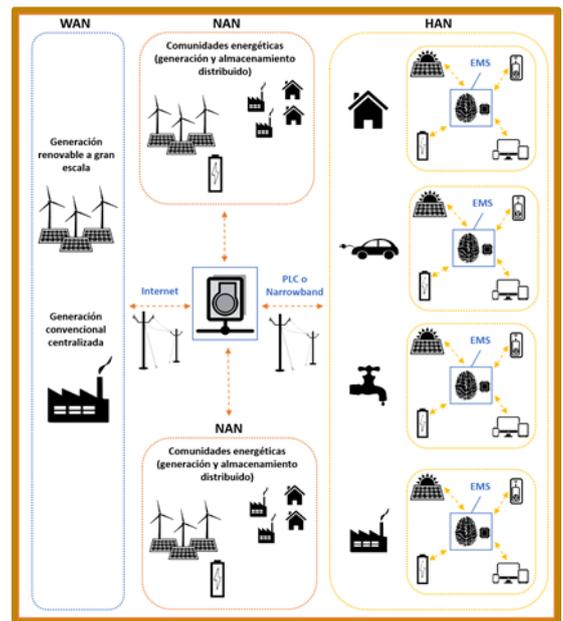
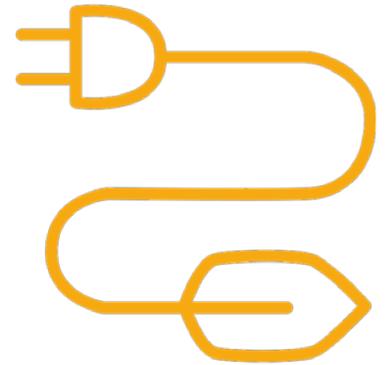


CANARIAS

Por la transición energética

Estrategia canaria de gestión de demanda y redes inteligentes



Estrategia canaria de gestión de demanda y redes inteligentes (edición v1)

Promotor: Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias.

Elaboración: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

Las Palmas de Gran Canaria, febrero de 2022.

Tabla de Contenidos

1. INDICE	1
2. RESUMEN EJECUTIVO	3
3. INTRODUCCIÓN	12
4. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO GESTIONABLES EN REDES ELÉCTRICAS INSULARES	16
4.1. Estrategias para la maximización de las energías renovables	16
4.2. Gestión de demanda	22
4.2.1. Nivel 1. Control a nivel de usuario	22
4.2.2. Nivel 2. Gestión a nivel de comunidad energética	27
4.2.3. Nivel 3. Gestión a nivel de red de distribución y/o transporte de energía eléctrica	30
4.3. Redes inteligentes	34
4.3.1. Capa de comunicación 1. Home Area Network (HAN)	35
4.3.2. Capa de comunicación 2. Neighbourhood Area Network (NAN)	39
4.3.3. Capa de comunicación 3. Wide Area Network (WAN)	48
4.3.4. Principios de las redes inteligentes	49
5. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DE LA GESTIÓN DE DEMANDA Y LAS REDES INTELIGENTES	52
5.1. Propuesta de modelo de gestión de demanda para el archipiélago canario	53
5.2. Criterios de ciberseguridad	58
5.3. Cargas gestionables	60
5.3.1. Gestionabilidad asociada al sector doméstico	61
5.3.2. Gestionabilidad asociada al sector comercial y turístico	75
5.3.3. Gestionabilidad asociada a la movilidad eléctrica	78
5.3.4. Gestionabilidad asociada a la gestión y tratamiento del agua	91
5.3.5. Gestionabilidad asociada al sector industrial	106
5.4. Caracterización de la demanda sin aplicar mecanismos de gestión de demanda	114
5.4.1. Proyecciones de datos socioeconómicas	115
5.4.2. Demanda eléctrica general	117
5.4.3. Demanda derivada del vehículo eléctrico	121
5.4.4. Demanda derivada de la producción de combustibles renovables	126
5.5. Caracterización de la demanda aplicando mecanismos de gestión de demanda	128
5.5.1. Resumen de la capacidad de gestión	128

5.5.2.	Perfiles de demanda asociados a gestión de demanda tendencial	132
5.5.3.	Perfiles de demanda asociados a gestión de demanda del vehículo eléctrico.	138
5.5.4.	Perfiles de demanda asociados a gestión de demanda en la producción de combustibles renovables	142
5.6.	Desagregación de la demanda gestionable en el ámbito geográfico	143
5.6.1.	Redes HAN. Gestión de demanda vinculada a edificios.....	143
5.6.2.	Redes NAN. Gestión de demanda vinculada a centros de transformación	149
5.6.3.	Redes WAN. Gestión de demanda vinculada a sistemas eléctricos.....	152
5.7.	Análisis de la demanda gestionable por islas.....	153
5.7.1.	Lanzarote.....	153
5.7.2.	Fuerteventura.....	159
5.7.3.	Gran Canaria.....	165
5.7.4.	Tenerife	171
5.7.5.	La Gomera	177
5.7.6.	La Palma	182
5.7.7.	El Hierro.....	188
5.8.	Resumen de resultados del diagnóstico.....	193
6.	SITUACIÓN DEL SECTOR	201
6.1.	Marco normativo aplicable	201
6.2.	Tarifas eléctricas.....	204
6.2.1.	Tarifa eléctrica general.....	204
6.2.2.	Tarifas eléctricas para vehículos eléctricos.	207
6.3.	Procedimientos de operación de los sistemas eléctricos insulares de Canarias	207
7.	HOJA DE RUTA DE LA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DE DEMANDA Y REDES INTELIGENTES	214
7.1.	DAFO.....	214
7.1.1.	Debilidades.....	215
7.1.2.	Amenazas	217
7.1.3.	Fortalezas	219
7.1.4.	Oportunidades	222
7.2.	OBJETIVOS	224
7.3.	PLAN DE ACCIÓN	225
7.4.	COSTE DE IMPLANTACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	238
8.	CONCLUSIONES	241

2. RESUMEN EJECUTIVO

Para la integración de energías renovables no gestionables en sistemas eléctricos insulares como los existentes en las Islas Canarias es fundamental contar con estrategias de maximización con las cuales se puede asegurar la máxima cobertura de demanda con fuentes descarbonizadas y al mínimo coste posible. **La gestión de demanda asume una participación activa del consumidor en el mercado energético, siendo éste capaz de adaptar una parte de su consumo de energía eléctrica (las cargas no críticas o diferibles) para que dichas instalaciones sean operadas preferentemente en momentos en los cuales sea más adecuado hacerlo** (cuando mayor cantidad de energía renovable se estuviera produciendo).

La estrategia de gestión de demanda y redes inteligentes propone un modelo para la implementación de esta solución a gran escala en el archipiélago canario tomando de partida los avances conseguidos en los últimos 20 años. **Se emplea para ello una arquitectura AMI (Advanced Measurement Infrastructure) con tres niveles de control, cada uno con sus funciones, capacidades de gestión y coordinación.**

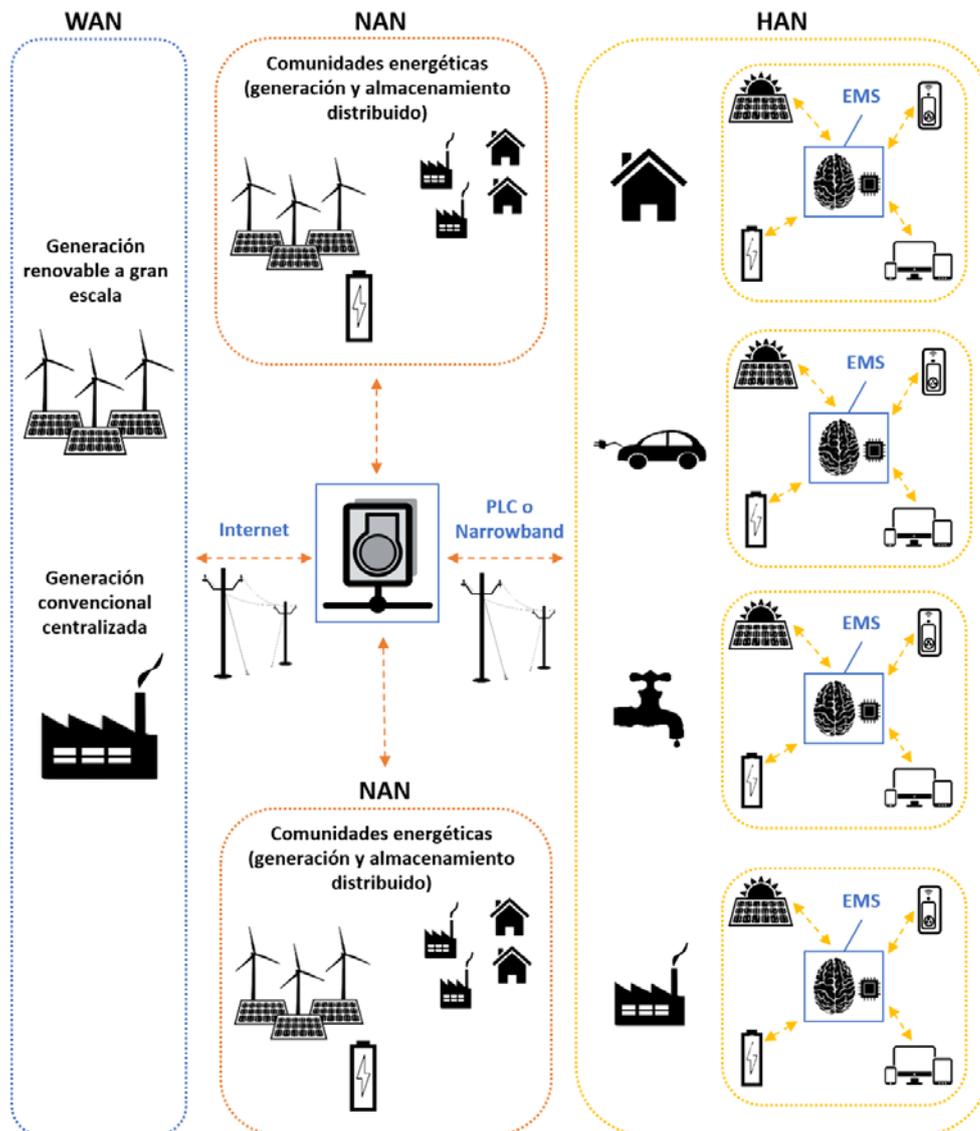


Ilustración 1 Esquema ilustrativo de la arquitectura AMI (Advanced Measurement Infrastructure)

HAN (Home Area Network)

El primer nivel es conocido en este ámbito del conocimiento con el nombre de HAN e identifica los sistemas localizados en las instalaciones del usuario. Los equipos destacan por su sencillez, resaltándose el uso de dispositivos Plug&Play como enchufes inteligentes y pequeños controladores que incluso ya vienen integrados en electrodomésticos y sobre los cuales se puede realizar un control de lo que se entiende por demanda no crítica. Esta clase de dispositivos pueden ser controlados manualmente, a través de una App o controlador domótico tradicional. No obstante, la solución más robusta es aquella que permite el control automático a través de un ordenador de placa base reducida que dispondría de un pequeño algoritmo EMS (Energy Management System) el cual recomendaría las horas en las que es mejor usar ese sistema. En el nivel HAN el control se podría llevar a cabo de tres formas distintas:

- **Control indirecto:** Se realiza en base a señales de precio publicadas por el operador del sistema. Estas señales de precios ya se publican en páginas web como E-SIOS. Sin embargo, las tarifas actuales son únicas para todo el territorio nacional y no se puede entender que esto suponga una apuesta por la gestión de demanda si las curvas de precios no se adaptan a la realidad de cada sistema eléctrico.

Para que la política de gestión de demanda sea efectiva, **el operador debe publicar una curva de precios basada en previsiones energéticas realizadas para el día de análisis y en base al mix energético disponible en el territorio analizado.** Los mayores precios de la demanda se situarían en horas en las cuales la contribución de la generación renovable sea escasa y toda la energía debe provenir de medios de generación más costosos de operar y en ocasiones no renovable o, aun siendo renovables con un gran coste de inversión como el almacenamiento.

El controlador del usuario (el ordenador de placa base reducida) descargaría la base de precios desde la web del operador del sistema estimando para ese día en qué horas es preferible encender el termo eléctrico, poner en marcha un electrodoméstico no crítico o incluso reducir/aumentar la temperatura de la estancia, siempre bajo la aceptación del cliente. A pesar de ese control automático, el cliente también podría bloquear la aplicación de gestión de demanda en algunas horas en base a su criterio (siempre preferente). Ese acceso a la aplicación es posible a través de móvil o pantalla disponible en el edificio (control domótico básico).

- **Control directo:** También existiría la opción de que las sugerencias provinieran del operador del sistema. Si bien la gestión de demanda indirecta sería un mecanismo suficiente para el control en horizontes diarios, para periodos intradiarios no se podría rectificar fácilmente las señales de precio y sería interesante el envío de otro tipo de consignas.

Cada hora, el controlador de la vivienda enviaría a su nivel de control superior (la red NAN que será posteriormente comentada) sus disponibilidades para aplicar políticas de gestión de demanda. Para ello, simplemente se enviaría un código donde figure un binario (0 o 1) indicando con 0 si no es posible aplicar gestión de demanda o 1 si fuera posible. Además, se

acompañaría ese valor con la potencia máxima de gestión para esa hora tanto a subir como a bajar. El nivel justo superior (NAN) recabaría esa información de todos los usuarios finales disponibles y tomaría la decisión de qué usuarios aplicarían gestión de demanda. De recibirse una orden de corte/arranque, el controlador de la vivienda sería el encargado de ejecutarla si bien puede darse el caso de que incluso se niegue a la aplicación de esa gestión.

- **Gestión de desvíos de autoconsumos:** Éste es un tercer modo de actuación de amplio interés para usuarios que disponen de sus propias instalaciones de autoconsumo. El método también plantea un control directo e indirecto de las demandas actuando en función de previsiones energéticas y la gestión de desvíos a tiempo real. Estos sistemas de control están mucho menos estandarizados que los dos anteriores, si bien en una primera fase basta con ajustar la demanda a las horas en la que se proyecta mayor generación renovable (por ejemplo a las horas de la campana solar). Esto asegura que toda la demanda posible es abastecida con la energía producida por la planta fotovoltaica.

En relación con esta política, los nuevos inversores están comenzando a integrar este tipo de soluciones como valor añadido aunque realmente ese control se puede hacer sin mucho problema mediante una Raspberry PI o controlador equivalente.

Toda la red HAN se comunicaría entre dispositivos inteligentes y controlador principal mediante una red WiFi existiendo una gran multitud de protocolos de comunicación (lenguaje de comunicación) aptos. En cualquier caso, es importante comentar que la baja estandarización en cuanto a protocolos de comunicación ha hecho que los fabricantes de dispositivos como interruptores inteligentes hayan optado por incluir varios protocolos a la vez. No obstante, en todos los casos la solución más utilizada ha sido la implementación de una API de descarga. Así, el usuario al instalar el enchufe inteligente lo configura con el móvil aceptando que los datos sean enviados al servidor central de la empresa que desarrolla el dispositivo y, posteriormente, da acceso al usuario para que descargue esos datos mediante la API. Desde un punto de vista técnico, pese a que la solución argumentada es técnicamente viable, **se considera que la opción más segura es adquirir dispositivos que originalmente permitan la comunicación con protocolos tipo Modbus y que el usuario siempre pueda bloquear la subida de sus datos de consumo a plataformas ajenas sin que esto suponga una pérdida de funcionalidad.**

En línea con lo argumentado, en el año 2019 se ponía en marcha la iniciativa europea EEBUS que tiene como fin la estandarización de protocolos de comunicación asociados al internet de las cosas (IoT). Desde el arranque de esta iniciativa se ha convertido en la iniciativa referencia en este campo de conocimiento, habiéndose adherido grandes empresas de distintos sectores tales como fabricantes de electrodomésticos, fabricantes de vehículos eléctricos, fabricantes de inversores, empresas comercializadoras, gestores de red, integradores de energías renovables así como centros de investigación. EEBUS no es más que una suite de protocolos de comunicación que pretenden servir de interface entre dispositivos ya sea para consumidores de energía eléctrica y movilidad, productores de electricidad, almacenistas de energía y empresas gestoras de las redes inteligentes. Al utilizar un mismo lenguaje, todos los sistemas

que pudieran ser instalados en la vivienda podrían ser integrados con un mismo algoritmo de gestión energética, haciendo que el control sea verdaderamente inteligente y dinámico.

A nivel de costes, implementar un control HAN no es para nada costoso. El controlador de placa base reducida tiene un coste de aproximadamente 45 €. Además, los enchufes inteligentes se adquieren a un precio de unos 20 €. Por ello, un control básico puede realizarse por menos de 100 € actuando sobre varios consumos. Por otra parte, si se quiere instalar una pequeña pantalla de control habría que sumar otros 50 €, si bien ese control puede hacerse sin mucho problema a través de una tableta, ordenador o móvil.

Neighbourhood Area Network (NAN)

En línea con lo anteriormente mencionado se ha establecido como segundo nivel de control el sistema nombrado NAN. La red NAN abarca los centros de transformación de cada isla, existiendo una red NAN por cada uno de ellos (como ya se hace con los contadores inteligentes). Las redes NAN recaban la información de las redes HAN tanto en términos de medida de la energía consumida como capacidades de control. Adicionalmente, en base a órdenes recibidas del nivel superior (WAN), propondría redes HAN que ejecutarían órdenes de actuación para corregir desviaciones.

