribution codes)
- Sistema de supervisión de redes EVEREST, que implanta y cruza información regulatoria de costes, información contable, planificación de inversiones e inventarios de redes.
- Modelo de red de referencia operado en exclusiva y desarrollado por el REGULADOR (se permiten pruebas a las empresas distribuidoras).

REDUCCION DE ASIMETRIA DE INFORMACION ENTRE AGENTE REGULADO Y REGULADOR













RETRIBUCION A LA DISTRIBUCION

PASADO	PRESENTE	FUTURO
	VERIFICACION DEL CALCULO DE ACTUALIZACION REALIZADO POR EL MINISTERIO	CALCULO DE INCENTIVOS DE PERDIDAS MAPAS GIS PARA OTRAS DIRECCIONES DE LA CNE DESARROLLO DE INFORMACIÓN REGULATORIA DE COSTES
	MODIFICACIONES EN DISEÑO DE CIRCULARES	MODIFICACIONES EN CALCULO DE LOS INCENTIVOS DE CALIDAD DISEÑO DE CIRCULARES DISEÑO Y UTILIZACIÓN DEL INTERFAZ DE INTERCAMBIO DE DATOS CON OTRAS ADMINISTRACIONES
VERIFICACION DEL CALCULO DE ACTUALIZACION REALIZADO POR EL MINISTERIO	UTILIZACION DEL MODELO DE RED DE REFERENCIA	UTILIZACION DEL MODELO DE RED DE REFERENCIA SEGUIMIENTO DE INVERSIONES EN DISTRIBUCION EJECUCIONES DEL MODELO DE RED DE REFERENCIA PARA EMPRESAS
	DISEÑO, MANTENIMIENTO DE EVEREST	DISEÑO, MANTENIMIENTO DE EVEREST ELABORACIÓN DE INFORMES ESTADÍSTICOS DE SEGUIMIENTO DE LA ACTIVIDAD EJECUCIONES DEL MODELO DE RED DE REFERENCIA PARA OTRAS COMUNIDADES AUTONOMAS
	CARGA DE DATOS EVEREST	CARGA DE DATOS EVEREST DESARROLLO DE HERRAMIENTAS GIS EJECUCIONES DEL MODELO DE RED DE REFERENCIA PARA CALCULAR IMPACTO EN COSTES DE MEDIDAS REGULATORIAS AL
	INTERLOCUCIÓN CON LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	INTERLOCUCIÓN CON LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS ELABORACIÓN DE INFORMES RETRIBUTIVOS ETC



1- Cronograma
2- Marco normativo
3- Herramientas de regulación
3.1 Aspectos técnicos
3.2 Aspectos económicos
3.3 MRRSEN

4- Algunos ejemplos de utilización de herramientas



- 1. Problema Principal-Agente entre regulador y empresa regulada.
- Para poder cumplir con todas y cada una de estas funciones asignadas al organismo, es preciso disponer de la información necesaria que mitigue la asimetría de información.
- 3. La información ha de ser aportada de forma que pueda ser garantizada completamente su coherencia y no haya sido "preparada" ad-hoc para cuestiones concretas (dificultad en prácticas oportunistas).
- 4. Cada empresa que realiza la actividad de distribución de electricidad, se organiza internamente de la forma que más oportuna entienda (y la regulación de competencia le permita) para cumplir con las obligaciones de servicio, que conlleva el ejercicio de la actividad.



¿Porque es necesario un sistema de información que cubra las necesidades tanto de tipo técnico como económico? Para establecer adecuadamente los INCENTIVOS

- 1. El objetivo de las empresas reguladas es maximizar su beneficio.
- Las agencias reguladoras tienen como objetivo, inducir a la empresa que maximiza el beneficio a un comportamiento en línea con el interés público a través del esquema regulatorio
- 3. Las empresas conocen los objetivos de las agencias reguladoras y disponen de mejor y mayor información sobre la actividad y sobre si mismos.
- ⇒ Las empresas pueden maximizar su beneficio empleando para ello la información aportada a la agencia reguladora



1. A la empresa le interesa:

Garantizarse que el regulador es conocedor de los costes prudentemente incurridos en el ejercicio de sus funciones y de todas las circunstancias que concurren en su negocio regulado, de forma que cuando tome las decisiones no pueda obviar los costes declarados.

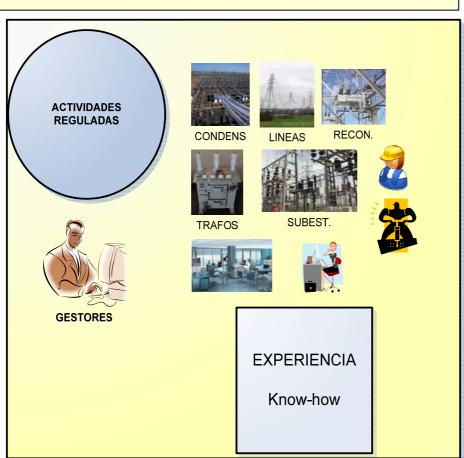
2. Al regulador le interesa:

Disponer de herramientas que le permitan ejercer sus funciones y no estar realizando peticiones parciales de datos a las empresas reguladas, sin poder garantizar su validez.

El sistema de información tanto económico como técnico, que cubra estas necesidades, podría ser denominado **CONTABILIDAD REGULATORIA**



EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD



REGULADOR



SERVICIOS

CCAA

Establece

- reglas
- umbrales Supervisa

Clientes



Manifiestan

- Sensibilidad
- Derechos



Deciden cifras de:

- Inversión
- Operación
- Mantenimiento





Sistema de supervisión EVEREST

- Permite gestionar la información de los datos de redes, de los mercados suministrados, de los costes, verificando la coherencia interna de toda la información, tanto técnica como económica.
- Permite consultar todos y cada uno de los formularios (datos homogéneos), a través de consultas desarrolladas sobre Oracle Discoverer.
- Permite alimentar con datos técnicos al MRR.
- Permite mantener la información regulatoria de costes.
- Permite dar soporte al plan de inversiones de distribución en el periodo regulatorio



Sistema de supervisión EVEREST

- Las empresas entregan los datos en formato preestablecido y detallado en la Circular, por persona con poder para hacer responsable a la empresa de los datos aportados.
- El sistema practica verificaciones conocidas a los datos para verificar:
 - → Estructura de los ficheros.
 - → Sintácticas.
 - → Intrafichero.
 - → Interfichero.
 - Coherencia histórica.



- Los datos incorrectos se comunican detalladamente a la empresa.
- La empresa debe aceptar la carga, para la utilización de los datos aceptando los errores o corrigiéndolos.



3.1.- Aspectos técnicos

Les ha sido solicitado a través de una única Circular de la Comisión Nacional de Energía:

- 1. Georreferenciación de la demanda.
- Crecimientos de mercado e incrementos de inversión para atender dichos crecimientos.
- 3. Inventario de instalaciones de distribución reales existentes y normalizadas.
- 4. Conectividad cliente red.



3.1.- Aspectos técnicos

GEORREFERENCIACIÓN DE LA DEMANDA



3.1.- Aspectos técnicos

F1:

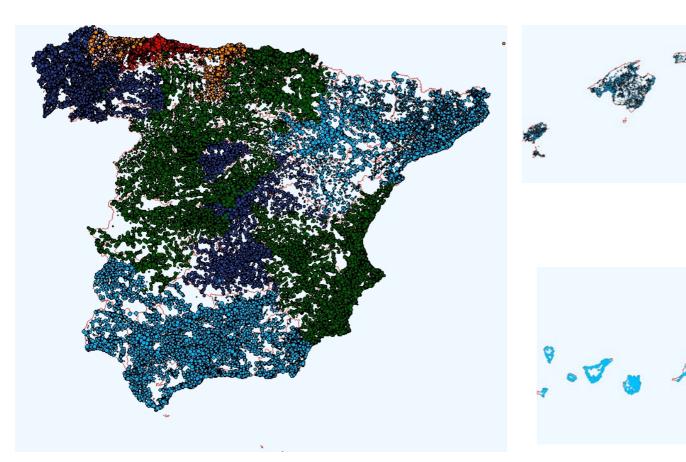
INFORMACIÓN RELATIVA A LA GEORREFERENCIACIÓN DE LA DEMANDA SALVO SUMINISTROS A DISTRIBUIDORES.

Campo	Información y/o unidades	Código SQL	Ejemplo dato
Nudo	Código del nudo	varchar 20	123456789ABC12345678
	X	long	661061.0000
Coordenadas UTM	Y	long	4624828.0000
	Z	long	0.0000
Tipo	CBT, CMT o CAT	varchar 3	СВТ
COD_TFA	Código de tarifa	varchar 10	12
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro	varchar 20	ES0987543210987654ZF
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	varchar 10	R1-999
Municipio	Código de municipio INE	short	0745
Provincia	Código de provincia INE	short	28
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1	Α
Tensión de alimentación	kV	single	0.22
Potencia contratada	kW	single	3.3
Energía anual consumida	kWh	single	4704
Año de incorporación en la base de datos		short	2006



3.1.- Aspectos técnicos

INFORMACIÓN RELATIVA A LA GEORREFERENCIACIÓN DE LA DEMANDA SALVO SUMINISTROS A DISTRIBUIDORES.







3.1.- Aspectos técnicos

INFORMACIÓN RELATIVA A LA GEORREFERENCIACIÓN DE LA DEMANDA SALVO SUMINISTROS A DISTRIBUIDORES.