En la red NAN, la información se podría recibir de dos formas, a través de comunicación PLC o a través de una red inalámbrica creada como por ejemplo una Narrowband. La tecnología PLC ya está siendo usada para recabar medidas de los usuarios en los contadores inteligentes de Canarias, aunque por el momento no se ha implementado capacidad de control avanzada. Para hacer posible esa capacidad de control avanzada mediante PLC se ha propuesto el uso de un Gateway en cada instalación de usuario sirviendo de puente entre protocolos estándares (Modbus, Zigbee) y el protocolo Meters & More (usado en los contadores instalados por e-distribución en Canarias). La solución Narrowband es quizás más abierta siendo accesible por cualquiera tanto en términos de hardware como de software.

En cada hora se recibiría las disponibilidades de aplicación de gestión de demanda en cada HAN. Así pues, en un momento determinado (no establecido) la red WAN podría mandar la necesidad de actuar, para lo cual se ejecutaría a nivel del centro de transformación un algoritmo que identificaría los usuarios seleccionados para resolver la contingencia. Los usuarios seleccionados tendrían un tiempo de menos de 30 segundos para actuar. Si no actuaran, la orden sería enviada a otro usuario HAN y se anularía la orden anterior.

Si se aprovechara la actual red PLC para el desarrollo de este procedimiento se podría decir que la inversión ya ha sido desarrollada. Simplemente habría que llevar a cabo una inversión en la actualización de los controladores o servidores de la red NAN pero más que nada a nivel de software dado que ya no sólo se recibiría información sino que habría una comunicación bidireccional. En cualquier caso, sí sería necesaria la inversión en el Gateway de cada vivienda. Se desconoce el coste de este Gateway pero uno estándar se venden a aproximadamente 50-70 €.

Wide Area Network (WAN)

El último nivel de control se define a nivel de isla y se conoce como Wide Area Network (WAN), estando especialmente orientada a la gestión del operador del sistema eléctrico. En la red WAN se recibirían disponibilidades de aplicación de políticas de gestión de demanda en cada centro de transformación de la red. El operador decidiría qué centros de transformación deberían aplicar preferentemente sistemas de gestión de demanda ayudando a balancear el sistema por nodos. De manera natural, las políticas de gestión de demanda se aplicarían preferentemente sobre los usuarios que se encuentren lo más cerca posible de aquellas zonas donde se considere peor conservar las condiciones de calidad y garantía del suministro. Por tanto, asegura la estabilidad al máximo nivel posible.

En este nivel de control el operador incluso tiene el control sobre la generación renovable con potencia superior a los 500 kW, lo cual brinda de una capacidad de control máxima para asegurar que la mayor parte de la demanda posible sea atendida con energías renovables. Este desplazamiento de cargas a horas en las que la producción es máxima viabiliza la instalación de parques eólicos y plantas fotovoltaicas cuyos promotores estarían mucho menos afectados por políticas de corte durante las que no se produciría energía por contingencias del sistema (cumplimiento del procedimiento de operación 12 de los sistemas eléctricos no peninsulares). De otra parte, el usuario estaría consumiendo una energía más barata y los costes de explotación del sistema también serían inferiores. Finalmente, a sabiendas de que existirían múltiples micro-consumos en comparación con el tamaño del sistema eléctrico, esa disponibilidad de regulación es ampliamente útil para un control en detalle de las demandas.

En esta estrategia **no sólo se ha propuesto un modelo que se considera viable para el caso particular de Canarias sino que incluso se ha reconocido la capacidad de gestión por sectores, destacando el sector doméstico, el sector comercial y turístico, el sector del transporte y de la movilidad, y el industrial.** Este diagnóstico se detalla en el apartado 5, si bien a efectos de introducción se resume en la siguiente tabla los ratios de capacidad por aplicaciones.

Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía		
Sector	Uso final	Gestionabilidad
Residencial	Termos eléctricos	25%
	Aires acondicionados	5%
	Electrodomésticos con función diferida	15%
	Electrodomésticos con función continua	13%
	Total general	58%
	Total realista	30%
Comercial y turístico	Climatización	6%
	Agua Caliente Sanitaria	2%
	Alumbrado	0%
	Total general	8%
	Total realista	6%
Tratamiento del agua	Desalación	15%
	Sistemas de bombeo de agua	10%
	Tratamiento de aguas residenciales	15%
	Total general	40%
	Total realista	15%
Vehículo eléctrico	Vehículo eléctrico	20%

	Total general	20%
	Total realista	20%
Industria química	Generación de combustibles sintéticos	40%
	Total general	40%
	Total realista	40%

Tabla 1 Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía [%]

Además, en la siguiente tabla se presenta la capacidad de gestión máxima que se obtendría por sectores si se aplicaran las medidas mencionadas y conformes con las previsiones de demanda obtenidas para los años 2030 y 2040.

Estimación de la capacidad de gestión máxima para los años 2030 y 2040 [GWh/año]												
Año	Demanda	Sector	Tipo de uso	G. Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	
2030	Demanda tendencial	Residencial	Termos eléctricos	216,54	296,07	67,43	45,42	24,56	6,89	3,55	660,47	
			Resto residencial	43,31	59,21	13,49	9,08	4,91	1,38	0,71	132,09	
		Comercial	Climatización	27,74	30,82	5,91	4,91	1,39	0,18	0,16	71,10	
		Turístico	Climatización	18,98	32,61	12,69	10,13	0,99	0,32	0,03	75,75	
		AAPP*	EDAM	30,64	8,98	8,27	4,12	0,00	0,00	0,20	52,21	
			Bombeo	61,28	17,96	16,55	8,24	0,00	0,00	0,39	104,42	
			Total		398,5	445,7	124,3	81,9	31,8	8,8	5,0	1.096,0
			Vehículo eléctrico		85,4	95,0	20,0	10,4	9,0	2,2	1,6	223,6
			Combustibles renovables		3.414,4	4.870,4	234,8	127,6	60,0	27,2	23,2	8.757,6
			Total demanda eléctrica		483,9	540,7	144,3	92,3	40,8	11,0	6,6	1.319,6
		Demanda eléctrica + Combustibles verde		3.898,3	5.411,0	379,1	219,9	100,8	38,2	29,8	10.077,2	
2040	Demanda tendencial	Residencial	Termos eléctricos	237,33	343,56	76,57	53,08	27,97	7,85	4,20	750,55	
			Resto residencial	94,93	137,42	30,63	21,23	11,19	3,14	1,68	300,22	
		Comercial	Climatización	30,40	35,76	6,71	5,73	1,58	0,21	0,19	80,58	
		Turístico	Climatización	20,81	37,84	14,41	11,84	1,12	0,37	0,03	86,42	
		AAPP*	EDAM	64,86	19,53	18,37	9,09	0,00	0,00	0,41	112,27	
			Bombeo	64,86	19,53	18,37	9,09	0,00	0,00	0,41	112,27	
			EDAR	32,43	9,77	9,19	4,54	0,00	0,00	0,21	56,13	
			Total		545,6	603,4	174,3	114,6	41,9	11,6	7,1	1.498,4
			Vehículo eléctrico		286,6	328,0	57,6	38,0	29,2	6,2	3,6	749,2
			Combustibles renovables		8.869,8	12.149,2	758,4	412,1	193,8	87,9	74,9	22.546,0
		Total demanda eléctrica		832,2	931,4	231,9	152,6	71,1	17,8	10,7	2.247,6	
		Demanda eléctrica + Combustibles verde		9.702,0	13.080,6	990,2	564,7	264,8	105,6	85,7	24.793,6	

Tabla 2 Estimación de la capacidad de gestión para los años 2030 y 2040 [GWh/año]

Para el horizonte hasta el año 2030, en el sector residencial se ha propuesto la priorización de la gestión de demanda asociada a los termos eléctricos dado que se considera la opción de gestión más factible en el corto plazo. A eso se uniría la gestión de electrodomésticos con función diferida (lavadoras, secadoras y lavavajillas). De los 1.319,6 GWh de carácter gestionable, el termo eléctrico supondría el 50% de la capacidad, seguido del vehículo eléctrico con un 17%. La gestión de demanda de electrodomésticos con función diferida asume un 10%

del total de capacidad de gestión, seguido del control de la climatización del turismo (6%), control de la climatización del comercio (6%) y otro 12% de la capacidad de gestión asociado al tratamiento del agua.

Para el año 2040 el vehículo eléctrico tendría la misma importancia en la gestión de demanda que los termos eléctricos suponiendo ambos un 33% de la capacidad total, cifrada en 2.247,6 GWh. El resto de mecanismos asociados al sector residencial también tendrían cierta importancia con un 13% del total, seguido de la climatización en comercios (4%) y en el turismo (4%). Los procesos para el tratamiento del agua supondrían el 12% restante.

La producción de combustibles sintéticos permitiría incrementar de una manera muy significativa las posibilidades de gestión de demanda en Canarias. Es importante tener en cuenta que no toda la demanda eléctrica asociada a este nuevo consumo eléctrico es gestionable. Si bien en la producción del hidrógeno y otros productos necesarios, como el nitrógeno, sí es técnicamente viable el trabajo a cargas parciales entre el 100% y el 20%, otras demandas como los reactores difícilmente pueden gestionarse. Aun así, sólo en la producción del hidrógeno se focalizaría más del 70% del consumo eléctrico asociado a la producción de combustibles como el amoniaco o el queroseno. A la vista de lo comentado, se consideró que la capacidad de gestión de demanda eléctrica de esta industria podría tomar como un valor realista una cifra del 40%. Necesariamente, **partiendo de la premisa de que todos los combustibles deben ser producidos con energías renovables, la gestión mencionada es una condición obligatoria.**

En la última etapa del diagnóstico se distribuyó la capacidad de gestión en el ámbito geográfico usando como referencia la red AMI propuesta. Usando datos catastrales se hace un reparto de demandas por edificios identificando la capacidad de control de cada región de Canarias. Este primer nivel puede ser entendido como la capa de gestión HAN. De la misma forma, haciendo uso de los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias y en concreto las imágenes georreferenciadas de la red de distribución y el número de centros de transformación por islas, se ha posicionado los centros de transformación para cada isla a sabiendas que suelen situarse en intercepciones y bifurcaciones de líneas. **En cada centro de transformación se constituiría lo que se conoce como una red NAN. Finalmente, se agrega a nivel de isla en el ámbito de una red WAN.**

Si tomamos como referencia un sistema de almacenamiento energético con baterías de Litio Ion, esa capacidad de gestión se equivaldría a una batería de 256 MW/768 GWh en el año 2030 y de 505 MW/1.516 GWh en el año 2040. Naturalmente, la gestión de demanda asume un desafío técnico equivalente al necesario en la instalación de sistemas de almacenamiento energético, pero se evitan ciertos problemas como los desafíos territoriales para la instalación de las baterías (aproximadamente 500 contenedores de 20 pies con baterías tradicionales) o medioambientales como la gestión de residuos al acabar su vida útil. Adicionalmente, repercute directamente en la economía del usuario y es incluso el propio usuario el que tendría incentivo para la instalación de estos sistemas.



Ilustración 2 Resultado del mapa general de la situación de redes NAN [arriba], y vista general del mapa de capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN [abajo] en Tenerife.

La inversión total sería en este caso de aproximadamente 545 M€ pero con ahorros anuales de 19,2 M€ en 2030 y 37,9 M€ en 2040 lo cual marca la alta rentabilidad de esta opción tecnológica. El ahorro se computa como reducción de la factura eléctrica del usuario aunque incluso se podría considerar otros aspectos como la reducción de emisiones contaminantes dado que se atiende mayor demanda con energías renovables o incluso la aplicación de políticas de corte sobre la generación no gestionable.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por islas.								
Islas	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
Tenerife	3.595.871,2	5.245.270,9	311.665,2	663.274,8	400.790,0	267,3	7.802,8	16.605,7
La Palma	261.202,3	392.303,8	35.256,4	80.172,9	35.341,0	22,9	882,7	2.007,2
Lanzarote	793.032,9	1.073.398,1	84.345,8	114.165,0	45.915,0	26,8	2.111,7	2.858,2
Fuerteventura	638.393,0	875.167,9	55.468,6	76.041,4	47.548,0	32,9	1.388,7	1.903,8
Gran Canaria	3.046.262,4	4.268.966,4	266.082,3	548.643,9	283.044,0	183,7	6.661,6	13.735,8
La Gomera	67.423,4	94.783,6	10.242,0	21.710,8	10.678,4	6,2	256,4	543,6
El Hierro	45.407,7	62.188,8	5.906,3	12.202,5	6.748,0	4,9	147,9	305,5
Canarias	8.447.592,9	12.012.079,4	768.966,4	1.516.211,2	830.064	545	19.252	37.960

Tabla 3 Distribución de capacidades de gestión de demanda por islas

En lo que se refiere a las redes NAN, existiría un total de 7.804 las cuales actuarían como centros de agregación de la demanda aguas abajo a efectos de la monitorización y actuación. Para la configuración de estas redes se sumaría a la cifra anterior 19,5 M€.

Distribución de redes NAN en Canarias.					
Islas	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
Tenerife	2.897	2.897	145,47	308,14	7.242.500 €
La Palma	393	393	100,87	229,05	982.500 €
Lanzarote	688	688	161,32	218,35	1.720.000 €
Fuerteventura	732	732	105,79	145,02	1.830.000 €
Gran Canaria	2.891	2.891	157,00	319,42	7.227.500 €
La Gomera	133	133	90,45	191,58	332.500 €
El Hierro	70	70	82,71	170,88	175.000 €
Canarias	7.804	7.804	843,60	1582,45	19.510.000 €

Tabla 4 Tabla resumen de la distribución de redes NAN por islas.

Se propone al final de esta estrategia un plan de acción compuesto por 41 medidas concretas, estimándose una inversión de 132,33 M€ a ejecutar en el horizonte temporal comprendido entre los años 2031 y 2040.

3. INTRODUCCIÓN

En coherencia con la Declaración de Emergencia Climática (DEC) aprobada a 30 de agosto de 2019 y ratificada por la unanimidad del parlamento de Canarias el 20 de enero de 2020, el archipiélago canario debe alcanzar el objetivo de total descarbonización para el año 2040. Este objetivo plantea un cambio profundo en el modelo energético de Canarias, pasándose de una estructura dependiente del uso de combustibles fósiles para el suministro energético a todos los sectores de la actividad, a otras soluciones completamente renovables y descarbonizadas.

En el caso particular de Canarias, prácticamente la totalidad de las fuentes renovables que han sido instaladas o prevén instalarse hasta el año 2040 se basan en fuentes energéticas no gestionables e intermitentes, lo que supone un riesgo en la conservación de las condiciones de calidad y seguridad del suministro eléctrico. En este contexto, la gestión de la demanda se considera como un elemento clave de la estrategia energética de Canarias, permitiendo la compensación de la no gestionabilidad desde el lado de la producción con el accionamiento de demandas no críticas en sentido contrario a la desviación en generación para mantener las condiciones de balance a tiempo real.

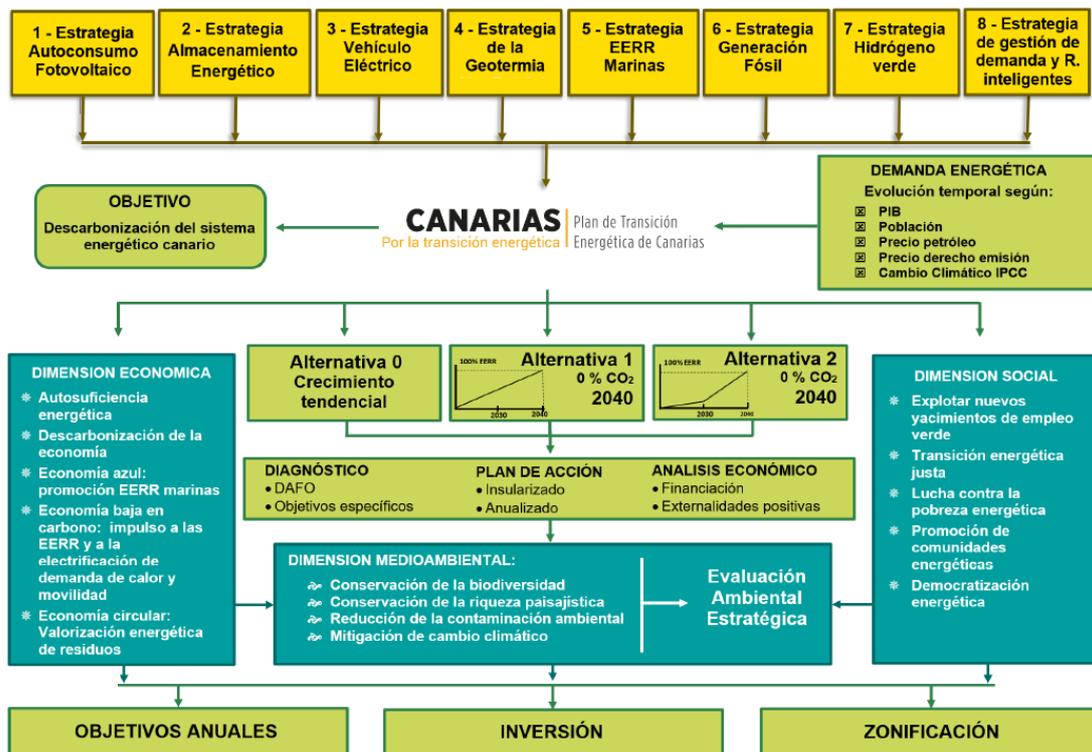


Ilustración 3 Estructura del Plan de Transición Energética de Canarias 2021-2030

La gestión de demanda (DSM – Demanda Side Management) es considerada una estrategia de maximización de las energías renovables no intermitentes con un coste menor al que se requiere para el almacenamiento energético. En un modelo energético donde no únicamente se aspira a incrementar la contribución de las fuentes renovables sino que incluso se busca optar por aquellas tecnologías más coste-eficientes, su participación debería ser la más alta posible. Esto motiva el desarrollo de un estudio estratégico en el cual se plantee un diagnóstico de las capacidades reales de Canarias para la aplicación de políticas de gestión de la demanda. Adicionalmente, se considera que la gestión de demanda debe ser uno de los

pilares técnicos que soportarían el Plan de Transición Energética de Canarias 2021 – 2030 (PTECan) tal como se representa en la Ilustración 1.

Es importante también hacer constar que ciertas estrategias de gestión de demanda pueden tener una “capacidad de almacenamiento” asociada a dicha demanda. Cabe mencionar a modo de ejemplo la demanda eléctrica derivada de termos eléctricos con los cuales se provee Agua Caliente Sanitaria (ACS). El depósito vinculado a estos termos permite que el servicio de gestión de demanda que pueda ser proveído no sea sólo instantáneo, sino que pueda durar un tiempo determinado por la temperatura del agua contenida en ese depósito.

Otro ejemplo de capacidad de almacenamiento asociado a gestión de demanda son los bombeos de agua a población, donde la capacidad de los depósitos intermedios y superiores marca los tiempos máximos de actuación de estos servicios. Lo mismo ocurre con las baterías asociadas a los vehículos o las condiciones climáticas de una estancia cuando se aplica gestión de demanda en sistemas de climatización.

Los aspectos señalados hasta el momento demuestran que, a pesar de existir un amplio espectro de aplicaciones de gestión de demanda en el archipiélago canario, no existe una regla única y se produce una muy alta heterogeneidad en soluciones técnicas. No obstante, esto no debe ser visto como un problema sino más bien como una oportunidad para la creación de empresas especializadas en el desarrollo de sistemas y protocolos de gestión de demanda, lo que amplía las miras del fomento del empleo verde en temas que no necesariamente están vinculados con la instalación de generadores renovables.

Estas políticas también presentan la característica de ser aplicables a diferentes sectores teniendo generalmente un impacto directo en la factura eléctrica del usuario, principalmente en el término de energía aunque también podría motivar la reducción del término de potencia. En un mercado teórico en el cual la retribución por la compra de energía eléctrica estuviera totalmente alineada con el coste de generación, la aplicación de políticas de gestión de demanda permitiría desplazar la demanda eléctrica a horas en las que se previera excesos de generación renovable, lo que aseguraría acceder siempre a la fuente energética más barata para su satisfacción. No obstante, es importante adelantar que en Canarias existe un desfase entre los precios horarios de generación y lo que el usuario paga por satisfacer la demanda ya que la casación de mercado (oferta/demanda) no se hace por sistema eléctrico individual sino que es único para todo el sistema ibérico (Portugal y España, bajo la operación de la OMIE). **Bajo el mercado energético actual, en Canarias se da el caso de que aunque un usuario aplique correctamente políticas de gestión de demanda situando el consumo en las horas en las que existe exceso de generación renovable, si ese exceso de generación se produce en horas no catalogadas como valle, se le estaría penalizando con un precio de compra de energía más cara.**

El aspecto comentado en el párrafo anterior puede ser considerado como la principal barrera a la aplicación de políticas de gestión de demanda en Canarias y condición suficiente como para que esta estrategia de integración renovable no prospere en el archipiélago. Hasta el momento, este modelo de tarificación no había sido problemático porque la mayor parte de la generación en España podía ser catalogada como gestionable a pesar de la alta predominancia de los combustibles fósiles. Por consiguiente, la única señal que alteraba la situación de

balanceo era la demanda que tiene un comportamiento muy semejante en la mayoría de los sistemas eléctricos de España. Sin embargo, la realidad de los seis sistemas eléctricos existentes en Canarias es que si se quiere aspirar a descarbonizar, obligatoriamente habría que apostar por fuentes renovables no gestionables en su mayoría (eólica y fotovoltaica), lo que agrega en la casación dos componentes adicionales que pueden provocar desbalances, el recurso eólico y el solar. Además, la participación de ambas será muy importante. En una situación en la que la mayor parte de la generación es de origen fósil (la actual) sí se puede entender como gestión de demanda el desplazamiento de consumos de horas punta a horas valle (por ejemplo las nocturnas), permitiendo que los grupos de generación térmica convencional funcionen de la forma más estable y eficiente posible (minimiza la distancia entre punta y valle). Pero en el nuevo modelo energético lo que interesa es que el control sea dinámico y el consumo se potencie cuando más energía renovable exista, incluso si esto sucede en horas punta.

Por todo ello, **no se entiende la gestión de demanda sin la existencia de señales de precio directas que sitúen los consumos en horas donde se espera máxima producción renovable no gestionable, minimizando las necesidades de almacenamiento energético y beneficiando directamente al usuario responsable.**

La vinculación entre las políticas de gestión de demanda y el fomento del autoconsumo y la generación distribuida puede ser un elemento clave para coadyuvar a resolver la traba regulatoria comentada. **En edificios en los que se disponga de sistemas de autogeneración sí es altamente recomendable aplicar políticas de gestión de demanda incluso en el marco actual.** Estas políticas se coordinan en el edificio para que la mayor parte de la demanda pueda ser atendida por la instalación de autogeneración reduciendo el consumo de la red pública de suministro. Además, este tipo de usuario suele estar generalmente muy concienciados con la importancia del ahorro energético y esto favorece la correcta aplicación de medidas de gestión.

Para que este tipo de medidas tengan éxito, un factor fundamental es la gestión autónoma del sistema evitando que el usuario final deba estar pendiente de cualquier actuación. El sistema debe pues ser lo más inteligente posible y funcionar de manera automática y totalmente opaco para el usuario, no afectando a su día a día. En este ámbito la gestión de demanda está totalmente integrada con el concepto de redes inteligentes.

Las redes inteligentes permiten la comunicación digital bidireccional entre los usuarios y los proveedores, gestionándose el consumo de electricidad de manera automática para garantizar la situación de balance. Estos sistemas están compuestos generalmente por equipos de monitorización para acceder a tiempo real a la demanda de los usuarios, redes de comunicación (generalmente alámbricas para facilitar la actuación de manera síncrona y directa), unidades de procesamiento de las señales y control (las cuales implementan los algoritmos de control) y actuadores sobre las demandas catalogadas como no críticas.

En los últimos años se han producido cuantiosos avances en el campo de las redes inteligentes, empezando por la sustitución de contadores analógicos por digitales que, a través de un sistema de comunicación PLC (usa la misma red eléctrica como cable de comunicación

emitiendo a distinta frecuencia), permiten a las comercializadoras el control de la demanda a tiempo real e incluso la interacción a alto nivel.

A lo largo de este documento se realiza un diagnóstico de las posibilidades de Canarias para el uso de las redes inteligentes y los sistemas de gestión de demanda, proponiéndose en total alineamiento con el resto de estrategias energéticas de Canarias y el PTECan una hoja de ruta que permita el uso de esta solución técnica en la maximización de las energías renovables del archipiélago.

4. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO GESTIONABLES EN REDES ELÉCTRICAS INSULARES

Partiendo de la base de que tal como se ha analizado en la Estrategia de almacenamiento energético de Canarias, la mayor parte de las energías renovables que estarán disponibles en el archipiélago a corto y medio plazo serán de origen no gestionable (en particular eólica y fotovoltaica), **el nuevo modelo energético debe favorecer que, junto al despliegue de estas fuentes de generación, se potencien medidas de gestión energética garantizando la integración eficiente en los sistemas eléctricos insulares de Canarias.**

De no llevarse a cabo políticas de integración de energías renovables no gestionables en la red eléctrica, el aumento de la potencia eólica y fotovoltaica sólo producirá un aumento significativo de las políticas de corte aplicadas a instalaciones renovables y no se conseguiría el deseado objetivo de descarbonización en las islas.

4.1. Estrategias para la maximización de las energías renovables

En general, existen un total de cinco estrategias o pilares de la maximización de las energías renovables desde el punto de vista técnico:

Análisis de la estabilidad del sistema eléctrico.

Previo a la puesta en marcha de parques eólicos y plantas fotovoltaicas los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares (en concreto en el P.O 9), obligan a que se desarrolle un estudio de estabilidad del sistema integrado a efectos de comprobar de antemano si su inclusión en red es viable desde una perspectiva técnica o, por el contrario, su puesta en marcha estaría condicionada o no permitida.

Los estudios de estabilidad no son únicamente un requisito de cumplimiento para la conexión, sino que permite la propuesta de actuaciones sobre el sistema eléctrico para mejorar las condiciones de balance del sistema. A través de estos estudios se comprueba si es necesario adaptar parámetros en el control de la instalación, modificar los taps de los transformadores o incluso definir la operación en el proceso de energización de las instalaciones para mantener los parámetros de calidad de suministro estables.

Los análisis no sólo se focalizan en el estado estacionario sino que incluso abarcan el régimen dinámico, comprobándose si el sistema eléctrico resistiría un cambio brusco de la producción por el aumento o reducción de la potencia bajo las condiciones del recurso existente, o cómo se comporta un parque eólico frente a huecos de tensión según los límites definidos en el P.O 12.

Los estudios de estabilidad son de carácter obligatorio cuando la potencia a instalar se entiende según el operador del sistema como suficientemente elevada para afectar al sistema eléctrico en el trámite de solicitud de acceso y conexión. A priori, depende del sistema eléctrico al cual se conecta, pero por regla general no suele afectar a instalaciones de potencia inferior a los 500 kW.

Análisis de:

Tensión $V_{min} \leq V \leq V_{max}$

Ratios de capacidad $P \leq P_{max}$



Cumplimiento de los procedimientos de operación
 [BOE n.º 111, del 31 de mayo de 2006]

Estado del sistema en valle y punta:

Operación normal (n)

Fallo simple (n-1)



Pérdida de generación térmica



Pérdida de Generación Renovable



Pérdida de línea

Doble falta (n-2)



Pérdida de generación térmica



Pérdida de línea

Ilustración 4 Estudios de estabilidad de los sistemas eléctricos en Canarias

Predicción energética.

La predicción energética puede ser considerada como la estrategia de integración de menor coste porque no requiere prácticamente inversión en equipamientos. A través de modelos matemáticos basados en técnicas que simulan el comportamiento de la atmósfera a nivel de mesoescala y microescala, así como en métodos estadísticos, se trata de estimar la energía eólica y fotovoltaica que estaría disponible para distintos horizontes temporales en base a la disponibilidad de los recursos.

Si bien existen múltiples soluciones en el campo de la predicción, la solución más aceptada comienza con la ejecución de un modelo numérico de predicción meteorológica (NWP – Numerical Weather Prediction). Uno de los más conocidos a nivel internacional es el Weather Research and Forecasting (WRF), modelo de pronóstico no hidrostático que a través de la integración numérica de las ecuaciones de Euler (que representan la conservación de la masa, las tres componentes del momento y la energía), es capaz de simular el comportamiento de la atmósfera a mesoescala en sus distintas capas de presión (en altura), en función del espacio (latitud y longitud) y el tiempo. Además, el modelo WRF integra toda una serie de esquemas paramétricos (semiempíricos) que modelan el comportamiento de diversos fenómenos atmosféricos y geofísicos (nubes, precipitaciones, transferencia de energía del suelo, entre muchos otros). Estos modelos regionales pueden tomar como datos de partida las simulaciones realizadas a nivel mundial por centros de referencia como el Centro Europeo de Predicciones a Medio Plazo (siglas en inglés ECMWF), el Centro Nacional de Investigación Atmosférica de los Estados Unidos (siglas en inglés NCAR) o los Centros Nacionales para la Predicción Ambiental (siglas en inglés NCEP). Estas predicciones oficiales se desarrollan generalmente con un mallado formado por cuadrículas amplias de entre 0,25 y 1º (30 km – 111 km) a nivel global. Por esa razón, es necesario el uso del modelo WRF el cual permite mejorar la resolución para una localización concreta, reduciendo el espacio entre puntos simulados (hasta incluso 50 metros) e incluso mejorando la resolución de tiempo (de horas a minutos). Como resultado de estos modelos el experto obtiene estimaciones de cómo

variarían parámetros meteorológicos como la velocidad y dirección del viento, la radiación solar, el cloud cover (cobertura de nubes) o la densidad del aire en el espacio simulado incluso para los próximos 15 días desde el momento de la simulación.

En el segundo paso se recurre al uso de técnicas de Machine Learning como medio para predecir la potencia eólica y fotovoltaica usando como referencia los datos meteorológicos obtenidos de la simulación anterior. También suele ser común usar datos recabados a tiempo real en el propio emplazamiento con una estación meteorológica aplicando técnicas Moving Average como ARIMA. Tomando como referencia datos históricos de producción renovable y simulaciones históricas del modelo numérico para el mismo horizonte temporal, se reconocen los patrones entre señales predictoras y la variable objetivo. A este proceso se le conoce como entrenamiento y genera como resultado un modelo que al proporcionarle nuevos datos de las variables predictoras (resultados de las simulaciones del WRF y ARIMA) produce la estimación de la producción eólica y fotovoltaica para el horizonte temporal y la resolución definida. Existen múltiples técnicas de Machine Learning que están siendo aplicadas con buenos resultados, destacándose distintas versiones de Artificial Neural Networks (ANN), Support Vector Regression (SVR), Random Forest (RF) o Deep Learning (DL).

Los modelos de predicción numérica suelen ser ejecutados para estimar el comportamiento de la generación renovable no gestionable en el horizonte a 5 días, el próximo día, las próximas 12 horas, 6 horas y/o 2 horas. También existen versiones clasificadas como Now-Casting que predicen para periodos de menos de 1 hora. En cuanto a la resolución temporal, suele variar entre horaria, diezminutal y minutal, reduciéndose la resolución cuanto menor es el horizonte.

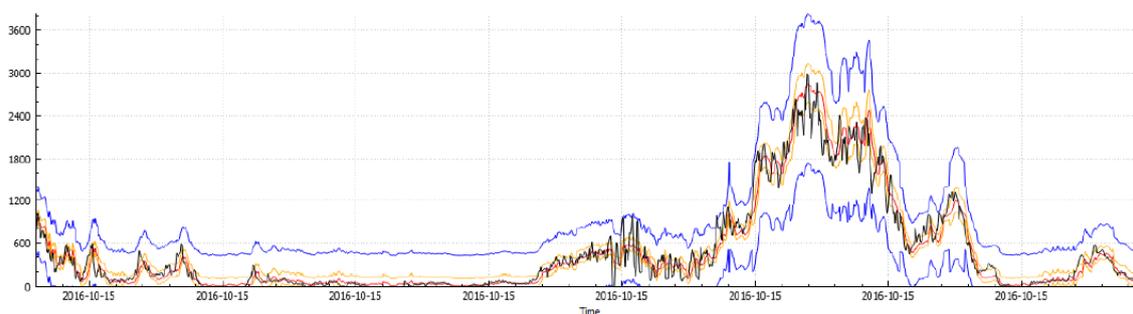


Ilustración 5 Ejemplo de predicción Now-Casting. Modelo de predicción de dos horas con resolución minutal

Cualquier predicción está sujeta a un error. Sin embargo, en los últimos años se ha producido un notorio avance en la precisión de estos modelos gracias al aumento de la capacidad computacional, la cual ha permitido reducir la simplificación que se asumía en los modelos numéricos de predicción meteorológica. De la misma forma, las técnicas de Machine Learning y el Data Mining en general, están posibilitando que el nivel de reconocimiento sea muy superior, optándose por técnicas como SVR y RF que son capaces de obtener óptimos absolutos a diferencia de ANN que es la referencia más usada y que sólo es capaz de obtener óptimos locales.

Esta estrategia de maximización es de carácter obligatoria para instalaciones de potencia superior a 500 kW. Los productores deben, ya sea directamente o a través de un representante, comunicar la disponibilidad prevista de sus instalaciones con antelación a la casación de mercado diario. Generalmente se suele optar por empresas que operen como

representantes que disponen de modelos específicos ya implementados y que juegan con la agregación de varios parques de generación como medio para reducir las penalizaciones por errores de predicción.

También debe ser tenido en cuenta que esta estrategia es complementaria a la gestión de demanda, el almacenamiento y la generación distribuida. Estas soluciones suelen disponer de sistemas de gestión energética que no pueden funcionar sin predecir lo que va a ocurrir con la suficiente antelación. Es por ello que la predicción energética se considera un elemento clave en la política de descarbonización de Canarias.

Almacenamiento energético.

El almacenamiento puede ser considerado como la política de gestión energética más costosa, pero a la vez la que mejor capacidad de gestión logra siendo totalmente modulable.

Existen distintas opciones de almacenamiento energético tanto para la gestión de vertidos renovables como para el arbitraje de energía, el control de potencia o la provisión de servicios complementarios de ajuste al sistema, clasificándose dichas soluciones en función del tiempo que pueden operar como la potencia que puede proveer durante el normal funcionamiento de las instalaciones. De la misma forma, se plantean soluciones para el almacenamiento a nivel de usuario, distribuido en redes eléctricas asociadas a generadores renovables o bajo la figura del almacenista de energía o storer, y a gran escala para la gestión a nivel de sistema eléctrico.