Γ	Suma de Energia Anual		Promedio
	Consumida	# de Cups	consumo
	[kWh]		[kWh/cliente]
Clientes de alta tensión	37.540.205.990,49	1.621	23.158.671,18
Clientes de media tensión	67.360.209.115,91	92.995	724.342,27
Clientes de baja tensión	109.153.301.961,48	25.426.266	4.292,93
Total	214.053.717.067,88	25.520.882	8.387,39



3.1.- Aspectos técnicos

INFORMACIÓN RELATIVA A LA GEORREFERENCIACIÓN DE LA DEMANDA- SUMINISTRO A DISTRIBUIDORES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL	Ejemplo dato
Nudo	Código del nudo	varchar 20	123456789ABC12345678
	X	long	661061.0000
Coordenadas UTM	Y	long	4624828.0000
	Z	long	0.0000
Tipo	CBT, CMT o CAT	varchar 3	CMT
COD_TFA	Código de tarifa	varchar 10	131
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro	varchar 20	ES1234123456789012JY1F
COD_DIS declarante	Código de la compañía distribuidora declarante ‡	varchar 10	R1-999
COD_DIS cliente	Código de la compañía distribuidora cliente	varchar 10	R1-998
Municipio	Código de municipio INE	short	0745
Provincia	Código de provincia INE	short	28
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1	A
Tensión de alimentación.	kV	single	15
Potencia contratada	kW	single	548
Energía anual consumida	kWh	single	4652400
Año de incorporación en la base de datos		short	2006

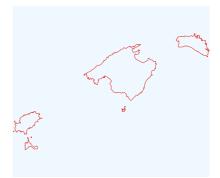


3.1.- Aspectos técnicos

INFORMACIÓN RELATIVA A LA GEORREFERENCIACIÓN DE LA DEMANDA- SUMINISTRO A DISTRIBUIDORES











3.1.- Aspectos técnicos

F3: INFORMACIÓN RELATIVA A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Campo	Información y/o unidades	Código SQL	Ejemplo dato
Nudo	Código del nudo	varchar 20	123456789ABC12345678
	X	long	661061.0000
Coordenadas UTM	Y	long	4624828.0000
	Z	long	0.0000
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	varchar 10	R1-999
Municipio	Código de municipio INE	short	0745
Provincia	Código de provincia INE	short	28
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1	A
Tensión de alimentación.	kV	single	20
Potencia instalada	kVA	single	25000
Energía anual producida	kWh/año	single	55000000
Energía reactiva producida al año	kVArh/año	single	112790
Año de incorporación en la base de datos		short	2006



3.1.- Aspectos técnicos

CRECIMIENTOS DE MERCADO E INCREMENTOS DE INVERSION PARA ATENDER DICHOS CRECIMIENTOS



3.1.- Aspectos técnicos

F4: INFORMACION RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS - CRECIMIENTOS HORIZONTALES AGREGADOS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL	Ejemplo dato
	X	long	661061.0000
Coordenadas UTM aproximadas	Y	long	4624828.0000
	Z	long	0.0000
Superficie total estimada a electrificar	m^2	single	100000
Uso predominante previsto para la agrupación	0: residencial 1: polígono industrial	bit	0
Número de suministros BT		short	500
Número de suministros MT		short	0
Número de suministros AT		short	0
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	varchar 10	R1-999
Potencia total estimada	kW	single	1500000
Municipio	Código de municipio INE	short	0745
Provincia	Código de provincia INE	short	28
Año previsto de incorporación	Año en que está prevista sea efectiva la demanda declarada	short	2005



3.1.- Aspectos técnicos

F5: INFORMACION RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS – CRECIMIENTOS HORIZONTALES SINGULARES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL	Ejemplo dato
	X	long	661061.0000
Coordenadas UTM	Y	long	4624828.0000
	Z	long	0.0000
Tipo	CAT	varchar 3	CAT
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	varchar 10	R1-999
Municipio	Código de municipio INE	short	0745
Provincia	Código de provincia INE	short	28
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1	A
Tensión de alimentación.	kV	single	45
Potencia solicitada	kW	single	380000
Año previsto de incorporación		short	2005



3.1.- Aspectos técnicos

F6: INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS – CRECIMIENTOS VERTICALES AGREGADOS

Campo	Información y/o unidades	Código SQL	Ejemplo dato
Nudo	Código del nudo	varchar 20	123456789ABC12345678
	X	long	661061.0000
Coordenadas UTM aproximadas	Y	long	4624828.0000
	Z	long	0.0000
Superficie total estimada a electrificar	m^2	single	800000
Uso predominante previsto para la agrupación	0: residencial 1: polígono industrial	bit	0
Número de suministros BT		short	500
Número de suministros MT		short	0
Número de suministros AT		short	0
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora [1]	varchar 10	R1-999
Potencia total estimada	kW	single	2310
Municipio	Código de municipio INE	short	0745
Provincia	Código de provincia INE	short	28
Año previsto de incorporación	Año en que está prevista sea efectiva la demanda declarada	short	2005



3.1.- Aspectos técnicos

F7: INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS – CRECIMIENTOS VERTICALES SINGULARES

Campo	Información y/o unidades	Código SQL	Ejemplo dato
Nudo	Código del nudo	varchar 20	123456789ABC12345678
	X	long	661061.0000
Coordenadas UTM	Y	long	4624828.0000
	Z	long	0.0000
Tipo	CAT	varchar 3	CAT
Tarifa		varchar 10	133
CUPS		varchar 20	ES1234123456789012JY1F
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora	varchar 10	R1-999
Municipio	Código de municipio INE	short	0745
Provincia	Código de provincia INE	short	28
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1	Α
Tensión de alimentación.	kV	single	132
Potencia solicitada	kW	single	50000
Año previsto de incorporación		short	2005



3.1.- Aspectos técnicos

CÓDIGOS DE IDENTIFICACIÓN NORMALIZADA DE INSTALACIONES (CINI)

PREFIJO	PRIMERA POSICIÓN	SEGUNDA POSICIÓN	TERCERA POSICIÓN	CUARTA POSICIÓN	QUINTA POSICIÓN	SEXTA POSICIÓN
PRE	Descripción	Descripción	Descripción	Descripción	Descripción	Descripción
1	1 Transporte	Subestaciones de 1 transformación en servicio de transporte	0 U>=400 kV 1 220kV<=U<400 kV 2 110kV<=U<220kV 3 36kV<=U<110kV	 U>=400 kV 220kV<=U<400 kV 110kV<=U<220kV 36kV<=U<110kV 1kV<=U<36kV Cuando existan varios secundarios en distintos niveles de tensión, se codificará atendiendo al de mayor tensión de distribución. El detalle de transformadores quedará registrado en la tabla correspondiente. 	1 Convencional 2 Blindada 3 Móvil	A <150 MVA B 150<= P<300 MVA C 300<= P<450 MVA D 450<= P<600 MVA E 600<= P<800 MVA F 800<= P<1000 MVA G 1000<= P<1200 MVA H 1200<= P<1500 MVA J P>=1800 MVA
1	2 Distribución	0 Líneas	2 110kV<=U<220kV 3 36kV<=U<110kV 4 1kV<=U<36kV 5 U<1 kV	1 tensada sobre postes, un circuito 2 tensada sobre postes, doble circuito 3 tensada sobre postes, más de dos circuitos 4 apoyada sobre fachada, un circuito 5 apoyada sobre fachada, doble circuito 6 apoyada sobre fachada, más de dos circuitos 7 subterránea, un circuito 8 subterránea, doble circuito 9 subterránea, más de dos circuitos	1 Símplex 2 Dúplex 3 Tríplex	Posición no utilizada
1	2 Distribución	Subestaciones de 1 transformación en servicio de distribución	0 U>=400 kV 1 220kV<=U<400 kV 2 110kV<=U<220kV 3 36kV<=U<110kV 4 1kV<=U<36kV	 110kV<=U<220kV 36kV<=U<110kV 1kV<=U<36kV Cuando existan varios secundarios en distintos níveles de tensión, se codificará atendiendo al de mayor tensión de distribución. El detalle de transformadores quedará registrado en la tabla correspondiente. 	1 Convencional 2 Blindada 3 Móvil	A S<5 MVA B 5<=S<10 MVA C 10<=S<15 MVA D 15<=S<20 MVA E 20<=S<25 MVA F 25<=S<30 MVA G 30<=S<40 MVA H 40<=S<60 MVA J 80<=S<100 MVA K 100<=S<120 MVA L 120<=S<150 MVA C Total MV



3.1.- Aspectos técnicos

F8: INFORMACIÓN RELATIVA AL VOLUMEN DE INVERSIÓN PREVISTO E INVENTARIO DE INSTALACIONES PARA ATENDER LOS INCREMENTOS DE DEMANDA

Cod_Dis	Año	Cod_Prv	CINI	FINALIDAD	Unidades	Inversiones

TABLA ELIMINADA POR MOTIVOS DE CONFIDENCIALIDAD



3.1.- Aspectos técnicos

INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES



3.1.- Aspectos técnicos

F9: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES. TOPOLOGÍA DE LA RED REAL

Código tramo 1

x1, y1, z1

x2, y2, z2

x3, y3, z3

x4, y4, z4

END

Código tramo 2

x1, y1, z1

x2, y2, z2

END

END



3.1.- Aspectos técnicos

F9: INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES. ATRIBUTOS DE LA RED REAL