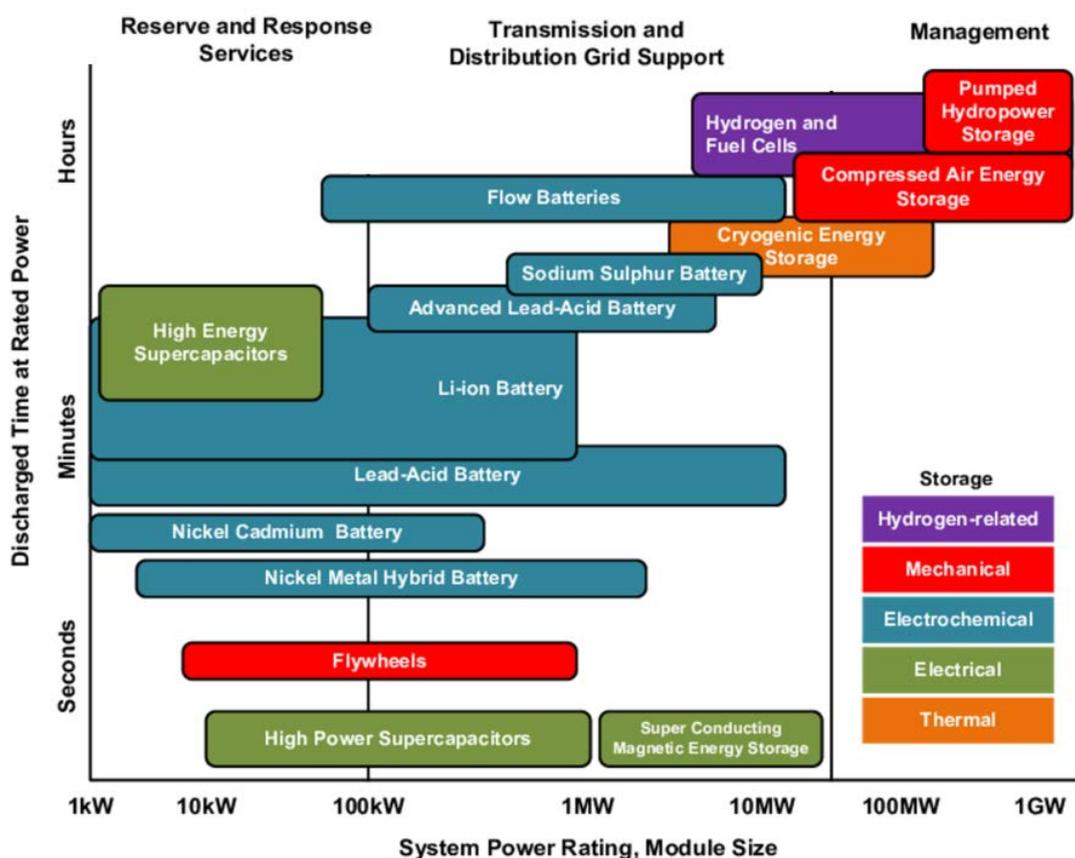


Ilustración 6 Clasificaciones de tecnologías de almacenamiento. Fuente: E. Barbour (2014) Energy Storage Technologies

Para la situación particular de Canarias, ha sido publicada la Estrategia de almacenamiento energético de Canarias. Esta estrategia realiza un diagnóstico de las capacidades y necesidades existentes para utilizar esta tecnología en diferentes aplicaciones: i) A nivel de usuario (autoconsumo); ii) Almacenamiento en redes; iii) Almacenamiento a gran escala. La estrategia parte de los análisis desarrollados en la estrategia de autoconsumo fotovoltaico, donde se realizó el estudio de las demandas eléctricas en Canarias y se estimó el potencial fotovoltaico en régimen de autoconsumo sobre cubiertas, así como la cobertura de demanda a partir de su producción por sectores. La potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo estimada en esa estrategia (1.271 MW) permitiría alcanzar una cobertura de demanda del 36,6% para el conjunto de Canarias, evitando, además, que los vertidos a red fueran superiores al 10% de la cantidad total de la energía fotovoltaica producida anualmente en régimen de autoconsumo. Lograr mayores coberturas de demanda mediante esta energía pasa por el uso de sistemas de almacenamiento de energía (los más extendidos, a este nivel, son las baterías electroquímicas).

Se analizaron 10 supuestos en función de la importancia asignada a cada una de las formas de almacenamiento. Conforme a esta estrategia, para alcanzar los objetivos de estos supuestos será necesario, en algunos casos, la instalación de sistemas de almacenamiento energético no sólo a nivel de usuario sino, también, a nivel de redes eléctricas (vinculados a las subestaciones eléctricas) y almacenamientos a gran escala (principalmente, centrales hidráulicas de bombeo), donde las condiciones lo permitan. Los principales objetivos marcados se resumen en:

- Incrementar la capacidad de almacenamiento a nivel de usuario vinculada a autoconsumos de edificación (en todos los sectores) hasta alcanzar los 4.400 MWh.
- Promover la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento a gran escala en todas las islas de Canarias hasta lograr una capacidad total de 10.450 MWh. Esta capacidad se distribuiría en función de la demanda existente en cada uno de los sistemas eléctricos de Canarias.
- Asegurar que, al menos, exista un sistema de almacenamiento energético a gran escala en cada una de las Islas Canarias a menos que sus necesidades en este ámbito sean cubiertas con una tecnología o solución técnica equivalente.
- Fomentar la instalación de sistemas de almacenamiento energético en redes eléctricas hasta conseguir que la capacidad total alcance los 780 MWh.
- Lograr que al menos el 50% de las instalaciones de autoconsumo dispongan de sistemas de almacenamiento energético con los que se consiga una cobertura de la demanda mediante energías renovables superior al 45%.
- Incentivar que las instalaciones de autoconsumo que incorporen sistemas de almacenamiento energético sean capaces de cubrir al menos el 75% de la demanda con el uso combinado de generación renovable y almacenamiento energético.
- Conseguir una reducción de al menos 2.000 tCO₂/año como consecuencia de la apuesta por el almacenamiento energético a todas las escalas (a nivel de usuario, en redes y a gran escala) para el total de Canarias.
- Asegurar que al menos el 70% de los sistemas de almacenamiento provean servicios complementarios de ajuste al sistema (regulación primaria, secundaria, terciaria y gestión de desvíos) en el año 2040.

De la misma forma, en el mismo momento en el que se desarrolla la estrategia de gestión de demanda y redes inteligentes, también se redacta la estrategia del hidrógeno verde de Canarias, la cual puede ser considerada otra solución de almacenamiento que incluso permite avanzar en el objetivo de movilidad sostenible.

Generación distribuida.

La integración conjunta de fuentes energéticas renovables, el almacenamiento energético, la predicción energética y, en algunos casos la gestión de demanda, definen el concepto de generación distribuida.

La gestión distribuida propone la descentralización de la generación eléctrica mediante pequeñas fuentes cercanas a los puntos de consumo. Este tipo de soluciones de generación permite reducir las pérdidas en la red eléctrica del transporte a la vez que mejora la fiabilidad y la calidad de suministro eléctrico pudiéndose operar estas instalaciones incluso cuando falta el suministro en la red pública de abastecimiento. La descentralización de la generación tiene a su vez un impacto directo sobre el usuario optándose en la mayor parte de los casos por el suministro eléctrico proveído por estas instalaciones antes que la energía proveniente del sistema eléctrico. Por consiguiente, la generación eólica y/o fotovoltaica ayuda a reducir la factura eléctrica del usuario.

Estos sistemas suelen estar controlados por una lógica de control que permite acceder a la fuente energética más barata en todo momento. Así pues, a través de predicciones se estima la producción prevista y la demanda que existiría en un periodo futuro para posteriormente aplicar modelos de gestión energética (EMS – Energy Management System). Los modelos EMS aplican una función de optimización orientada a minimizar los costes o maximizar el beneficio obtenido por el sistema. En ambos casos, las energías renovables son la prioridad.

- Isla de Tilos – Grecia → TILOS H2020.
- Complementariedad de perfiles de generación FV/Eólica
- Central híbrida:
 - Parque eólico: 800 kW
 - Planta fotovoltaica: 160 kW
 - Almacenamiento: NaNiCl2 – 800 kW/2800 MWh
- Integración de predicción – EMS - Almacenamiento

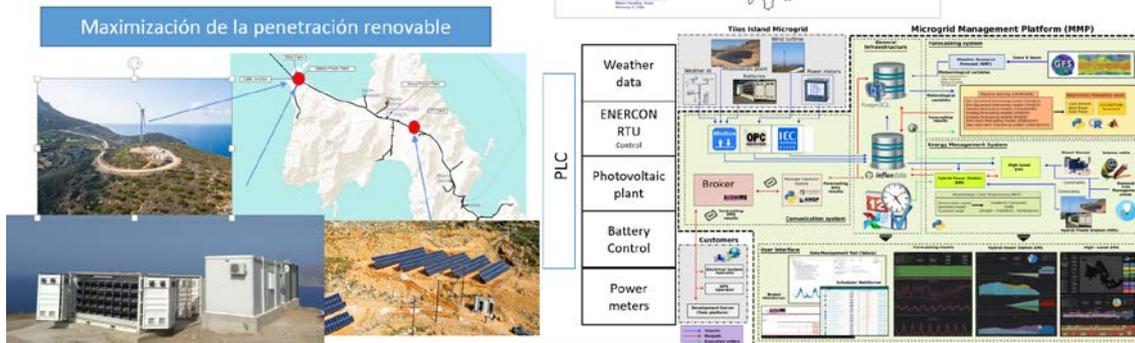


Ilustración 7 Ejemplo de sistema de generación distribuida. Proyecto TILOS H2020

De acuerdo con todo lo anterior, se entiende que las soluciones de generación distribuida tienden a democratizar la producción de energía respecto a modelos centralizados como el actualmente existente. En esa democratización, el ciudadano tiende a aplicar de manera voluntaria políticas de eficiencia energética y gestión de demanda dado que cualquier

actuación realizada repercute directamente en el usuario e incluso de manera más directa y útil que cuando el suministro se realiza de la red pública porque la gestión de demanda se aplicaría en los instantes de máxima producción renovable y no en valles del sistema como se explicaba con anterioridad.

Gestión de demanda y redes inteligentes.

Esta política de integración renovable es el foco de este documento. Es por ello que se trata de manera detallada en los dos siguientes subapartados, las secciones 4.2 y 4.3.

4.2. Gestión de demanda

La gestión de demanda se define como el uso de tecnologías y mecanismos por los cuales los clientes de un sistema eléctrico son capaces de elegir las horas en las cuales un consumo energético, generalmente no crítico, puede ser desplazado de manera preferente a cambio de una reducción en el coste de la factura eléctrica. Este desplazamiento de la demanda ayuda a coordinar la energía situando la mayor parte de la demanda posible en aquellos instantes en los cuales la generación renovable es máxima. Por otra parte, también podría considerarse como gestión de demanda aquellas instalaciones que implementan autoconsumos y que tienen la capacidad en determinadas horas de inyectar energía a la red satisfaciendo con ello el consumo eléctrico de otros usuarios próximos y cubriendo déficits de generación.

Para llevar a cabo una política de gestión de demanda eficiente es imprescindible que el control se lleve a cabo a diferentes niveles en función de la información que tendría disponible cada participante del mercado. Un desarrollo organizado de la gestión de demanda facilitaría la implementación a nivel técnico y podría marcar límites de actuación asegurando que incluso los consumidores sean capaces de definir lo que para ellos son consumos críticos o no críticos, siendo mayor el beneficio por aplicación de estas medidas si la potencia clasificada como no crítica es la mayor posible.

A continuación se presentan lo que a priori pueden considerarse como los principales niveles de control en la gestión de demanda que pudiera ser fomentada en Canarias.

4.2.1. Nivel 1. Control a nivel de usuario

A nivel de usuario, es importante que el control se realice de la forma más autónoma posible reduciendo las afecciones sobre el usuario. Para ello puede implementarse una primera capa de control que gestione las demandas del usuario encendiendo y apagando demandas no críticas a través de una lógica de control dirigida por señales de precio. Ya existen los medios técnicos para que se pueda implementar esta solución. En las demanda de usuario clasificadas como no críticas, se instalarían enchufes inteligentes que podrían ser encendidos o parados en función de las necesidades. Las órdenes de arranque o parada se llevarían a cabo mediante ordenadores de placa reducida (modelos tipo Raspberry Pi). El ordenador de placa reducida y los enchufes inteligentes se conectarían entre ellos mediante una red WIFI local (la misma que actualmente se usa en los hogares canarios para la conexión inalámbrica a internet).

En la solución mencionada, el ordenador de placa reducida funcionaría como cerebro del sistema de gestión energética determinando las horas en las que podría actuarse reduciendo

el consumo o aumentándolo. A priori, dicho ordenador en miniatura se conectaría a internet para descargar la estimación de precios de la electricidad de páginas como las del operador del sistema E-SIOS, donde se publica diariamente el perfil de precios de la demanda por día. Esta serie de datos de precios de la energía es un dato orientativo muy adecuado para saber cuándo se debe actual y en qué sentido. No obstante, también puede ser interesante complementar la información de decisión con otro tipo de señales que marquen el comportamiento de la demanda que debe ser gestionada. A modo de ejemplo se puede analizar el caso del termo eléctrico. El usuario puede tener unas pautas de consumo propias en función de las horas en las que es más probable el uso de Agua Caliente Sanitaria. Además, en función de la capacidad del tanque de dicho termo, se puede definir el tiempo máximo en el cual un termo puede mantenerse en condiciones de temperatura adecuadas para proveer su servicio. Estas dos señales unidas a los precios de la electricidad definen las horas en las que el termo eléctrico puede permanecer parado o debe estar encendido.

De acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior, la gestión de demanda llevada a cabo por el ordenador de placa reducida puede clasificarse en dos categorías en función al nivel de la lógica implementada:

- **Sistema de gestión básico:** Este sistema de gestión toma únicamente como base fundamental de la decisión señales externas enviadas como los precios de la electricidad. Así pues, la decisión se proyecta como un algoritmo sencillo en el que se posiciona la demanda del usuario en las horas más adecuadas según señales estáticas para todo el día.
- **Sistema de gestión inteligente:** Propone un control más avanzado el cual se apoya en técnicas de Machine Learning que incluyen señales dinámicas como la última vez en la cual el aparato estuvo encendido y las pautas de consumo del usuario. Para el reconocimiento de patrones se requiere de una fase de entrenamiento de aproximadamente 1-2 meses en el que el algoritmo de control sólo toma lectura de consumos para conocer cómo actúa el usuario. A partir de ahí se determina las horas en base a datos como las diferencias de consumo según horas del día o incluso días de la semana.

Existen múltiples algoritmos de Machine Learning válidos para este cometido. En general, se requiere del uso de algoritmos de regresión como las redes neuronales artificiales (ANN), las máquinas de vector soporte (SVR), la técnica Random Forest o el Deep Learning. Siempre se suele apostar por algoritmos lo más simples posibles para reducir los tiempos de computación incluso teniendo en cuenta que los ordenadores de placa reducida suelen estar limitados en cuanto a su capacidad de computación.

De una u otra forma, los enchufes inteligentes siempre suelen disponer de un accionamiento manual de tal forma que si en un momento determinado la política de gestión de demanda no puede ser aplicada, ésta se puede anular manualmente accionando dicho interruptor. En el segundo de los sistemas de gestión definidos (gestión inteligente) si esa anulación se realiza de manera repetida, el algoritmo tendría la capacidad de aprender de esas nuevas condiciones.

El coste de este sistema es bastante asequible, disponiéndose en la actualidad de enchufes inteligentes a precios comprendidos entre 15 – 25 € con capacidad de actuación remota

(ON/OFF) y medición del consumo a tiempo real. Por su parte, el coste de un ordenador de placa reducida suele estar sobre los 40 €. Por tanto, existiría un coste fijo (los 40 € del ordenador en miniatura) y un coste variable en función del número de puntos en los cuales se instalan enchufes inteligentes. A nivel medio, asumiendo que se instalan entre 3-4 enchufes por vivienda, el coste por hogar gestionado rondaría los 100 €.

En relación con los enchufes inteligentes es importante comentar que todos no son válidos para aplicar un gestión de demanda activa como la mencionada ya que algunos, a pesar de permitir la interacción remota con un móvil no permitiría el control desde un ordenador de placa base reducida. Sólo permitirían ese control modelos que implementen protocolos de comunicación tipo MODBUS TCP o aquellos que dispongan de API a través de los cuales realizar consulta de los datos recabados. En cualquier caso, cada vez son más los fabricantes que no restringen estos sistemas y permiten el acceso por los medios mencionados en este párrafo.



Ilustración 8 Equipos necesarios para la gestión de demanda en sector residencial

A pesar de que esta solución es desde el punto de vista técnico totalmente factible, habiéndose implementado en múltiples proyectos de investigación tanto dentro como fuera de Canarias, en la actualidad presenta la problemática de los precios de la energía que no responden a la realidad de la generación renovable en Canarias. Es importante tener en cuenta en este punto que pese al elevado precio de la electricidad planteado en Junio de 2021, el perfil sí podría orientarse de mejor forma a la campana solar (horas donde la radiación solar es máxima). En cualquier caso, la curva es totalmente constante en forma y no considera los momentos en los que la radiación solar es nula. Como ya ha sido comentado, es vital que las señales de precio enviadas se ajusten a la realidad del sistema eléctrico al cual se conecta. Esto será cada vez más importante a medida que vaya aumentando la cobertura de demanda mediante energías renovables en cada una de las islas.

Para acometer el hito expuesto en el párrafo anterior la mayor dificultad que se presenta es que el precio de la energía es único para todo el territorio nacional, existiendo una única casación de mercado para el ámbito ibérico el cual se opera por la OMIE (Operador del

Mercado Ibérico de la Electricidad). Incluso en el caso en el cual el precio de la energía fuera único para toda España, podría plantearse que el perfil se adaptara a las condiciones específicas de cada sistema eléctrico, maximizándose la integración de energías renovables en el sistema eléctrico en función del mix energético existente y las predicciones de producción eólica, fotovoltaica y de demanda que se producen.



Ilustración 9 Precios de la demanda eléctrica. Día: 15/04/2021



Ilustración 10 Precios de la demanda eléctrica. Día: 31/08/2021

La estrategia de control propuesta para consumos residenciales es perfectamente aplicable para consumidores comerciales e industriales pero a diferente escala. En estos casos los equipos de actuación suelen ser interruptores telecomandados los cuales incluso pueden accionar contactores en función de la potencia del sistema que debe ser accionado. Un ejemplo de esta política de control puede ser el accionamiento de sistemas de bombeo de agua, los cuales pueden ponerse en marcha en horas en las que excede la generación renovable. Tanto los algoritmos de control como las soluciones hardware pueden ser las mismas que las citadas para usuarios residenciales. No obstante, en algunos casos puede interesar instalar un ordenador industrial en vez de un ordenador de placa reducida dependiendo de la complejidad del sistema de control implementado (requisitos computacionales).

En el caso de los consumidores comerciales e industriales la tecnología de comunicación puede ser diferente dependiendo de cada caso. A voz de pronto un sistema de comunicación basado en una red WIFI creada a nivel local es totalmente válido. Sin embargo, suelen haber situaciones en las cuales existe una gran distancia entre el actuador y la ubicación del ordenador requiriéndose otro tipo de sistemas de comunicación como los protocolos NarrowBand o incluso soluciones cableadas que permiten la interacción en zonas remotas.

Las estrategias de gestión de demanda en el Nivel 1 son muy recomendables para aquellos usuarios que disponen de sistemas de producción de energía eléctrica en régimen de autoconsumo. En estos casos, el algoritmo de gestión debe añadir entre sus variables predicciones energéticas de eólica y/o fotovoltaica e incluso estas señales serían mucho más importantes que los precios del mercado eléctrico. Dichas predicciones de generación se podrían ofrecer de manera centralizada por islas ya que sería difícil que todos los usuarios con autoconsumo ejecutaran sus propios modelos de predicción. Que cada usuario dispusiera de sus propios modelos sería lo deseable pero complicaría la gestión del sistema.



Ilustración 11 Integración de sistema de gestión de demanda para bombeo de agua a población (proyecto Tilos)

Si ya sea el operador de la red de distribución o el operador de la red de transporte pudieran comunicar las predicciones de la generación renovable al menos en términos de generación total por isla de eólica y fotovoltaica dicha señal podría servir para escalar la producción de la instalación de autoconsumo, determinando en qué horas es más probable que se esperen fluctuaciones en la generación renovable propiedad de los usuarios conectados a la red.

La integración mencionada no es compleja e incluso existen empresas que ya ofertan soluciones totalmente integradas de despliegue Plug&Play y, a petición del usuario, también sería viable la adaptación de las políticas de gestión de demanda.

Para finalizar se presenta una ilustración en la cual se muestra la arquitectura de control que fue propuesta en el proyecto H2020 Tilos en relación con la integración de la gestión de demanda a nivel de usuario. En general se distinguían entre cuatro capas de control. En la

primera capa se establecía la interfaz de usuario a partir de la cual el usuario podría interactuar. En la segunda capa se introducían todas las aplicaciones finales (actuación sobre el consumo), distinguiéndose entre aplicaciones de alarma, eventos, la medida y el control vinculado a la gestión de demanda. Toda esta información (datos recabados) se almacenaba en una base de datos que conectaba con la capa del sistema operativo la cual funciona como inteligencia del control (unidad de procesamiento de la información). Esta tercera capa se implementa en el ordenador de placa base reducida gestionando el control y el monitoreo. La cuarta capa define la conexión con niveles de control superiores en el ámbito de la microrred o el sistema eléctrico. Dicha comunicación se realizaba mediante un protocolo de comunicación asíncrono (AMQP) que asegura el envío del mensaje incluso si en un momento determinado el que envía y recibe el mensaje no se encuentran conectados. Mediante una API se brindaría acceso al operador del sistema siempre bajo la salvaguarda de una conexión seguirá protegida con una red interna de comunicación mediante VPN.

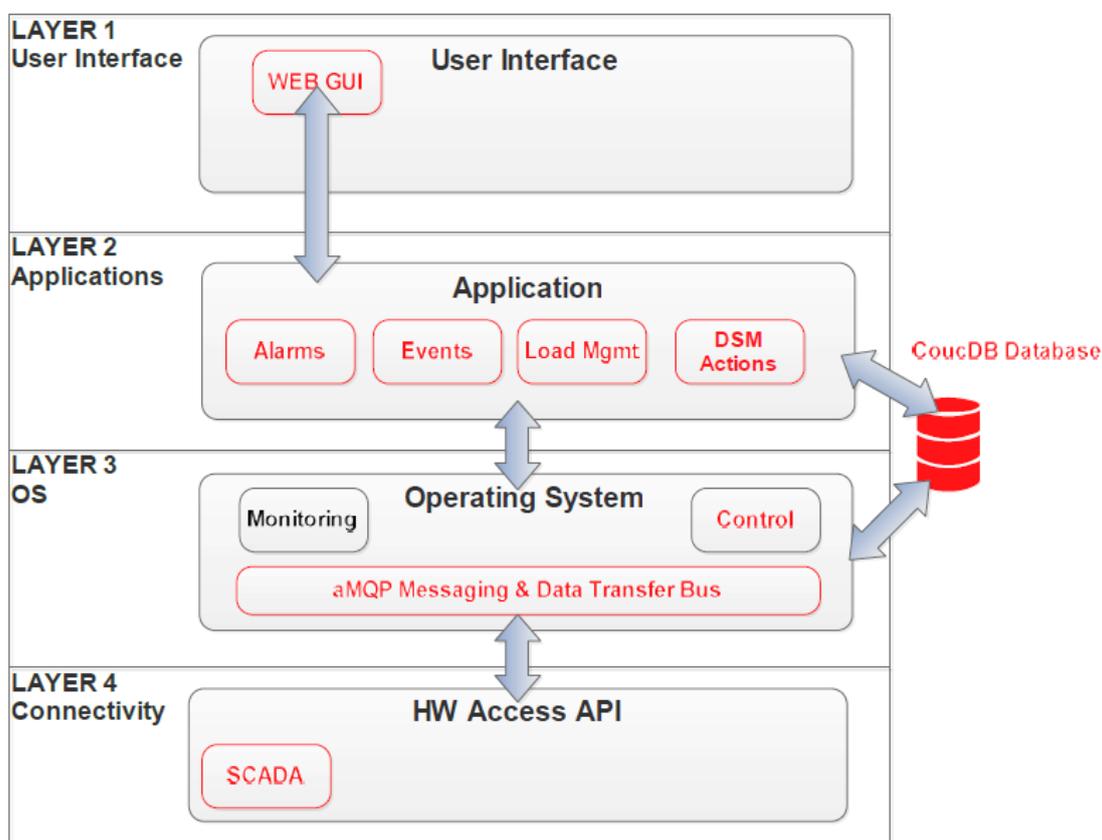


Ilustración 12 Arquitectura de control de la gestión de demanda implementada en el proyecto TILOS H2020

4.2.2. Nivel 2. Gestión a nivel de comunidad energética

Con el nuevo marco normativo y alineado con la Directiva Europea UE 2019/944, se está promoviendo la creación de comunidades energéticas como fórmula para incentivar la desagregación de la generación y la participación directa de los usuarios en el mercado de la energía. En este contexto, pueden existir usuarios que disponiendo o no de instalaciones en régimen de autoconsumo, estén bajo una comunidad energética la cual proporciona energía renovable comunitaria en base al mix energético específico de dicha organización. Este tipo de modelos es válido para cualquier tipo de consumidores, ya sea demandas residenciales, comerciales, industriales, públicas o del sector primario.

En los casos en los que existe una comunidad energética sería especialmente recomendable que se lleven a cabo actuaciones de gestión de demanda complementarias a las ya mencionadas en el Nivel 1. En esta capa de control implementada a nivel de comunidad el gestor de red sabe exactamente cuánta electricidad se está produciendo en la comunidad energética y la demanda agregada de todos los usuarios de la zona (e incluso por usuario), lo que permitiría realizar un control disgregado dentro de la comunidad energética.

Si la comunidad energética no dispusiera de sistemas de almacenamiento energético, la gestión de demanda sería la única forma de maximización de la penetración renovable y, en paralelo, de los beneficios económicos conseguidos con la instalación de generación renovable puesta en marcha. De la misma forma, si se dispusiera de sistemas de almacenamiento energético, la gestión de demanda ayudaría a organizar de una manera más adecuada los instantes en los que las baterías son cargadas y descargadas. El efecto sería semejante a cuando se aumenta la capacidad de almacenamiento de la batería, pero a un coste inferior.

Dado que el operador de la comunidad energética conocería la producción renovable local, podría mandar señales de las horas en las que existiría disponibilidad de generación renovable y, por tanto, de los momentos en los cuales el coste de la energía es mínimo, no siendo necesaria la compra de energía eléctrica de la red. Incluso por la compra de energía de la red es posible que dicha comunidad energética reciba un precio específico definido por la compra de energía al por mayor y no por los precios PVPC (expuestos en la ilustración anterior). Ambas señales deberían ser enviadas a los ordenadores de placa base reducida para que la lógica de control ejecute el algoritmo en función de estos inputs.

El control definido en el párrafo anterior es el mínimo que se requeriría para la operación de sistemas de gestión de demanda asociados a comunidades energéticas. No obstante, puede plantearse un nivel de actuación incluso más avanzado en la que el gestor de la comunidad energética sea capaz de actuar directamente en el deslastre de cargas o la puesta en marcha en caso de extrema necesidad. A modo de ejemplo, el gestor podría encontrarse ante el problema de un déficit de generación de 500 kW en la comunidad energética de manera transitoria y sea posible deslastrar demandas como el termo eléctrico o la carga del vehículo eléctrico en un horizonte temporal semejante a una reserva secundaria (15 – 30 minutos). Esa actuación no afectaría significativamente al usuario que apenas notaría el cambio pero ayudaría a enormemente en el control de la comunidad energética que podría incluir esta solución como servicio complementario de ajuste al sistema.

Este tipo de actuaciones se puso en pruebas en el marco del proyecto H2020 TILOS. En una microrred compuesta por un parque eólico de 800 kW, una planta fotovoltaica de 160 kWp y donde se contaba con una batería de 800 kW/2800 kWh de tecnología NaNiCl₂ para mantener el sistema eléctrico de una isla del mar Egeo cuya demanda es semejante a La Graciosa (valor medio de la demanda de 220 kW con puntas en el periodo Estival de hasta 800 kW) se probó un sistema de estas características actuando sobre líneas de los usuarios finales de energía y sistemas de bombeo de agua a población. En momentos de necesidad el sistema es capaz de actuar con microcortes ayudando a restablecer el balance del sistema. Este proyecto no es el único que ha demostrado este tipo de actuaciones en sistemas eléctricos insulares como los existentes en Canarias.

A nivel de usuario, el impacto sobre la factura eléctrica es directo y positivo. Este tipo de políticas de control incluso podrían incluso ayudar a reducir el término de potencia. Si existiera una red de distribución propia, ese término de potencia podría plantearse a nivel de comunidad, optimizando la factura del conjunto de los usuarios.

Las políticas mencionadas ayudarían a incrementar la eficiencia energética de la comunidad en su conjunto. Generalmente, este tipo de actuaciones tienen como aspecto positivo que el usuario es más consciente de la realidad del sistema energético, siendo partícipe y afectando sus decisiones al ahorro o aumento de su factura eléctrica en una solución que en todo caso reduciría el precio de la energía respecto al consumo directo desde la red.

El control a nivel de gestor de comunidad energética también tiene la ventaja de no sólo permitir la gestión de la potencia activa y, por tanto de la frecuencia, sino que además se puede asegurar por nudos del sistema que la potencia reactiva y, por tanto la tensión, se encuentra también ajustada. Este control de la tensión es importante para evitar apagones y mejorar la calidad del suministro asegurando que los dispositivos conectados a la red no se deterioran precipitadamente.

El control de la tensión puede variar en función de las cargas puestas en marcha pero también puede instalarse sistemas que ayudan a reducir el desfase como reactores o baterías de condensadores.

En definitiva, el segundo nivel de control ayuda a afinar la gestión llevada a cabo a nivel local por los usuarios. A los avances conseguidos por las estrategias de maximización impulsadas por el usuario, se sumaría una etapa de gestión más dirigida a conservar la calidad del suministro eléctrico y la estabilidad de red. Este control más avanzado tampoco revierte gran complejidad técnica. En este caso sí que sería recomendable que la predicción energética sea llevada a cabo de manera particular para la comunidad energética y que no se utilicen datos generales no adaptados a la realidad del emplazamiento.

A nivel operativo, bastaría con que se habilitara la posibilidad de que este módulo de gestión tuviera la potestad de mandar órdenes a los actuadores locales, por ejemplo mediante órdenes ON/OFF enviadas a los ordenadores de placa base reducida, priorizándose esa señal a la lógica de control interna del dispositivo. Esta comunicación se debería hacer a través de una conexión VPN (Red Privada Virtual) garantizando un túnel entre el ordenador central y la red de cada usuario de forma segura. Nuevamente, las órdenes de ON/OFF podrían ser enviadas con protocolos síncronos tales como MODBUS u OPC. En este nivel de control la ciberseguridad es un elemento clave. Debe evitarse toda intrusión externa de cualquier atacante sobre la comunidad energética y esto se controla con una correcta aplicación de FIREWALL (cortafuegos).

Lo comentado en el párrafo anterior demuestra que los mecanismos mencionados no son ciencia-ficción y se ha alcanzado un nivel de desarrollo suficiente como para que este tipo de sistemas sean instaurados en comunidades energéticas. Existen equipos formados en la implementación de esta medida no sólo a nivel Europeo sino incluso en Canarias, los cuales han dedicado años de investigación y desarrollo en este tipo de soluciones hasta alcanzar el nivel de comprensión existente en la actualidad. Naturalmente, todos estos conocimientos son

mejorables y seguirán apareciendo algoritmos de gestión, actuadores o protocolos de comunicación que mejoren los actualmente existentes. Sin embargo, en el estado de desarrollo actual ya es viable este tipo de implementaciones.

Quizás la mayor traba de esta solución es de carácter burocrática. Ya se ha reconocido desde la normativa española la necesidad de las comunidades energéticas. No obstante, no existe ningún reglamento en España que regule este tipo de comunidades como sí ocurre con el autoconsumo compartido con la aprobación del Real Decreto 244/2019. Una norma técnica relativa a comunidades energéticas es clave para garantizar la seguridad jurídica tanto desde el lado de la administración como desde la perspectiva del usuario, clarificando cuál debe ser el protocolo para la gestión de autorizaciones o incluso los límites de aceptabilidad de esta solución de generación distribuida. En cuanto se comiencen a instaurar las comunidades energéticas las soluciones de gestión de demanda avanzarán exponencialmente dado que esto posibilita un mayor beneficio para los comuneros. Además permite la optimización del funcionamiento de los sistemas de almacenamiento energético, lo que afecta positivamente a la conservación del estado de la batería y el incremento de su vida útil.

4.2.3. Nivel 3. Gestión a nivel de red de distribución y/o transporte de energía eléctrica

El control desarrollado en el Nivel 2 puede ser realizado a escala del sistema eléctrico en el Nivel 3 de gestión relativo a redes de distribución y transporte. En la actualidad, la empresa de distribución ya cuenta con sistemas para la medición de la demanda a través de contadores inteligentes comunicados a través de un sistema PLC. Además, se actúa directamente sobre el contador eléctrico para llevar a cabo controles de potencia contratada haciendo una gestión más eficiente del servicio que cuando los contadores utilizados eran analógicos. En un siguiente paso sería óptimo que puedan ofrecerse servicios por los cuales las comercializadoras pudieran aplicar políticas de gestión de demanda sobre los consumos de sus clientes a cambio de una reducción de su factura eléctrica proporcional al servicio ofrecido en momentos de necesidad.

En todo caso, el cliente tendría que mantener en todo momento su potestad para definir lo que para él supone una demanda crítica o no crítica. Un planteamiento ya propuesto en proyectos de investigación tales como ENERMAC y TILOS H2020 plantea el uso de una comunicación bidireccional. Así pues, el controlador de gestión de demanda del usuario (el ordenador de placa base reducida) manda al nivel superior (en este caso el Nivel 3) un número binario indicando con 0 si el dispositivo gestionable está parado o un 1 si por el contrario está encendido. En ese mismo mensaje también se comunica la potencia del dispositivo que controla. En el caso de que se requiera una actuación reduciendo la demanda de una zona determinada, el ordenador central del Nivel 3 evaluaría qué consumos gestionados que enviaron señal con binario 1 podrían actuar hasta cubrir el balanceo. Si en vez de un déficit existiera un exceso de generación, se actuaría en sentido contrario con los dispositivos que enviaron un 0. Las órdenes de actuación serían enviadas a los controladores de gestión de demanda del usuario que ejecutarían la orden. Este último paso es fundamental que se haga de esta forma ya que existen múltiples clases de enchufes inteligentes, cargadores de vehículos o elementos de actuación y comunicación diferentes y es preferible que el nivel 3 no

descienda a nivel de dispositivo de actuación sino que sólo descienda hasta el controlador central del edificio, siendo este último el que procede con la actuación.

Este nivel de control es comúnmente conocido como “control directo de la carga del consumidor” y está más bien orientado a la resolución de contingencias, la provisión de reservas de operación, la gestión de desvíos o la compensación de energía reactiva. Por ello es totalmente compatible con el control indirecto en base a señales de precios explicado en el nivel 1.

Esta capacidad de actuación dotaría al operador de la red de distribución y al operador de la red de transporte de un mayor margen de maniobra frente a eventos de desbalances tanto de potencia activa como reactiva, siendo un recurso muy valioso en un contexto en el que se aspira por la generación distribuida y el autoconsumo. Esta desagregación de la capacidad de gestión, si bien supone una mayor complejidad, tiene como aspecto positivo que permite actuar directamente o en cercanías de los nodos de red desequilibrados. De modo natural, existen posiciones dentro de la red eléctrica donde el nivel de desequilibrio es mayor e interesa que estas políticas sean preferentemente aplicadas en esas zonas. Si la remuneración por la aplicación de mecanismos de gestión de demanda fuera variable en función del tiempo en el que se actúa y la cantidad de energía deslastrada/aportada al sistema eléctrico, aquellos usuarios que se ubicaran próximos a zonas eléctricamente débiles tendría mayor interés en la instalación de sistemas de gestión de demanda asociados a sus consumos.