FORMULARIO 10

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES. ATRIBUTOS DE LA RED REAL

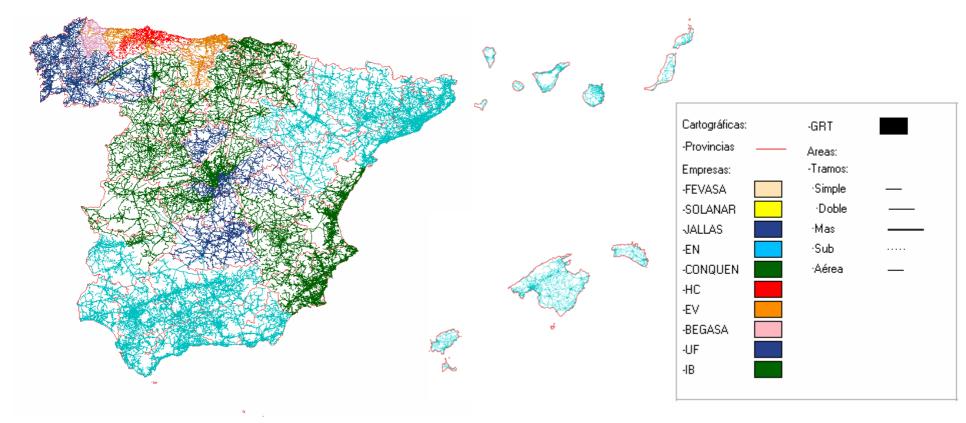
	Tramo (*)	Nudo Inicial	Nudo Final	CINI	Provincia	Nivel de Tensión	Longitud (**)	Número de circuitos	Tipo	Denominación conductor	Material	R	х	Intensidad máxima	sigue
Г															

 Tas	sa de f	allo		iempo paraci		Estado de operación	Coste de inversión		enimiento ventivo	Mantenimiento correctivo	COD_DIS	¿Pertenece a la compañía?	Año de instalación
mín	esp	máx	min	esp	máx	habitual	mversion	€/año	horas/año	COLLECTIVO		ia compania.	mstaracion



3.1.- Aspectos técnicos

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES. ATRIBUTOS DE LA RED REAL





3.1.- Aspectos técnicos

Centros de transformación

FORMULARIO 11

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.

CARACTERÍSTICAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Nudo	CT.	CINI		Coord UTM		Municipio	Provincia	Nivel de tención	Tipo	Potencia total	Energia anual	Demanda pico de	Demanda pico de	nim.
11220		CINI	х	Y	\mathbf{z}	шингри	Providen	lado de alta	11ро	instalada	consumida	activa lado de baja	reactiva Indo de baja	ngur

Г		Conte de inversión		I -	dant' ventivo	Mant'	Cod dis	¿Pertenece a la	Año de	Número máximo
	de ralidas	de uza zalida ²⁷	invertión	€año	horas/año	correctivo		сошрайія?	incorporación	de māquinas instalables

FORMULARIO 12

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.

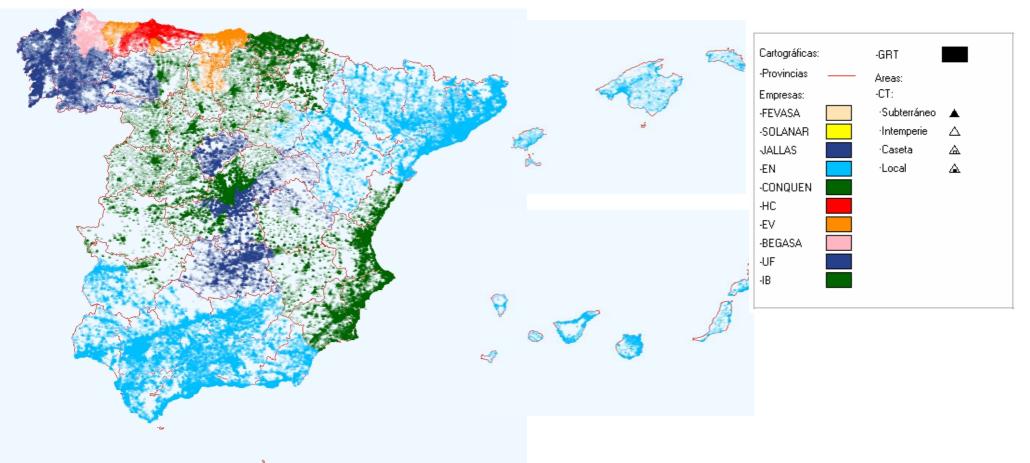
COMPOSICIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

CT	3.0	Potencia	Pérdidas de	Pérdidas de corto a	T	asa de fall	lo	Tiem	po de rep	aración	Año de
CI	Maquina	máquina	vacío	potencia nominal	min	esp	máx	min	esp	máx	incorporación



3.1.- Aspectos técnicos

Centros de transformación





3.1.- Aspectos técnicos

Subestaciones de distribución

FORMULARIO 13

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.

SUBESTACIONES

Subertec	jan.	CINI	Denominación	Co- UI X !	M	Municipio	Provincia	Tipo	rigue
		Conte de inversión	Mant' preventivo E'sño horss/sñ		ant" ectivo	Cod_dis	¿Pertenece a cia.?	Año de incorporación]

FORMULARIO 13bis

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.

COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES - PARQUES

Subestación	Parque	Nudo	Tennión del parque	No. poticiones Linea	No. posiciones Trafo	No. posiciones Acoplamiento	No. posiciones Medida	No. poticiones Reserva	Perteneciente a compañía	Año de incorporación a la base de datos
-------------	--------	------	-----------------------	-------------------------	-------------------------	--------------------------------	--------------------------	---------------------------	-----------------------------	--



3.1.- Aspectos técnicos

Máquinas en los parques de las subestaciones

FORMULARIO 14

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.

COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES - MÁQUINAS

Subestación	Máquina	Parque ludo alta	Parque lado baja	Potencia Instalada de la		Potencia pico de reactiva lado de bata	Energia annal	Pérdidas de vacio	Pérdidas de certe a petencia	Tasa de fallo	Timpo de reparación	Año de Incorporación	Estado de funcionamiento
				máquina	de baja	вием он вара	circulada		nominal	min esp mix	min esp máx		

FORMULARIO 14bis

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.

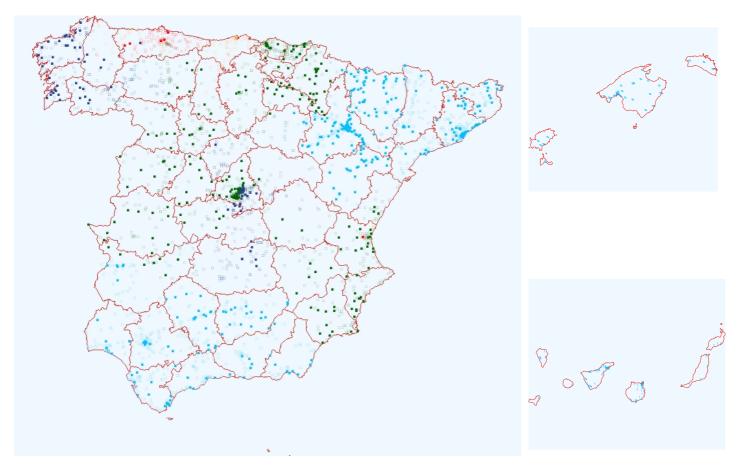
COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES - AMPLIACIONES

Subestación	Parque lado alta	Parque lado baja	•	Año de incorporación
			iustalable	



3.1.- Aspectos técnicos

Subestaciones de distribución







3.1.- Aspectos técnicos

Equipos de mejora de la fiabilidad

FORMULARIO 15

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.

EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD

Nudo		Elemento de protección	CINI	Coor UT? X Y	M	Municipio	Provincia	Nivel de tensión	Tasa de fallo	Coste de inversión	pre	fant° ventivo horas/año	Mant ^o correctivo	Cod_dis	¿Pertenece a cía.?	Año de incorporación
------	--	------------------------------	------	--------------------	---	-----------	-----------	------------------------	---------------------	-----------------------	-----	-------------------------------	---------------------------------	---------	-----------------------	-------------------------



3.1.- Aspectos técnicos

Elementos de protección





3.1.- Aspectos técnicos

FORMULARIO 17

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES. REGULADORES DE TENSIÓN

Nudo	Tramo**	Regulador de	CINI		oord UTM		Resistencia	Reactaucia	Tensión	Potencia	Step	Toma	Toma	Coste de	Mant	preventivo	Mant*	COD DIS	¿Pertenece	Año de incorporación
.,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	112120	tensión.		Х	Y	Z	c.c.	c.c.	102.00	T OILECIA	Sup	min.	máx.	inversión	€/año	horas/año	correctivo	005_515	a la cia?	a la base de datos







3.1.- Aspectos técnicos

CONECTIVIDAD CLIENTE RED



3.1.- Aspectos técnicos

FORMULARIO 20

INFORMACIÓN RELATIVA A LA CONECTIVIDAD DE LOS CLIENTES

El archivo de conectividad de clientes contendrá para cada uno de los clientes de la empresa distribuidora, la relación con las instalaciones a las que se encuentra conectado.

El archivo contendrá el mismo número de líneas que clientes tiene la distribuidora. Cada una de las líneas comenzará por el código de la empresa distribuidora, seguido del CUPS del cliente; a continuación se detallará el Código de Instalación Normalizada de Inventario de la instalación a la que se conecta el cliente (CINI).

Cada una de las instalaciones se identificará por su código identificador unívoco acorde con el tipo de instalación (código de CT en el caso de clientes de baja tensión, código de línea o subestación en el caso del resto de clientes).

Se separará cada uno de los campos con punto y coma y se finalizará cada una de las líneas con el año para el que se declara la conectividad, debiendo ser declarados los datos correspondientes a los años para el año 2005 y 2006.

El archivo será un fichero plano, cuyo nombre será CIR1 2007 20 CODDIS 2007 (ver Anexo V).

Ejemplos de línea de código del archivo pueden ser la siguientes:







3.2.- Aspectos económicos

"Información regulatoria de costes"

- Un tipo de contabilidad regulatoria basada en la contabilidad financiera.
- Tres dimensiones: por Centro de Coste (CECO), por tipo de activo y por provincia.

Detalle del inmovilizado



3.2.- Aspectos económicos

Información Regulatoria de Costes.

Cecos de planificación y desarrollo de red.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C101	Planificación de activos e instalaciones
C102	Construcción de activos e instalaciones
C103	Inspección y control de nuevas instalaciones
C106	Gastos financieros de planificación y desarrollo de red

Cecos de Operación.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C201	Gestión de las solicitudes de nuevos suministros
C202	Inspección y control de operación
C203	Operación de centros de control y operación local



3.2.- Aspectos económicos

Información Regulatoria de Costes.

Mantenimiento.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C311	Mantenimiento preventivo de instalaciones
C321	Mantenimiento correctivo de instalaciones

Gestión de la energía.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C401	Gestión de compras de energía
C402	Gestión de las liquidaciones de los ingresos regulados
C403	Actuaciones con cargo a programas de Gestión de la Demanda



3.2.- Aspectos económicos

Información Regulatoria de Costes.

Gestión de la calidad y costes medioambientales

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C501	Gestión de la calidad de los servicios de red
C502	Eficiencia energética
C503	Gestión medioambiental

Gestión comercial

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C601	Gestión y control de ATRs de distribución
C602	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
C603	Inspecciones y control de fraudes
C604	Facturación
C605	Cobros
C606	Gestión de impagados
C607	Atención al cliente en oficinas comerciales
C608	Centros de atención telefónica



3.2.- Aspectos económicos

Información Regulatoria de Costes.

Actividades y servicios con retribución propia

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C704	Costes de realización de acometidas
C705	Costes de contratación de nuevos suministros
C706	Retranqueos y trabajos por cuenta de terceros
C711	Costes por gestión de compra de equipos de medida (ofertas, evaluación, adjudicación y recepción)
C712	Coste por verificación inicial de equipos de medida
C713	Costes por conexión, precintado y pruebas de puesta en servicio de equipos de medida
C714	Otros costes de adquisición de equipos de medida (gestión de stocks, almacenamiento y transporte)
C715	Costes de actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en equipos de medida
C716	Costes de reparametrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato
C717	Costes de desinstalación de equipos de medida averiados
C718	Costes de verificación sistemática o periódica de equipos de medida
C720	Costes derivados de PLC



3.2.- Aspectos económicos

Información Regulatoria de Costes.

Actividades y servicios de estructura

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C801	Asesoría jurídica
C802	Comunicación
C803	Regulación
C804	Control interno de gestión de riesgos
C805	Gestión de aprovisionamientos
C806	Gestión de recursos humanos
C807	Información financiera
C808	Sistemas y telecomunicaciones
C810	Investigación y Desarrollo



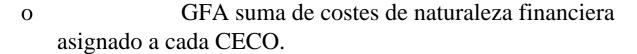
3.2.- Aspectos económicos

0

Información Regulatoria de Costes.

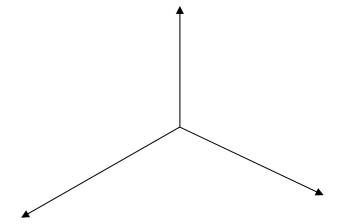
Cada "CECO", puede llegar a ser desglosado hasta en tres dimensiones.

o OPEX suma de los gastos de operación directamente o indirectamente con la actividad ordinaria de distribución (mantenimiento, operación,...)



Ingresos correspondientes a algunos CECOS,

Año	Cod_Dis	Cod_Ceco	Opex	GFA	Ingresos	Cod_Prv	Cod_Ins





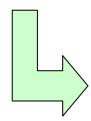
2- Marco normativo

3.2.- Aspectos económicos

OPEX



Cuenta de pérdidas y ganancias GASTO Grupo 6 del PGC



00	In	046	40	000	000	2004	0000	0000	004	000	4040	404	2004	3 C50	405	0000	-000	004	2000	2000	0004	0005	0000	000	000	070	070	5 C706	074	10740	0746	074		- 074	0747	0740	0740	0004	0000	000	000		0000	0000	000/	0000	20040
CC	Descripción de la cuenta	CIU	n C	102 C	030	,201	C202	C20.	0031	U32	1 040	1 040	J2(4)	J3 (-5(11 05	020:	503 C	601	<i>b</i> 020	J6U3	C604	C605	CbUt	CbU	C608	B C / U2	C/0:	D / UE	U/11	10/12	C/13	C/14	LC/1	50/16	C/1/	C/18	C/19	C801	U802	C80.	3 (80	C80:	C806	10807	C808	30808	C810
60	Compras	┺	+	_	-				₩	-	+	+-	+	+	+	+	+	-		_			-	-	₩	-	₩	-	-	₩	<u> </u>		-	-					-	┢	₩		<u> </u>	₩	⊢	₩	\vdash
600	Compras de energía	┺	+	4	_				ļ		4	<u> </u>	4	4	4	4	4	_	_	_					ļ	<u> </u>	ļ	4	╙	<u> </u>	_			4							<u> </u>			╄	╙	₩	ш
601	Compras de materias energéticas	_	_		_											_	_	_																										ㅗ	ㄴ	Д_	
602	Compras de otros aprovisionamientos																																											L.	<u>L</u>	<u> </u>	
605	Trabajos realizados por otras empresas																																														
606	Transporte de energía realizado por otras empresas																																														
608	Devoluciones de compras y operaciones similares																																														
609	"Rappels" por compras		Т																																												П
61	Variación de existencias		Т											T	T	1	1	1																										Г			
611	Variación de existencias de materias energéticas		T													T	T																											Г			П
612	Variación de existencias de otros aprovisionamientos		T													Ť		Ī																													П
62	Servicios exteriores		Т													1	7																											Г			
620	Gastos en investigación y desarrollo del ejercicio		T																																												
621	Arrendamientos y cánones		Т		7										Т																																
622	Reparaciones y conservación		т	_	T							1		1	Т	_	\dashv	\neg								1																		\vdash		1	
623	Servicios de profesionales independientes		T	Ť	Ť											T	T	T																													
624	Transportes		т	_	T							1		1	Т	_	\dashv	\neg								1																					
625	Primas de seguros		Т												T																															_	
626	Servicios bancarios y similares		T	_	十							1	1	+	T	+	_	_								1																		_			
627	Publicidad, propaganda y relaciones públicas		T	ı	Ť											T	T	T																												Г	П
628	Suministros		т	_	T									1	Т	_	\dashv	\neg								1																		$\overline{}$		1	
629	Otros servicios		T	_	十								1	+	T	+	_	_								1															1			_		\mathbf{t}	
63	Tributos	1	+	+	_				1		1	+	+	+	+	+	_	_						1	1	1	1	1	\vdash	1										t	\mathbf{t}		1	-		+	\Box
630	Impuesto sobre beneficios	1	+	+	+						1	+	+	+	╁	+	+	_					\vdash	1		1		1	\vdash	\vdash	\vdash									 	\mathbf{t}		\vdash	\vdash	_	+	\vdash
631	Otros tributos	_	+	+	+	-1			H	1	+	+	+	+	+	+	+	\dashv	_				H	1	H	+	H	1	\vdash	-	\vdash		1	+		_				H	-		\vdash	-	-	_	-
633	Ajustes negativos en la imposición sobre beneficios	T	t	T	Ť										t	T	T	1																												Т	П
634	Ajustes negativos en la imposición indirecta		t												T	T	T	T																										T		1	П
636	Devolución de impuestos	1	T	_	十							1	\top	1	T	_	_	_								1				1										1	1			\vdash		1	П
638	Ajustes positivos en la imposición sobre beneficios		T		Ť										T	Ť	T	T												T														Т			П
639	Ajustes positivos en la imposición indirecta		T		Ť										T	T	T	T																										T		1	П
64	Gastos de personal		T	_	十							1	1	+	T	+	_	_								1															1			_		\mathbf{t}	
640	Sueldos y salarios				_				1	1																															-						
641	Indemnizaciones		Т						1	1																																					
642	Seguridad social a cargo de la empresa										f					Ť		Ť																													
643	Aportaciones a sistemas complementarios de pensiones									İ	Ī																																				
649	Otros gastos sociales					-			t	H																																					
0.0	3-0100 00010100							•	-	•																																		_	_	_	_