Desde el punto de vista económico, para la resolución de contingencias a través de la gestión de demanda el operador del sistema (a través de la comercializadora) pactaría el incentivo económico aplicable en función de la disponibilidad para interrumpir la demanda en función de la potencia y la frecuencia de dicha interrupción.

En lo que respecta al control indirecto a través de señales de precio, en la actualidad las tarifas eléctricas existentes hacen que de implementarse estrategias de gestión de demanda el efecto producido sería el aplanamiento de la curva de demanda situando mayor cantidad de energía en horas valle y reduciéndose las puntas. Esta solución sí puede ser considerada como la más eficiente en un contexto en el cual la generación eléctrica está centralizada y depende básicamente de la generación térmica convencional. No obstante, a medida que vaya incrementando la generación renovable, el planteamiento tiende a ser diferente e incluso puede darse el caso de que lo más adecuado sea consumir energía en horas punta si en esas horas existe un exceso de generación eléctrica. El ejemplo perfecto es el periodo comprendido entre las 12:00 y las 14:00 donde se produce un aumento de la demanda media en el sistema eléctrico pero además coincide con la hora en la cual la generación fotovoltaica es máxima.

De acuerdo con lo anterior, lo recomendable es que los sistemas de gestión que sean puestos en marcha sean capaces de adaptarse de manera dinámica (gestión activa de la demanda) para que en caso de enviarse señales de precio distintas a las que normalmente son enviadas, se opte siempre por la mejor solución en vez de mantener la misma política fijada por horas.

A nivel técnico, los sistemas de gestión de demanda basados en el control de señales de precios exigen un grado de desarrollo tecnológico inferior al control de carga directa de carga del consumidor dado que no necesariamente se requeriría de un control remoto sino que el

usuario sólo recibe una señal de precio y por condiciones de mercado tendría incentivo económico al cambio. Este control de señales de precio también puede ser aplicado a tiempo real pudiendo obtener una respuesta semejante a la que se obtiene con el control directo de cargas del usuario. Para ello se han propuesto tres soluciones técnicas básicas:

- **Esquema Real Time Pricing (RTP):** Método tarifario que representa la variación a tiempo real de los precios de la energía y donde las señales de precios pueden ser modificadas con bajo tiempo de antelación.
- **Esquema de tarificación por bloques o Time of Use (ToU):** Este sistema es parecido al modo de proceder actual con valores fijos por horas pero de una manera más dinámica pudiendo ser el perfil diferente por día. Naturalmente, la frecuencia es baja y las notificaciones se realizar con mucha antelación.
- **Esquema Critical Peak Pricing (CPP):** Esta solución propone un aumento del precio en los instantes en los que el desbalanceo es alto y hay que actuar bajando la demanda. Sin embargo, no se considera una respuesta efectiva dado que penaliza al consumidor cuando el criterio adecuado debería ser premiar al que instale sistemas de gestión de demanda.

La actuación por precios sin gestión directa de carga por parte del operador técnicamente es más sencilla para los gestores de red que sólo deben enviar una señal de precio pero presenta el problema de que es difícil de predecir cuál es la respuesta final de los clientes. Puede darse el caso que a pesar de la señal de precio nadie responda al cambio o incluso que la respuesta tenga mucho éxito y se produzca un desbalanceo en el otro sentido.

Para el caso concreto de Canarias se considera que un mecanismo eficiente sería la propuesta anteriormente comentada en la cual **el usuario disponga de un controlador central que gestione sus demandas y, a su vez, el operador reciba información de las demandas gestionables (binarios indicando estado del dispositivo y potencia disponible) en cada momento, pudiendo mandar señales de actuación en caso de necesidad aunque el control se realice directamente desde el ordenador de placa base reducida.** Es una solución que combina las bondades del control indirecto mediante señales de precio y el control directo remoto de las cargas del consumidor.

En **etapas iniciales de despliegue de esta tecnología interesa que el foco se centre en grandes consumidores dispuestos a realizar un control activo de la demanda pero de una manera mucho más dinámica que la propuesta en los actuales contratos de interrumpibilidad**, donde las actuaciones sólo son para el deslastre de demandas de potencia en bloques comprendidos entre 5 y 10 MW. Estas actuaciones definidas en los contratos de interrumpibilidad se ejecutan en casos de contingencia, pero la realidad es que teniendo en cuenta esa demanda, en raras ocasiones se realizan estos procedimientos. Para una gestión de demanda realista, interesa que los bloques de gestión sean de menor potencia (aspecto especialmente significativo en Canarias donde esos bloques son casi de la magnitud de la demanda en islas como La Gomera o El Hierro) y que las demandas sean realmente no críticas, otorgando a los operadores de una mayor capacidad de respuesta.

Los grandes consumidores motivarían que se avanzara en la estrategia de interoperabilidad dado que el resultado obtenido sería proporcional al esfuerzo técnico en su desarrollo. Este tipo de servicios podría ser ofrecidos por empresas especializadas que desplegarían los sistemas de control y actuación vinculando la gestión de demanda a los actuales precios de la energía. Un ejemplo sencillo son los sistemas de gestión de demanda vinculados con los sistemas de bombeo de agua a población. Estos bombeos entre depósitos intermedios pueden ser realizados preferentemente en horas en las cuales el precio de la energía sea menor. A medida que vaya modificándose el perfil de precios de la demanda para aprovechar más la generación renovable los bombeos se activarían automáticamente de manera preferente en las horas más adecuadas para ello (cuando el coste de casación del mercado sea menor). De acuerdo con lo comentado, existen dos aspectos críticos:

- **Definición de señales de precios coherentes con la realidad del sistema.** Para que la gestión de demanda tenga recorrido en Canarias y realmente ayude a integrar energías renovables, es obligatorio que las señales de precio aportadas al cliente estén totalmente alineadas con los costes del sistema (al menos el perfil).

No se puede considerar efectiva la gestión de demanda en las islas si los precios de la energía en los que se basa la respuesta siguen el perfil de la península. En Canarias existen 6 sistemas eléctricos diferentes en tamaño y características y tanto el mix energético como el recurso renovable disponible es totalmente distinto del resto de sistemas eléctricos españoles.

Por todo ello, **aunque los precios medios deban ser coherentes con el mercado de la electricidad nacional, el perfil horario podría responder a la realidad de cada sistema con lo que se solucionaría el problema.**

- **Iniciativa privada.** Además se requiere de iniciativa privada para que se instalen sistemas de gestión demanda vinculada a los consumos de estos usuarios y estén dispuestos a participar de forma activa en el mercado. Para conseguir este objetivo, una vez configuradas las señales de precio, el fomento de estas políticas se conseguiría con divulgación.

A través de la exposición de casos prácticos en los que se demuestre el interés económico de la participación con mecanismos de gestión de demanda, se conseguirá aumentar significativamente el interés de la ciudadanía en general. Esta información debería publicarse por targets de mercado comenzando por grandes consumidores y bajando hasta la situación de los consumidores residenciales. Simplemente, con el ahorro que se conseguiría, el cliente estaría dispuesto a participar en el mercado, siendo una política semejante a la que actualmente se desarrolla con cada vez más éxito en relación con el autoconsumo.

El objetivo último es que una gestión activa de la demanda brinde la capacidad al sistema de aportar servicios complementarios que a su vez ayuden a integrar un mayor volumen de generación renovable intermitente reduciendo a su vez las necesidades de capacidad de generación térmica de respaldo y favoreciendo el cumplimiento de los objetivos de la política energética promovida desde la Unión Europea, España y Canarias.

Asimismo, la flexibilización de la demanda obtenida con este mecanismo hará a largo plazo mitigar el poder del mercado eléctrico puesto que los consumidores serían capaces de reaccionar situando sus consumos en horas donde la tarifa eléctrica es baja frente a periodos con precios elevados.

4.3. Redes inteligentes

Para la puesta en marcha a gran escala de sistemas de gestión de demanda como solución de integración renovable en redes eléctricas insulares, es imprescindible que se avance en el concepto de red inteligente. Como ya ha sido descrito en el apartado anterior, se necesita un avance en redes de comunicación que faciliten la interoperabilidad entre clientes y operadores, dado que los clientes mantienen la potestad de decidir la energía que consumen y en qué momento conforme a un contrato de suministro y los gestores de red conocen el estado del sistema eléctrico así como las necesidades en cuanto a servicios que deben ser proveídos en cada instante para asegurar el balanceo del sistema. Dicha comunicación puede ser realizada con métodos indirectos con la fijación de un precio, solución en la que el operador no necesariamente debe tener control de la instalación del consumidor, o a través de soluciones de control directa donde sí habría actuación por parte de los gestores de red pero para lo cual se requiere una evolución de mayor importancia.

Se entiende como red inteligente a un sistema informático que permite el control y la optimización de la generación y la demanda de manera activa a efectos de lograr un sistema sostenible desde las perspectivas técnica, económica y ambiental, siendo además fiable y automatizado en la medida de lo posible. En las redes inteligentes el sistema eléctrico debe responder a la demanda y equilibrar el consumo eléctrico con la generación así como también integrar otros eslabones como los que supone el almacenamiento energético y el vehículo eléctrico.

Para llevar a cabo los niveles de control 1, 2 y 3 mencionados en el apartado 4.2 se requiere de lo que actualmente se denomina como Advanced Metering Infrastructure (AMI). En un sistema AMI la red estaría preparada para la toma de datos y la actuación a tiempo real, proporcionando un control remoto y una gestión inteligente de las cargas que fueran entendidas como no críticas tanto por el usuario como por el gestor del sistema. En una red AMI existe a nivel de comunicación tres partes fundamentales:

- Home Area Network (HAN).
- Neighbourhood Area Network (NAN).
- Wide Area Network (WAN).

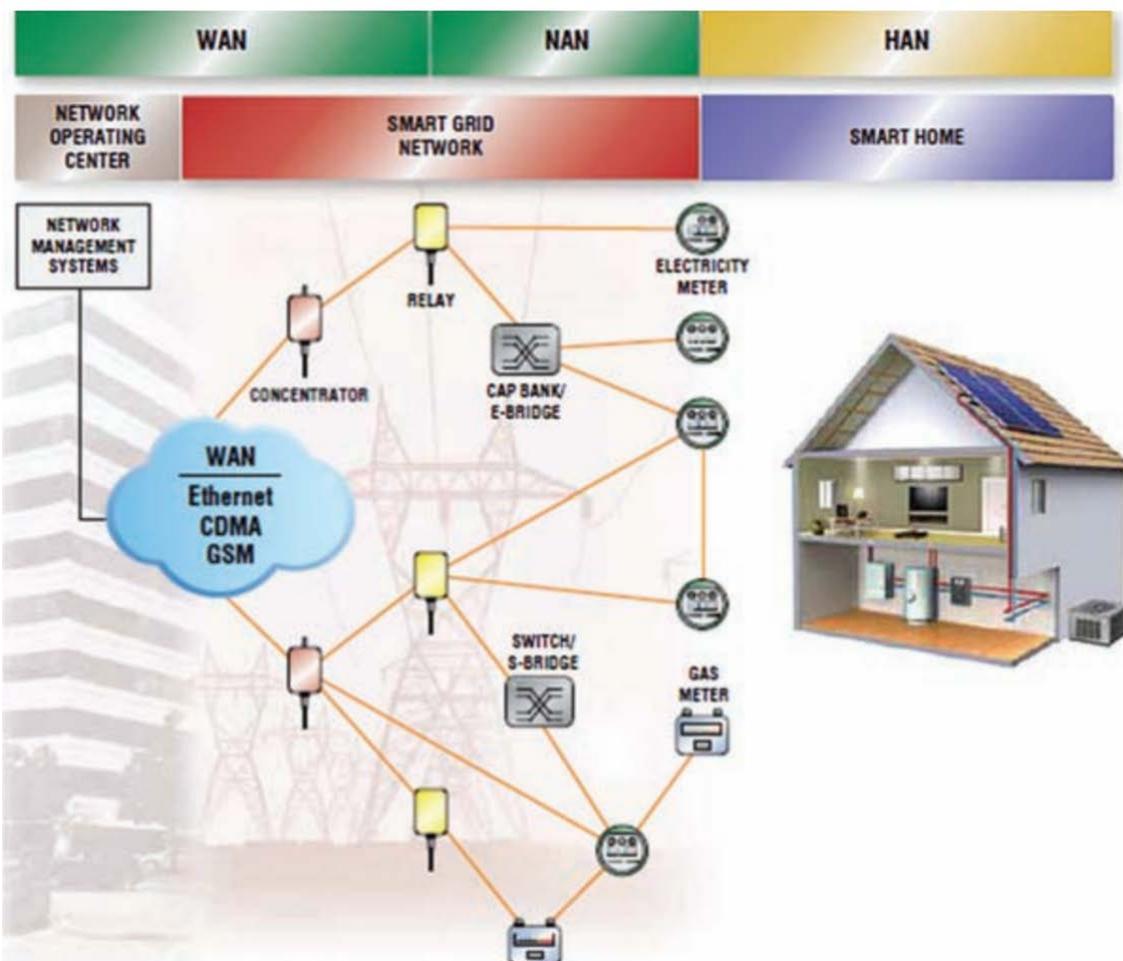


Ilustración 13 Advanced Metering Infrastructure (AMI). Fuente: Maxin Innovation Delivered

4.3.1. Capa de comunicación 1. Home Area Network (HAN)

Hace referencia a la red creada dentro de los dominios del cliente en lo que para el apartado anterior se conocía como nivel de control 1.

Poniendo como ejemplo el control que podría ser desarrollado en un hogar, existiría una serie de cargas gestionables entre las que destaca el termo eléctrico, sistemas de aires acondicionados, lavadora, secadora y nuevos consumos como los que supone el vehículo eléctrico.

En general, los modelos más avanzados de los aparatos mencionados en el párrafo anterior pueden estar provistos de la capacidad de parada y arranque remota sin tener que hacer ninguna adaptación. De la misma forma, los aparatos que no dispongan de esta opción, pueden conectarse a la red a través de un enchufe inteligente con orden ON/OFF remota. Además de servir de actuador, es muy recomendable que estos sistemas sean capaces de realizar lecturas a tiempo real. Por todo ello, necesariamente todas las demandas gestionables deben disponer de la capacidad de medida y control y para ello se requiere o que el aparato comprado ya disponga de esa característica o simplemente instalar enchufes inteligentes con un precio que ronda los 15-30€ estando ya disponible en cualquier área comercial de Canarias.

Además de disponer de enchufes inteligentes el edificio debe contar con una red WiFi a través de la cual los actuadores mencionados pudieran comunicarse con el controlador principal. En

este sentido, una elevada parte de los hogares de Canarias cuentan con internet instalándose siempre un router WiFi que permite la conexión inalámbrica de los clientes. Normalmente estos router WiFi tienen un alcance de aproximadamente unos 15 metros.

En los casos en los cuales no sea posible la conexión vía WiFi porque la red creada por el router no alcanza el enchufe inteligente instalado, se puede optar por instalar un repetidor WiFi o un PLC. El repetidor WiFi simplemente es capaz de tomar la red desde un extremo de la zona de conexión y ampliar la señal creando una réplica de la red principal. En el caso del PLC la señal de internet es forzada a pasar por los cables eléctricos de la casa hasta un punto deseado donde se instala otro dispositivo que replica la red principal. Ambas opciones son ampliamente conocidas y útiles requiriéndose de una inversión que va desde los 45 – 90 € también siendo fácilmente accesible por cualquier persona.

La comunicación de los actuadores es realizada con un controlador principal en el cual se instala un sistema de gestión energética o Energy Management System (EMS) y una base de datos. En la base de datos local se almacena la información recabada de los dispositivos de actuación e incluso del estado de funcionamiento de los actuadores. Esa información se procesa con el EMS el cual actúa a modo de cerebro definiendo en qué momentos es más adecuado poner en marcha o parar el dispositivo.

Estos sistemas también suelen llevar aparejados algunas funcionalidades extra como una interfaz de usuario en la cual se presentan las medidas y el estado de funcionamiento de los aparatos conectados al sistema. Esa información puede ser accesible tanto a nivel local como remoto (según sus preferencias) por el usuario siendo incluso posible ordenar la parada o arranque manual de los dispositivos desde la pantalla táctil principal. En estos sistemas se podría incluso enviar y visualizar las señales de precios acompañados con el perfil de consumo del cliente a través de displays. Este tipo de utilidades que en principio son extras no necesarios para la gestión ejercen un importante papel en la involucración del usuario sobre el mercado energético, generando mayor responsabilidad por parte del cliente y fomentando la eficiencia energética.

En consumos más elevados como los que supone los sistemas de bombeo o gestión de demanda vinculada al ámbito industrial, los equipos a instalar suelen ser diseñados a medida dado que el nivel de estandarización ciertamente no puede ser como el que se consigue para usuarios domésticos. No obstante, es un control sencillo que puede ser realizado a través de contactores los cuales son a su vez accionados con un PLC donde se configura una política de gestión. Estos sistemas son de uso cotidiano y en Canarias existen múltiples empresas especializadas en automatización de procesos que podrían sin mucho esfuerzo llevar a cabo una programación acorde con los requerimientos que se exigen para la gestión de demanda (monitorización y control de arranque ya sea en orden ON/OFF o carga parcial).

En definitiva, en las redes HAN el control se encapsula al propio edificio en el cual se configura la red domótica. En esta parte de la red inteligente se requiere de un sistema de comunicación estándar habiéndose asumido en el ejemplo anterior que se opta por una red WiFi. Aunque en principio se puede pensar que la red WiFi es la mejor opción porque prácticamente se puede encontrar en cualquier edificio de Canarias y además ya se usa para el acceso a internet e incluso para conexión telefónica, existen otras opciones como las que se citan a continuación:

Zigbee.

Es un sistema de comunicación inalámbrica de bajo consumo utilizada para la radiodifusión digital en el ámbito de la domótica. Está basada en el estándar IEEE 802.15.4 de redes inalámbricas de área personal (Wireless personal Area Network – WPAN).

Una de las grandes ventajas de esta red de comunicación es su seguridad debido a la forma en la cual se envía los paquetes de datos la cual usa la banda ISM a lo que se suma su bajo consumo puesto que la tasa de envío de datos no tiene por qué ser elevada. Estas razones han convertido a este sistema de comunicación en una de las principales referencia en el campo de la domótica.

En este sistema de comunicación, muy parecido a la topología de una red WiFi, se requiere de un coordinador Zigbee el cual controla la red al completo y define los enlaces que deben llevarse a cabo en el edificio controlado. Existe sólo un coordinador por red creada. De la misma forma se instalan router/es Zigbee que definen las pasarelas de comunicación entre los distintos dispositivos existentes en la topología. El alcance de cada router puede alcanzar los 20 metros y para llegar a distancias superiores basta con añadir otros router que repiten la señal. El enrutador también suele facilitar una pasarela de conexión con un código de usuario para el envío de órdenes de actuación y también el acceso a datos. Por último se necesitan de dispositivos finales los cuales se comunican con el coordinador o enrutador (según proceda) pero nunca con otros dispositivos finales. Prácticamente la totalidad de los dispositivos demóticos como enchufes inteligentes existentes en la actualidad son compatibles con este protocolo.



Ilustración 14 Ejemplo de red Zigbee. Fuente: Homey.

Generalmente usa una red mallada. Esta red mallada hace que en vez de sólo permitir el envío de información al receptor, se repiten las señales que reciben y reenvían al resto de dispositivos que se pudieran localizar dentro del alcance. Por ello, a diferencia de lo que ocurre en una red WiFi, si se parara el router (algo que suele suceder con frecuencia) el sistema se

autorecuperaría porque la señal se envía a otros routers ubicados en la zona cerrando la brecha.

Dado sus características, estos sistemas pueden costar entre un 30-50% inferior a otros sistemas de comunicación tales como la red WiFi o Z-Wave. A diferencia del Z-Wave, el protocolo Zigbee es abierto lo que ha permitido alcanzar una mayor cuota de mercado.

Z-Wave.

También es un protocolo de comunicación inalámbrico de bajo consumo con red mallada semejante a Zigbee pero a diferencia de la anterior éste no es de código abierto. La gran ventaja de esta solución es su alcance. Si bien en las redes Zigbee el alcance está sobre los 20 metros, en las redes Z-Wave se pueden locales alcances de hasta 100 metros en la serie 700. En una red Z-Wave se puede alcanzar hasta 232 puntos de conexión frente a los 65.000 dispositivos del Zigbee.

Hasta la actualidad existe aproximadamente 2.500 dispositivos que utilizan sistemas de comunicación Zigbee mientras que aproximadamente 2.400 dispositivos usan Z-Wave. Existen incluso dispositivos que son capaces de alternar entre ambos sistemas de comunicación, por lo cual se puede decir que ambos protocolos se han estandarizado con éxito en el ámbito de la domótica.

Bluetooth.

A diferencia de las anteriores, en las redes Bluetooth – también catalogadas como redes de tipo WPAN – es posible la transmisión de voz y datos entre dispositivos mediante conexión por radiofrecuencia en la banda ISM (2,4 GHz).

En las redes Bluetooth el alcance puede ser distinto en base a la potencia máxima permitida de cada dispositivo. Los más conocidos son los de Clase 2 donde con una potencia de 2,5 mW el alcance se sitúa entre 5-10 metros. Sin embargo en la Clase 1 se emite a una potencia de 100 mW y se puede alcanzar los 100 metros.

En estos sistemas se distinguen entre dos dispositivos. Un dispositivo de radio que modula y transmite la señal y un controlador digital que dispone de una CPU, un Link controller (procesado de la señal digital) y una interface con el dispositivo anfitrión (ordenador).

Este sistema de comunicación puede incorporar distintos protocolos ampliamente conocidos como protocolos punto a punto (protocolo estándar de internet para el envío de información por IP) o TCP/IP.

Su capacidad para la transmisión de información de voz y datos la ha convertido en referencia para la comunicación móvil a bajo alcance. Sin embargo, para sistemas domóticos sólo se usa para tareas como la vinculación de dispositivos finales con móviles.

LoRaWAN.

Es una red de baja potencia y área amplia para dispositivos de bajo consumo que operan en redes de alcance local. En este caso la red tiene forma de estrella y por tanto cuenta con una

serie de dispositivos finales que se conectan a una puerta de enlace y dicha puerta de enlace se conecta a su vez con un servidor central.

La única ventaja de esta solución es que topológicamente es muy sencilla, pero presenta el problema de que la pérdida de la puerta de enlace supone la desincronización de los dispositivos instalados.

Todos los sistemas de comunicación mencionados encajan en la definición de internet de las cosas (Internet of Things – IoT), posibilitándose la conexión bidireccional para la toma de datos y la actuación de forma segura, a largo alcance, con bajas velocidades de datos y frecuencias de transmisión y, por tanto, con bajos consumos energéticos.

Por todo ello, se demuestra que en la actualidad existen múltiples opciones para facilitar la creación de una red inteligente en el interior del edificio. La recomendación generalmente suele ser el uso de una red WiFi o Bluetooth en los casos en los cuales se instalan menos de 10 dispositivos. A partir de este límite lo recomendable es usar redes especializadas de bajo consumo y configuración mallada como las redes Zigbee o Z-Wave. Lo normal es usar Zigbee cuando se van a instalar muchos dispositivos finales y la distancia entre los dispositivos es corta. Cuando la conexión se realiza entre dispositivos que se encuentren más lejanos es preferible optar por Z-Wave.

En la actualidad existen algunas empresas especialistas que ofrecen paquetes a medida que incluyen los dispositivos finales, el router y el controlador principal del sistema ya configurado para su uso. No obstante, estos dispositivos suelen ser ciertamente rígidos a la hora de plantear nuevos modos de operación y en raras ocasiones son capaces de por sí mismos tomar señales externas de precios del mercado. Las soluciones programadas que son ofertadas a día de hoy son simplemente para el monitoreo centralizado de los aparatos donde se instalan los dispositivos finales proyectándose en una interfaz web los consumos del edificio. Desde esta interfaz puede ser también programado de manera manual la hora de arranque o parada de equipos incluso de manera remota, pero no suele plantear ningún algoritmo de gestión inteligente de cargas. Es importante también hacer constar que la amplia mayoría de las soluciones ofertadas proponen que los datos sean almacenados en una nube propiedad de la empresa fabricante y pocos son los dispositivos en los cuales se puede deshabilitar esta opción.

La solución más segura, asequible y recomendable es la adquisición de dispositivos finales con capacidad para emitir datos por red usando protocolos estándar generalmente síncronos como Modbus TCP. Dentro de una red local los datos se comunicarían con un controlador donde se programaría la solución de gestión energética. Esto podría ser realizado por cualquier empresa especializada en electrónica industrial y domótica de Canarias activando controles de seguridad y Firewalls que eviten el acceso exterior no autorizado.

4.3.2. Capa de comunicación 2. Neighbourhood Area Network (NAN)

En la capa de comunicación NAN la red se extiende fuera de los dominios del edificio pudiéndose enviar señales y recabar datos de un conjunto de edificio ubicados en una región bien definida. A efectos prácticos puede ser entendido como un concentrador de datos en el ámbito de una comunidad energética. Nuevamente, es un aspecto importante el método de

comunicación empleado para la transmisión de la información, existiendo distintas alternativas tecnológicas adecuadas para este fin.

Comunicación PLC.

La comunicación PLC (Power Line Communications) propone el uso de redes eléctricas como hilos para la transmisión de información digital de alta frecuencia. La señal se emite a frecuencias comprendidas entre 1,6 y 30 MHz y, por tanto, en condiciones normales no interaccionaría con la señal de la red eléctrica a 50 Hz. No obstante, es importante mencionar que la red eléctrica es un mal sistema de comunicación dado que en algunos casos los arranques y paradas de aparatos eléctricos pueden provocar desviaciones que generan ruido, afectando a la transmisión de la señal. Para solucionar estos problemas es necesario llevar a cabo procesos de modulación que alteran la forma de onda a través de un modulador de amplitud (ASK), un modulador de frecuencia (FSK) o un modulador de fase (PSK) como técnicas más conocidas.

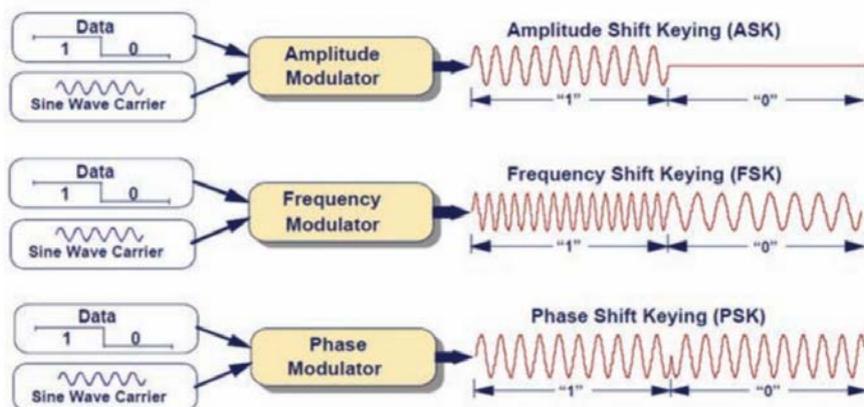


Ilustración 15 Tipos de moduladores de señal utilizadas para comunicación PLC

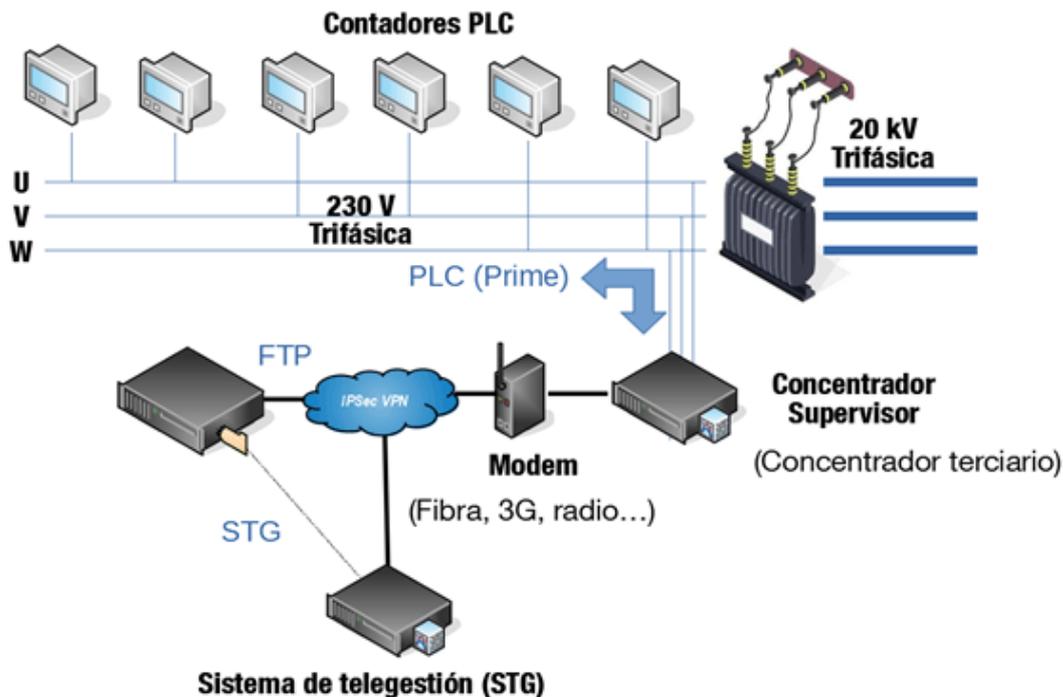


Ilustración 16 Estructura del sistema de telegestión empleado en España. Fuente: Tarlogic

Además del canal de comunicación (PLC) es importante definir el protocolo de comunicación. Según informe publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a 6 de Octubre de 2016, los protocolos de comunicación utilizados en España han sido el protocolo Meters & More (M&M) desarrollado por ENEL para la red de distribución de Endesa y E-On y el protocolo PRIME desarrollado por una alianza de empresas distribuidoras entre las que se encuentran Iberdrola, Unión Fenosa, ASEME y CIDE. En el caso de Canarias, teniendo en cuenta que la totalidad de la red de distribución es gestionada por Endesa, el protocolo de comunicación usado es M&M.

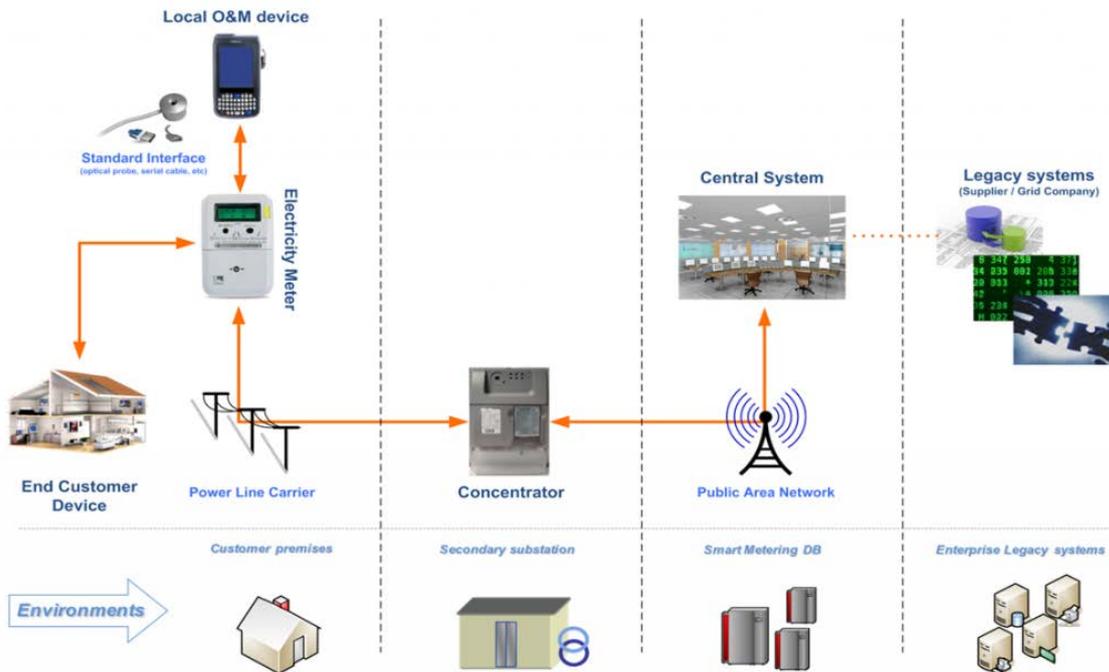


Ilustración 17 Componentes de red AMI e interfaces según Meters & More (M&M)

En el caso concreto del protocolo M&M la modulación empleada es la BPSK (PSK Binario) estando dicho protocolo basado en el estándar IEC 61334-4-32 para la comunicación de datos. Está compuesto por tres capas físicas de comunicación, PLC, OP (Optical Port) e IP (sobre la red pública). En general, las capas PLC y OP comparten el mismo enlace de conexión como se representa en la Ilustración 18. De la misma forma, todas las capas de comunicación comparten las mismas aplicaciones de control.

El protocolo M&M estructura la información en tablas, pudiéndose guardar hasta 256 tablas que podrían ser leídas, escritas o reseteadas por cada fila de cada tabla configurada. El protocolo exige de un comando en el que se especifica la acción que quiere ser acometida así como la tabla y la fila que pretende ser atacada en cada caso. Además de la versión original existe una alternativa interoperable que puede convertir el mensaje el otro gran estándar existente, COSEM/DLMS, permitiendo que existan usuarios de la red eléctrica que no necesariamente operen con el mismo tipo de medidores.

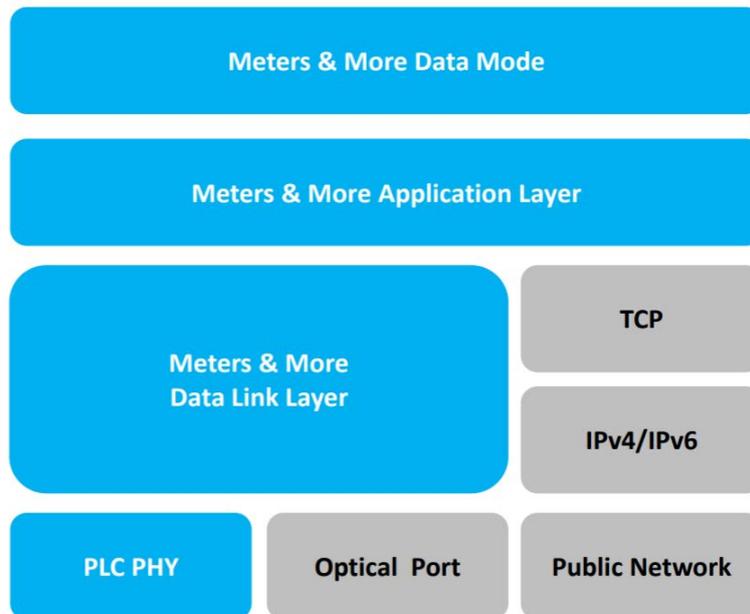


Ilustración 18 Protocolo M&M. Capas físicas de control. Versión original

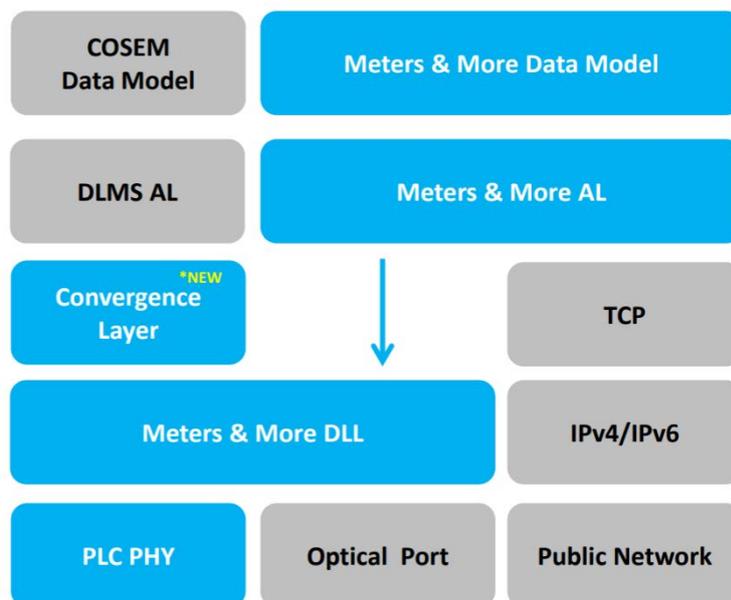


Ilustración 19 Protocolo M&M. Capas físicas de control. Versión interoperable.