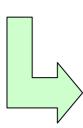
CECOS

3- Herramientas de regulación

3.2.- Aspectos económicos

GFA

Balance Grupo 2 del PGC



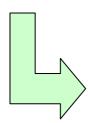
																				_	<u> </u>	/																
C	Descripción de la cuenta	C101	C102	C103	C201	C202	C203	C311	C32	C40	1040	2 C40	3 C50	1 C50	2050	13 CEN	1 C60	2 C60	3 C 6 O	Cens	CEDE	C607	C608	2704	705	706.0	711 C7	12 C 7	13 (71	4 C 7 5	5 0 71	6 C71	7 C718	C719	C801	C802	C803	3 C8
	Otros gastos de gestión	CIOI	CTUZ	C103	C201	0202	0203	CST	1032	C40	1040	2 040	SCSC	1000	2000	3 000	1000	2 000	3000	C000	C000	C007	C000K	57040	57050	7000	71107	1201	13071	407	3071	uc/ i	10/10	C/15	CBUI	C602	5003	100
350	Pérdidas de créditos comerciales incobrables												T	T	T		T	T						T	T	T		T	T		T	T					\neg	t
51	Resultados de operaciones en				Н						t	t	+	+	+	t	t	t	t				Ħ	7	T	1		+	+	†	T	1			Н		\dashv	t
52	común Indemnizaciones a terceros					\vdash	-		H	H	H	+	+	+	+	+	+	+-						-	-+	+	_	+	+	+	+	+	1		-		\dashv	+
	Otras pérdidas en gestión corriente											T	T	T	T	T	Т		T					T				T	T	T		T						t
66	Gastos financieros				Н				H	H	H		+	+	+	1	t	H							_	-		+	+	t	t	1					\dashv	t
61	Intereses de obligaciones y bonos																																					Ι
62	Intereses de deudas a largo plazo					\vdash			t	t	t	1	t	T	T	1	T	t						_	_	7	_	+	+	T	1	1					\neg	٢
663	Intereses de deudas a corto plazo																						Ī															ı
364	Intereses por descuento de efectos								Г	Г	T		T	T	T	t	T	T						T	T	T		T	t	t	T						\neg	t
365	Descuentos por pronto pago		-		-	\vdash	_	-	+-	+-	╁	+-	+	+	+	+	+	+	+-			-		-	+	-+	_	+	+	+	+	+	+		\vdash		\dashv	۰
666	Pérdidas procedentes de valores negociables										i i	i i	t	Ť	Ť	Ť	T						T	T	1	T		T	T	t	T						\neg	t
367	negociables Pérdidas de créditos	H	Н	H	Н	Н	\vdash	_	H	H	t	╁	+	+	+	+	╁	+	+	+	1	\vdash		+	\dashv	\dashv	+	+	+	╫	+	+	+	1	\vdash	\vdash	\dashv	f
668	Diferencias negativas de cambio					E			L	L	L	t	t	t	t	t	t	L	L						ⅎ	J	士	T	ᆂ	t	t	L					_	ſ
369	Otros gastos financieros												I															1		F	L							I
67	Pérdidas procedentes del inmovilizado y gastos excepcionales																																					
70	Pérdidas procedentes del inmovilizado inmaterial																																					Γ
71	Pérdidas procedentes del inmovilizado material																																					T
372	Pérdidas procedentes de participaciones en capital a largo											İ				T			İ				T					T										t
112	plazo de empresas del grupo																																					T
373	Pérdidas procedentes de participaciones en capital a largo plazo de empresas asociadas																																				, }	
674	Pérdidas por operaciones con acciones y obligaciones propias																						T	T		T												Γ
678	Gastos extraordinarios																																					Ι
879	Gastos y pérdidas de ejercicios anteriores																																					
68	Dotaciones para amortizaciones										L		L	L	L															L								Ι
580	Amortización de gastos de establecimiento																					Ī	T		T	T	T	Τ										ſ
881	Amortización del inmovilizado inmaterial										1	1	T	T	T	T	T		1				T	T	T	T		T	T	T							\neg	T
382	Amortización del inmovilizado				Н	Н			H	H	t	t	t	t	t	t	t	t	t			\vdash	-†	_	7	+	+	+	+	t	t	t	H				\dashv	t
69	material Dotaciones a las provisiones		Н		Н	\vdash	H		⊢	⊢	╁	╁	+	+	+	+	╫	+	+			\vdash		+	\rightarrow	+	_	+	+	+	+	+	+		Н	-	\dashv	+
	Dotación al fondo de reversión				Н	H	\vdash		t	t	t	1	+	+	+	1	+	1	1					-	\dashv	+	_	+	+	t	+	+	1				\dashv	t
391	Dotación a la provisión del										T	T	T	T	T	T	T		T					T	7	T	7	T	1	Ť	T	T					\equiv	T
	inmovilizado inmaterial Dotación a la provisión del				H	\vdash	_	-	┢	┢	H	H	+	╁	╁	╁	╁	1	1		-			+	\dashv	\dashv	+	+	+	╁	+	1	1	-			\dashv	t
92	inmovilizado material Dotación a la provisión de		Н		Н	\vdash	-	-	1	1	╁	╁	+	╀	╀	╀	╀	+	╁	-			-	-	+	+	+	+	+	╄	╁	₩	⊢		Н		\dashv	╀
393	existencias Dotación a la provisión para					<u> </u>			1	1	1	<u> </u>	1	1	1	1	1	1	<u> </u>					_	_	4	_	4	4	1	1	1	1					¥
394	insolvencias de tráfico					_					1	1				1	1_											\perp		\perp							!	1
95	Dotación a la provisión para otras operaciones de tráfico					L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	\mathbb{L}^{-}	L	L	L			$oxed{oxed}$		[\perp		L	\perp						1	1
96	Dotación a la provisión para valores negociables a largo plazo																						T	T		T												Γ
197	Dotación a la provisión para insolvencias de créditos a largo plazo																							I		Ī												Ī
98	Dotación a la provisión para valores negociables a corto plazo							<u> </u>	 	 			t	t	t	T	t	t						7	t	T			T	t								t
200	Dotación a la provisión para insolvencias de créditos a corto plazo								l	l	T	T	T	t	T	T	1	T	T				T	T	- †	1	T	1	1	T	T	1	1					t



3.2.- Aspectos económicos

INGRESOS

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Grupo 7 del PGC





cc	Descripción de la cuenta												
7	VENTAS E INGRESOS	C402	C704	C705	C706	C711	C712	C713	C714	C715	C716	C717	C718
70	Ventas y prestaciones de servicios	+		\vdash			Н	\vdash	H		\vdash		
700	Ventas de energía	 		-			_		!		-		Н
701	Derechos de contratación, alquileres y otros	+											
702	Ventas de residuos	 											_
703	Ventas de otros aprovisionamientos	-		-		\vdash	_	\vdash	H		—		Н
704	Prestaciones de servicios de transporte de energía	1											Н
705	Prestaciones de servicios de distribución eléctrica	1		Н			Н		\vdash		-		Н
706	Otras prestaciones de servicios	1											
708	Compensaciones y liquidaciones interempresas	1											
709	Descuentos sobre ventas	_											_
71	Variación de existencias	H		H			_						Н
713	Variación de existencias de residuos	1				\vdash	_	\vdash	H				Н
73	Trabajos realizados para la empresa	H		H			_						Н
730	Incorporación al activo de gastos de establecimiento	1		\vdash			_		H		1		Н
731	Trabajos realizados para el inmovilizado inmaterial	H		H		H	H	H	H		H		H
732	Trabajos realizados para el inmovilizado material	-		\vdash		\vdash	Н	\vdash	Н		\vdash		Н
733	Trabajos realizados para el inmovilizado material en curso	H		H		H	H	H	H		H		H
737	Incorporación al activo de gastos de formalización de deudas	H	H	H	-	H	H	H	H	H	H	H	H
740	Subvenciones oficiales a la explotación	H		Н		Н	Н	Н	Н		Н		Н
741	Otras subvenciones a la explotación	-		\vdash		\vdash	\vdash	\vdash	Н		\vdash		Н
75	Otros ingresos de gestión	Н		Н		Н	Н	Н	Н		Н		Н
751	Resultados de operaciones en común	H		H			_						Н
752	Ingresos por arrendamientos	_											
753	Ingresos de propiedad industrial cedida en explotación	_											
754	Ingresos por comisiones	1											
755	Ingresos por servicios al personal	H											
759	Ingresos por servicios diversos	1											
76	Ingresos financieros												_
760	Ingresos de participaciones en capital	H		\vdash			_						Н
761	Ingresos de valores de renta fija	1		\vdash							1		Н
762	Ingresos de créditos a largo plazo												Н
763	Ingresos de créditos a corto plazo								-				Г
765	Descuentos sobre compras por pronto pago												Н
766	Beneficios en valores negociables								\vdash				Т
768	Diferencias positivas de cambio	H							t				
769	Otros ingresos financieros	1		Т									Т
77	Beneficios procedentes del inmovilizado e ingresos excepcionales	H							t				
770	Beneficios procedentes de inmovilizado inmaterial												Н
771	Beneficios procedentes de inmovilizado material			Т									Т
772	Beneficios procedentes de participaciones en capital a largo plazo en	Г				Г		Г	Г				Г
	empresas del grupo	⊢	\vdash	\vdash		⊢	\vdash	\vdash	H	\vdash	-	\vdash	⊢
773	Beneficios procedentes de participaciones en capital a largo plazo en empresas asociadas	l	1	ı		ĺ	l	ĺ		1		1	l
774	Beneficios por operaciones con acciones y obligaciones propias												Г
775	Subvenciones de capital traspasadas al resultado del ejercicio												
778	Ingresos extraordinarios	Г											
779	Ingresos y beneficios de ejercicios anteriores												
79	Excesos y aplicaciones de provisiones												
791	Exceso de provisión de inmovilizado inmaterial												⊏
792	Exceso de provisión de inmovilizado material			Γ		Γ		Γ					
793	Provisión de existencias aplicada												
794	Provisión para insolvencias de tráfico aplicada												Г
795	Provisión para otras operaciones de tráfico aplicada												Г
796	Exceso de provisión para valores negociables a largo plazo	Г		Π		Π		Π	П				Г
797	Exceso de provisión para insolvencias de créditos a largo plazo			П									Г
798	Exceso de provisión para valores negociables a corto plazo	T		Π		Π		Г					Г
799	Exceso de provisión para insolvencias de creditos corto plazo	_	-	-		-	-	-	_		-	-	$\overline{}$

CECOS



3.2.- Aspectos económicos

Inmovilizado de distribución:

Cada activo debe ser declarado por tipo de inmovilizado, su amortización acumulada como el flujo correspondiente a cada año y las correspondientes subvenciones.

FORMULARIO 28

INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA QUE PERMITE ESTIMAR LOS COSTES A LOS QUE SE ENFRENTAN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS INMOVILIZADO BRUTO Y NETO DEL AÑO A DECLARAR

Año	Cod_Dis	Cod_Cta	Amortización acumulada año n-l	Saldo en Inmovilizado año n-1	Inversiones	Traspasos	Bajas	Subvenciones	Saldo en Inmovilizado año n



3.3.- MRRSEN

Artículo 6. Modelo de Red de Referencia.

- 1. Para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica se empleará, como herramienta de contraste técnico, un Modelo de Red de Referencia en los términos previstos en este real decreto.
- 2. Se entiende por Modelo de Red de Referencia a aquel que caracteriza, para todo el territorio nacional, las zonas donde ejercen la actividad cada uno de los distribuidores, determinando la red de referencia de distribución necesaria para enlazar la red de transporte o, en su caso, red de distribución, con los consumidores finales de electricidad, caracterizados por su ubicación geográfica, su tensión de alimentación y su demanda de potencia y energía. El Modelo de Red de Referencia minimizará los costes de inversión, operación y mantenimiento y las pérdidas técnicas, manteniendo los requisitos de calidad de suministro establecidos reglamentariamente, atendiendo a criterios de planificación eléctrica con los condicionantes propios del mercado a suministrar en cada zona. Dicho modelo, deberá ser capaz de tratar las redes reales de las empresas distribuidoras y los desarrollos necesarios para alimentar a los nuevos clientes y cargas.

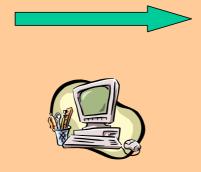


3.3.- MRRSEN

Base

Localización y caracterización de la demanda

Catálogo de instalaciones



Minimiza el trinomio

(Inversión, Costes de operacion y pérdidas)

Sujeto a

Requisitos normativos de calidad de servicio



Resultados

Instalaciones y localización

BAJO DIFERENTES HIPOTESIS



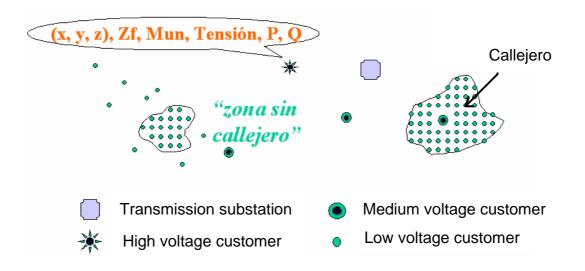
Instalaciones en distintos escenarios



3.3.- MRRSEN

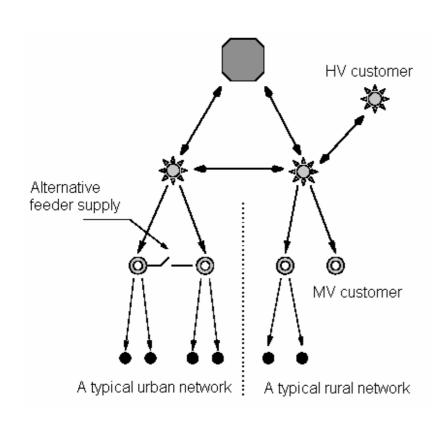
¿Que hace el modelo de red de referencia?

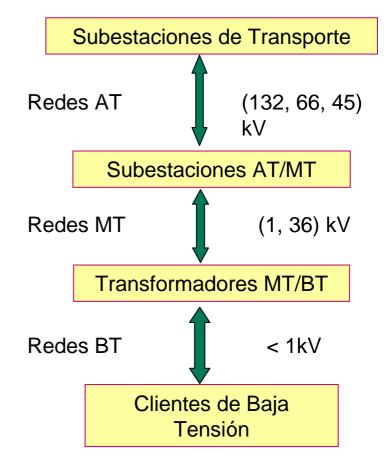
Considera la demanda, las instalaciones de transporte y otras restricciones





3.3.- MRRSEN







3.3.- MRRSEN

 Base Cero: diseña una red completa que conecta los clientes a la red de transporte de electricidad, considerando restricciones técnicas y principios de planificación óptima.

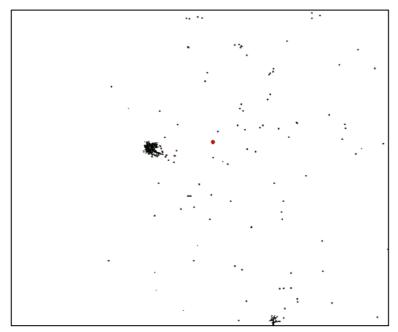
En dos modalidades: completa o solo baja tensión.

 Incremental: diseña una expansión de la red que satisfaga los incrementos horizontales y verticales de demanda, dada la red actual y considerando restricciones técnicas y principios de planificación óptima.

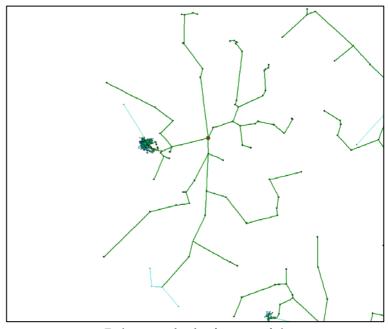


3.3.- MRRSEN

Base cero



- Subestación
- Clientes media tensión
- · Clientes baja tensión

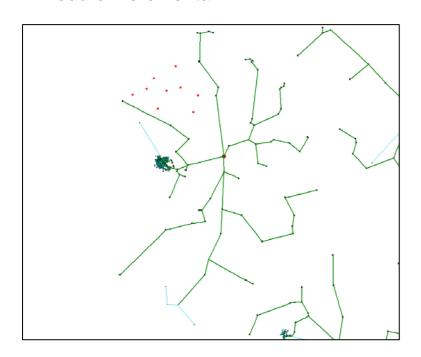


- Líneas de baja tensión
- Líneas de media tensión
 - Clientes media tensión

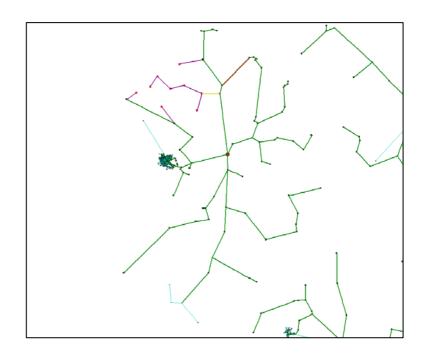


3.3.- MRRSEN

Módulo incremental



Nuevos clientes



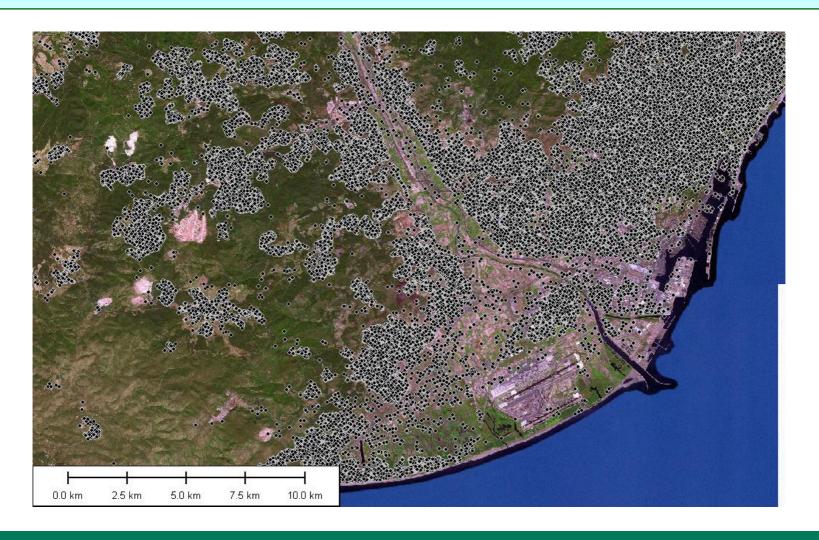
Nuevas líneas de baja tensión

Nuevas líneas de media tensión

Cierre anillo en red preexistente

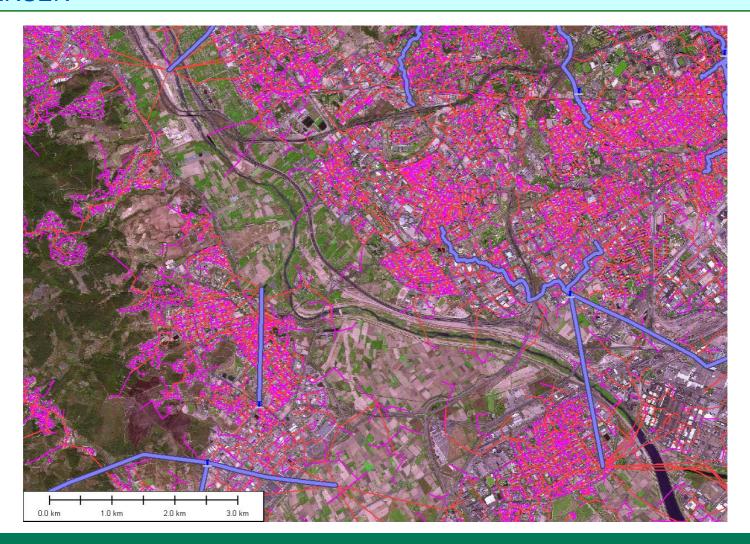


3.3.- MRRSEN





3.3.- MRRSEN





3.3.- MRRSEN

A nivel internacional se distinguen dos tipos de modelos de red de referencia.

Modelos de red de referencia de tipo ingenieril:

Los resultados del algoritmo, son redes reales completamente factibles y basadas en datos técnicos individuales tanto de clientes como de instalaciones.

Resultado, redes factibles.

MRRSEN

Modelos de red de referencia de tipo estadístico:

Los resultados del algoritmo permiten obtener niveles de referencia, basadas en parte en datos individuales y en parte en ratios.

Resultado, redes no factibles.

Bulnes, NPAM, Modelo alemán



1- Cronograma

- 2- Marco normativo
- 3- Herramientas de regulación
- 4- Algunos ejemplos de utilización de herramientas
 - 4.1.- Análisis de solapamiento de redes y nuevos desarrollos
 - 4.2.- MRRSEN base cero: incremento de calidad
 - 4.3.- MRRSEN incremental: conexión a la red de nueva demanda
 - 4.4.- Información en conflictos entre agentes



4.1.- Análisis de solapamiento de redes y nuevos desarrollos

Georreferenciación Circular 1/2006



Área sombreada azul: Mercado tradicional de empresa DT11.

Área sombreada roja: Nuevo mercado.

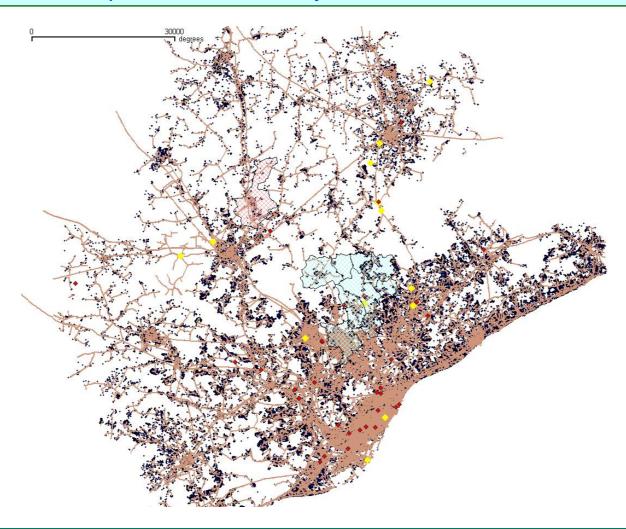
Líneas marrones: Líneas de alta y media tensión de empresa adscrita a Circular 1/2006.

Puntos azules: Clientes de la empresa distribuidora adscrita a Circular 1/2006 y que suministra a empresas DT11.

Puntos amarillos: Tomas de empresas DT11.

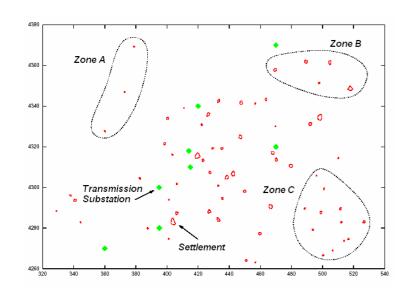


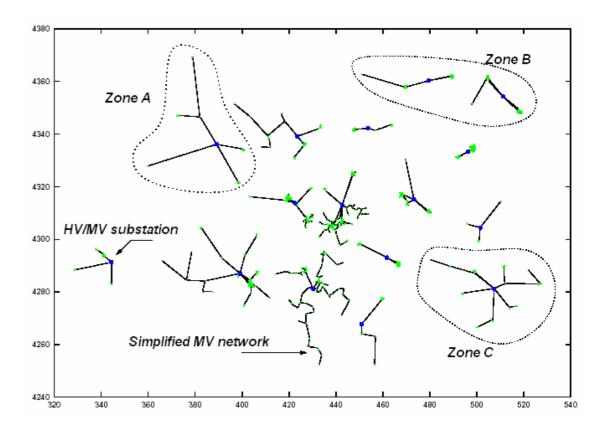
4.1.- Análisis de solapamiento de redes y nuevos desarrollos





4.2.- MRRSEN base cero: incremento de calidad

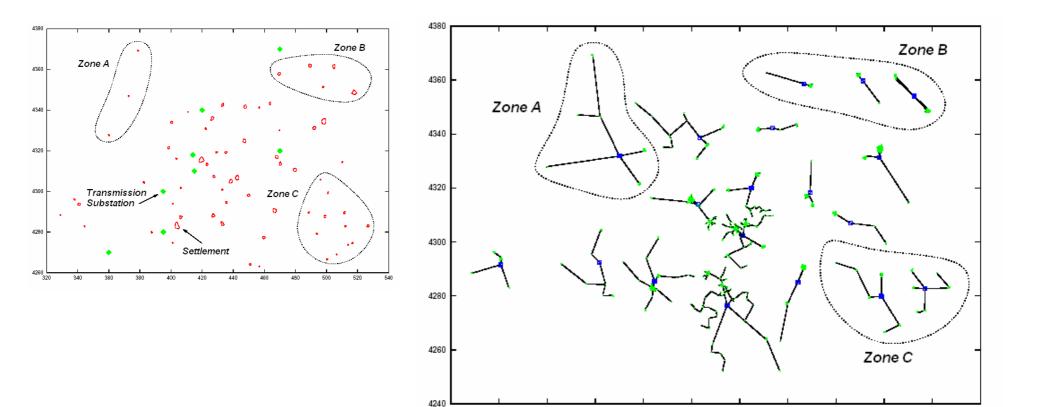




Solución con el coste de energía no suministrada= 0.6€/kWh



4.2.- MRRSEN base cero: incremento de calidad

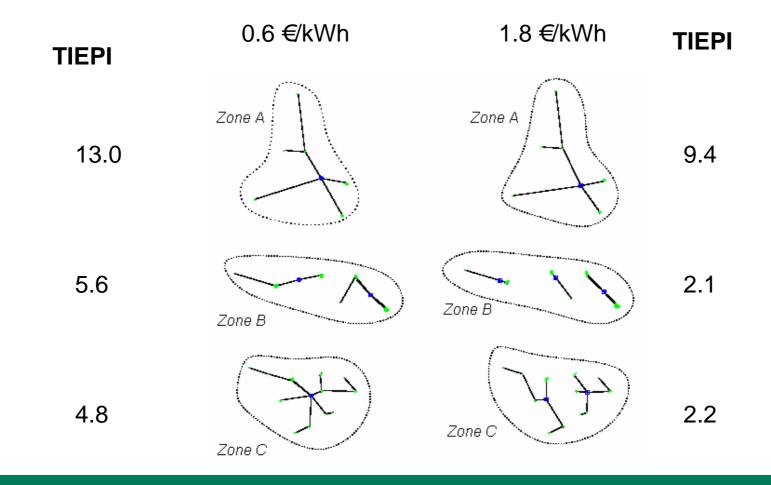


Solución con el coste de energía no suministrada= 1.8€/kWh

400

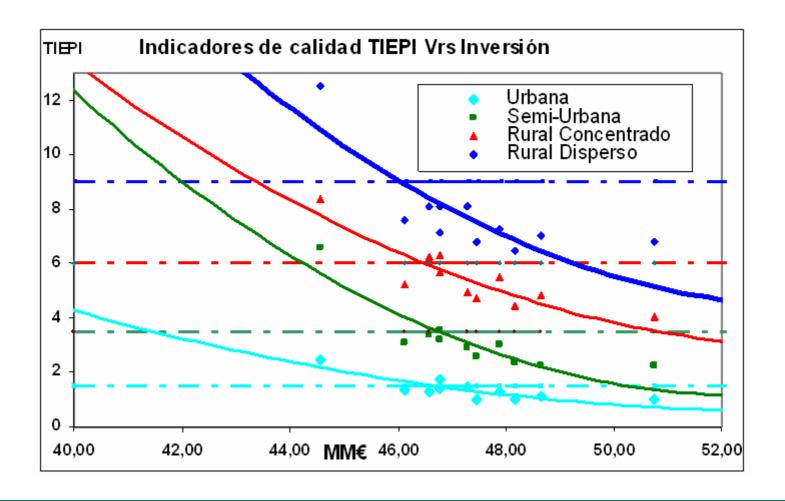


4.2.- MRRSEN base cero: incremento de calidad





4.2.- MRRSEN base cero: incremento de calidad





4.3.- MRRSEN incremental: conexión a la red de nueva demanda

A partir de los datos declarados por cada una de las empresas, se modela su red real y se calcula un flujo de cargas posible desde la red de transporte a cada uno de los

clientes.

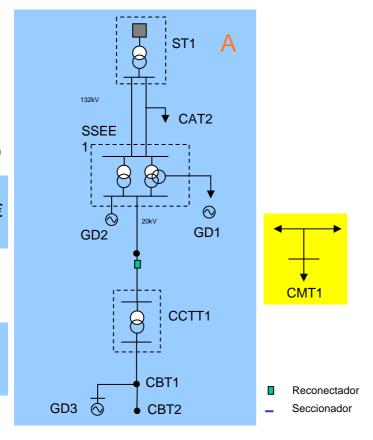
Situación inicial

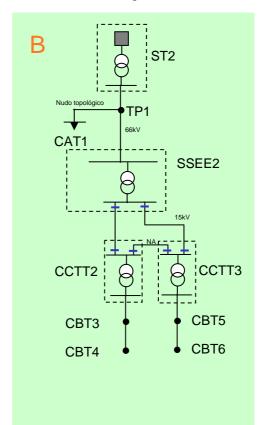
Inmovilizado

A 312.000 €

Pérdidas

A 9,81 kWh





Inmovilizado

B 429.000 €

Pérdidas

B 30,86 kWh



4.3.- MRRSEN incremental: conexión a la red de nueva demanda

A partir de los datos declarados por cada una de las empresas, se modela su red real y se calcula un flujo de cargas posible desde la red de transporte a cada uno de los

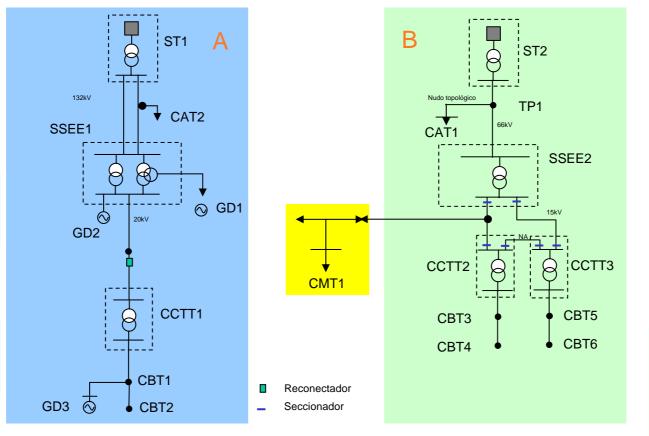
clientes.

Inmovilizado

A 312.000 €

Pérdidas

A 9,81 kWh



Inmovilizado

B 429.000 € 35.926 € 464.926 €

Pérdidas

B 30,86 kWh 0,78 kWh 31,64 kWh

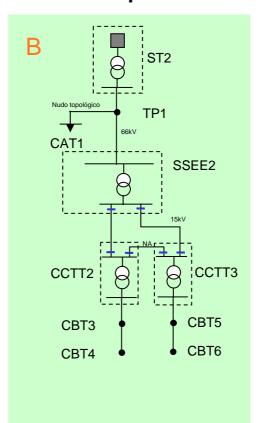


4.3.- MRRSEN incremental: conexión a la red de nueva demanda

A partir de los datos declarados por cada una de las empresas, se modela su red real y se calcula un flujo de cargas posible desde la red de transporte a cada uno de los

clientes.

ST1 132kV CAT2 SSEE1 Inmovilizado GD1 312.000 € 29.394 € CMT1 GD2 341.394 € Pérdidas CCTT1 9,81 kWh 0.32 kWh CBT1 Reconectador 10,13 kWh CBT2 Seccionador



Inmovilizado

B 429.000 €

Pérdidas

B 30,86 kWh

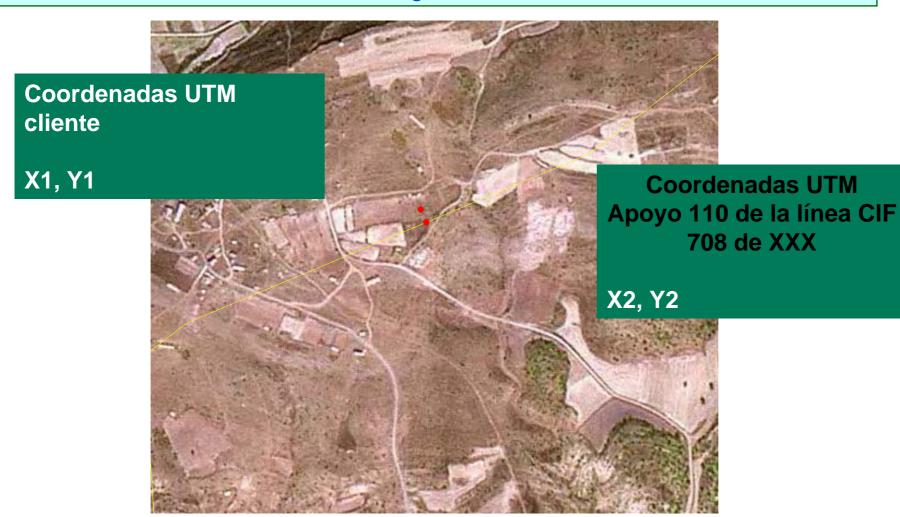


4.4.- Información en conflictos entre agentes



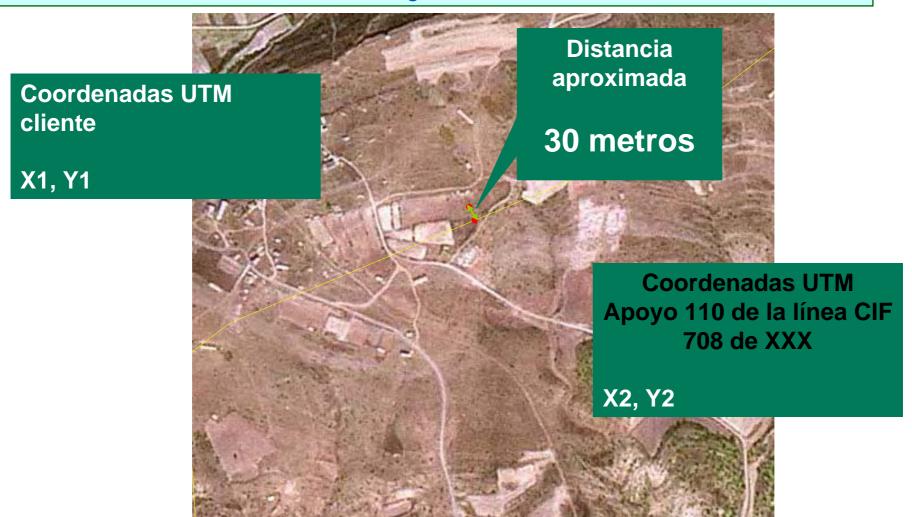


4.4.- Información en conflictos entre agentes



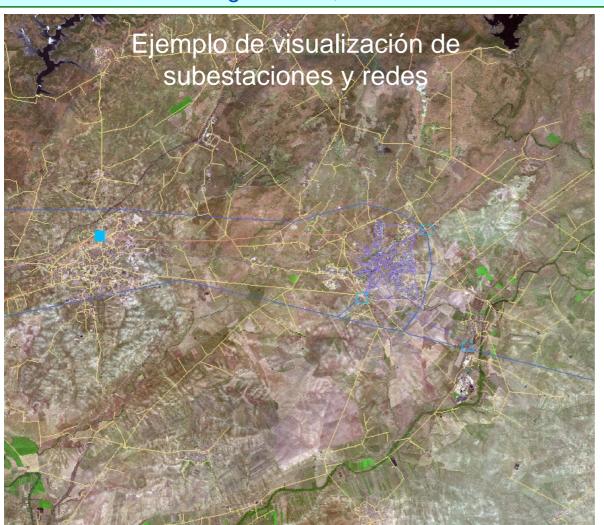


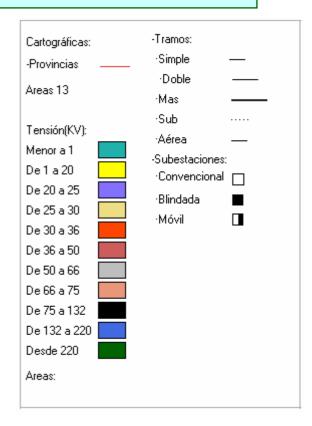
4.4.- Información en conflictos entre agentes





4.5.- Actividades reguladoras, etc

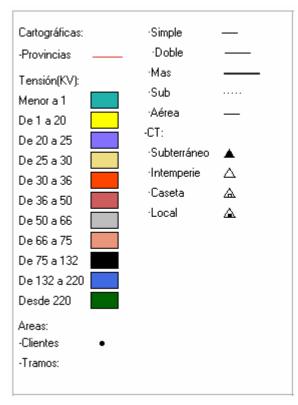






4.5.- Actividades reguladoras, etc







FINAL DE LA PRESENTACIÓN

GRACIAS POR SU ATENCION

Cuestiones: acm@cne.es