Aunque inicialmente este protocolo fue planteado para la medida (METERS...) posteriormente fue ampliado para alcanzar un mayor valor añadido (...&MORE) tratando de alcanzar mercados como los que suponen la comunicación bidireccional a tiempo real entre el usuario y el operador del sistema, concepto que emana de las redes inteligentes. Para ello, los desarrolladores del protocolo de comunicación original proponen el uso de un Gateway el cual sirve de pasarela o interface entre los dispositivos instalados en el edificio y el contador inteligente. Este procedimiento se ejemplifica en la siguiente ilustración.

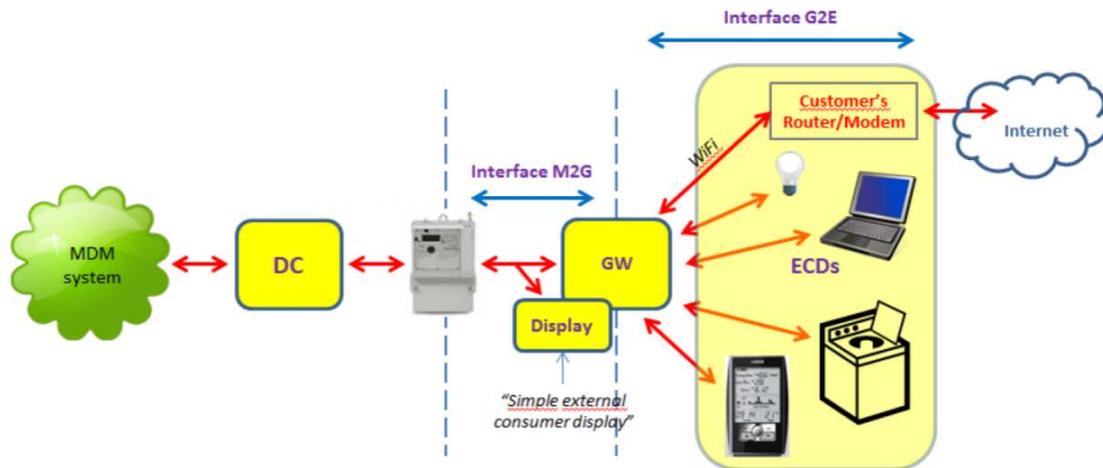


Ilustración 20 Esquema de uso de contador inteligente como enlace Cliente - Distribuidora.

La mayor parte de los dispositivos de actuación que actualmente se instalan en usos finales de la energía como los que existen en el sector residencial se comunican con el controlador de la vivienda a través de red WiFi por las razones expuestas en el apartado 4.3.1. El Gateway hace posible el cambio de canal y protocolo de comunicación, pasándose de una red WiFi a PLC como se representaba en la imagen anterior. Dicho Gateway marca la frontera aguas abajo de este dispositivo con la interface Gateway To End-consumer (G2E) y aguas arriba con el contador a partir de la interface Meter To Gateway (M2G). En la interface G2E el protocolo puede ser distinto, desde sistemas síncronos como Modbus a asíncronos tales como MQTT, Openwire o AMQP.

Este planteamiento podría ser una solución robusta y de interés dado que desde el contador eléctrico inteligente hasta el nivel de distribución la conexión ya ha sido establecida y el protocolo M&M permitiría el envío de Set-Points sin mucho problema. Sólo se requeriría de un Gateway que interpretara las señales recabadas en la instalación del usuario para definir qué consumos podrían ser activados o desactivados en cada momento conforme a las bases expuestas en el apartado anterior. En la actualidad sólo la empresa Meters & More Open Technologies son capaces de fabricar lo que han llamado como Meter & More Gateways. No obstante, no hay dudas de que si esta solución tecnológica acabara prosperando, serían múltiples empresas las que podrían ofrecer este tipo de soluciones de interface entre sistemas de comunicación sin prácticamente ningún problema.

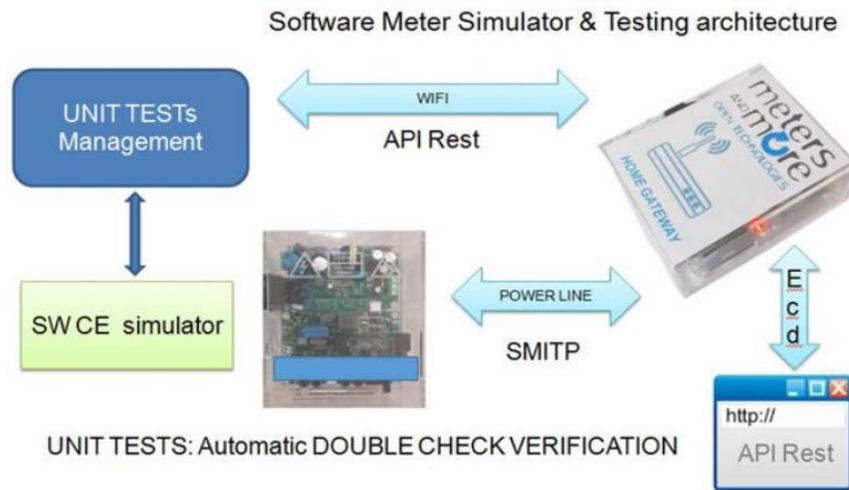


Ilustración 21 Esquema de la estructura de M&M Gateway

Narrowband.

La solución PLC puede ser una buena alternativa dado que permite el uso de infraestructuras ya disponibles para hacer posible la comunicación entre el usuario final de la energía y una red de distribución. No obstante, el planteamiento se ha centrado desde el inicio más bien en la monitorización y por ello hasta la fecha no existen productos comerciales ofertados de gestión de demanda vinculada a estos contadores.

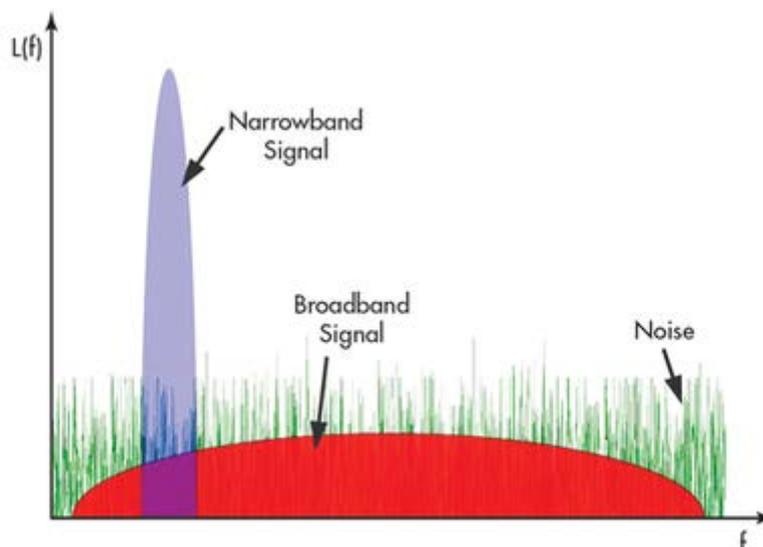


Ilustración 22 Impacto del ruido en la señal enviada por canales de banda ancha y estrecha

De acuerdo con lo anterior, a nivel de la capa de comunicación NAN, puede que siga siendo preferible utilizar una red basada en transmisión de radio a sistemas PLC dado que sus ventajas técnicas han propiciado que se haya producido un importante avance de esta tecnología en los últimos años frente a otras opciones tecnológicas.

A diferencia de una red de banda ancha, las transmisiones en banda estrecha usan un canal distinto al que actualmente es usado para la conexión de internet lo que hace posible que existan menores ruidos e interferencias, siendo una solución más sensible y con mayor rango. Para conexiones Narrowband se utiliza un canal de menos de 25 kHz en el cual se trasmite con

ondas simples lo cual también lleva aparejado un menor costo energético que tiene un impacto directo en el tiempo de vida de las baterías de los sistemas. Al utilizarse una frecuencia más baja, la longitud de la onda es mayor mejorando la propagación incluso la penetración en obstáculos, lo que tiene un impacto directo y positivo en el aumento de la cobertura respecto a redes tradicionales.

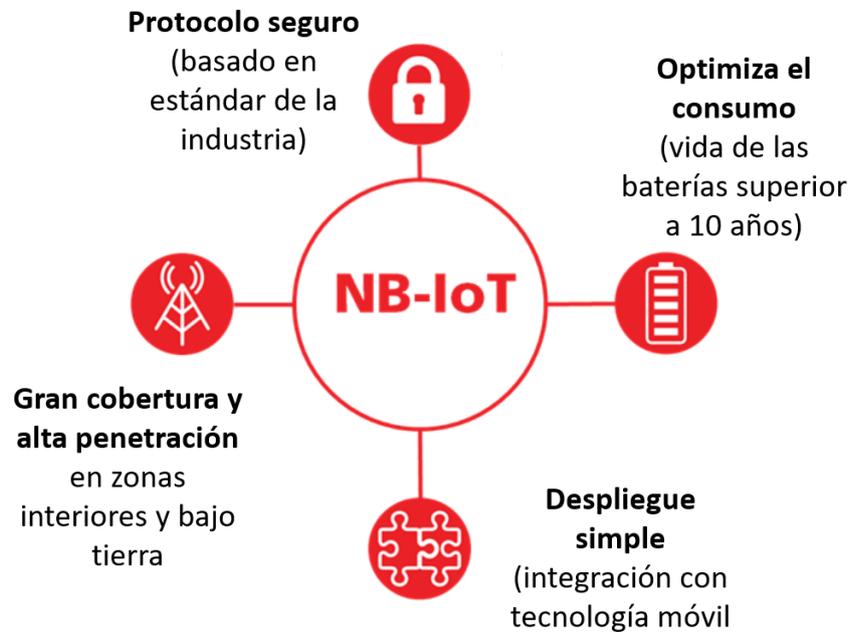


Ilustración 23 Características básicas de las redes Narrowband NB-IoT

Por otra parte, este tipo de conexión tiene tasas de bit más bajas y ofrecen mejores enlaces dado que no se necesita del uso de un Gateway para habilitar la conexión, lo que facilita la integración de nuevos dispositivos en la red. Este sistema de comunicación puede ser soportado sobre una red 3GPP dando cobertura de hasta 15 km en entornos abiertos y de hasta 2 km en entornos cerrados siendo especialmente recomendable para aquellos casos en los cuales se transmiten unos pocos bits cada varios minutos.

Los dispositivos compatibles con Narrowband suelen permanecer desconectados de la red hasta el momento en el que debe transmitir el dato. Antes de mandar la información establece la conexión y posteriormente se desconecta tras recibir señal de que la información ha sido entregada correctamente.

Las Narrowband permiten crear redes de hasta 10.000 conexiones NB-IoT. No obstante, suelen presentar latencias de hasta 20 segundos lo que no las hace recomendables para aplicaciones de control primario.

Esta solución está especialmente desarrollada para la instalación de dispositivos en ciudades inteligentes, entornos industriales, residenciales o incluso explotaciones agrícolas donde además se puede operar de una manera robusta en regiones remotas exigentes gracias a su gran alcance así como otros beneficios entre los que destacan los largos ciclos de vida útil de los dispositivos o el bajo coste en el despliegue de sensores de manera masiva.

Desde el punto de vista de la seguridad, lo normal es establecer una conexión de red virtual privada (VPN) entre emisor y receptor del mensaje gestionando conexiones encriptadas para proteger los datos mientras que atraviesan la red para llegar a servidores de la empresa.

El ecosistema Narrowband suele estar compuesto por un router en el cual se instala una tarjeta SIM de cobertura 2G/3G/4G. Este router crea la red Narrowband sobre la que se conectan todos los dispositivos existentes como si de una red WiFi se tratara. Esta red permite la comunicación entre dispositivos tomando como base la IP de cada elemento. Así, el controlador debería apuntar a la IP del dispositivo final deseado para interactuar con él, ya sea sólo para la medición como para estipular el set-point.

En el interior de un edificio, ya sea en el ámbito residencial o industrial, las redes Narrowband permiten alcanzar mayores superficies sin necesidad de instalar amplificadores de señal lo que hace reducir notoriamente los costes en despliegues de sistemas. Esto es especialmente importante en sectores industriales donde la puesta en marcha de una red WiFi que cubra todo el espacio podría ser complejo. Esta característica también la hace especialmente interesante para aplicaciones en el exterior, siendo una solución muy utilizada para resolver problemas como los que supone las conexiones industriales existentes en recintos portuarios o incluso el alumbrado público. Esta misma característica la hace una de las principales candidatas para la puesta en marcha de municipios y ciudades inteligentes, utilizándose este tipo de dispositivos para cubrir áreas de hasta 15 km por red generada.



Ilustración 24 Representación de la red general Narrowband NB-IoT establecida en Tasmania. Fuente: Partenariado formado por las empresas TasNetworks y 42-24

A pesar de que pueda ser considerado como una acción futurible, lo cierto es que ya se han llevado a cabo este tipo de iniciativas con anterioridad. A modo ejemplo se puede comentar el sistema puesto en marcha en Tasmania (Estado de Australia formado por una isla cuya extensión es de 67.031 km²). En esta isla las empresas TasNetworks y 42-24 han puesto en marcha una red Narrowband nacional que abarca todas las mayores áreas poblacionales de Tasmania para la conexión de dispositivos de control inteligentes como los relativos al

alumbrado público, la medición con contadores digitales o la sensorización en general compartiendo información sin una conexión a internet tradicional. Esta misma actuación también está siendo puesta en marcha en Australia, representándose en la siguiente ilustración las localizaciones en las cuales ya existe cobertura Narrowband a disposición de los ciudadanos.

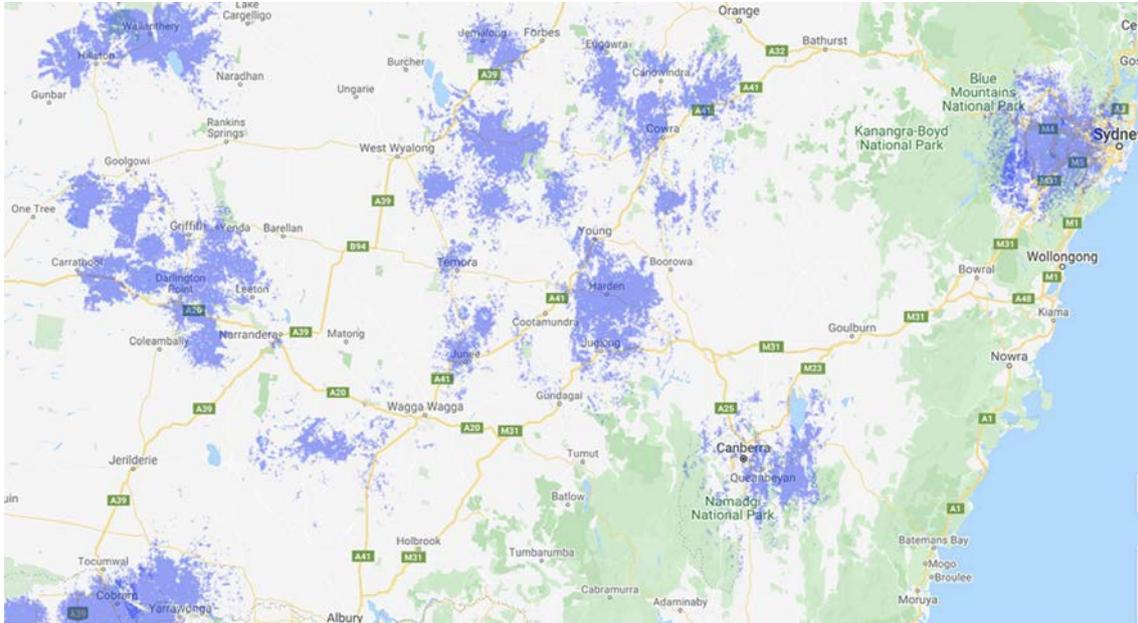


Ilustración 25 Cobertura Narrowband NB-IoT establecida en Australia. Fuente: National Narrowband Network Co. (Australia)

Todos los usuarios IoT existentes en esas regiones tienen la posibilidad de conectarse habiéndose creado planes estándares por los cuales los usuarios podrían incluso crearse redes privadas y totalmente configurables para hacer posible la conexión de dispositivos en el interior de esta red.

Los datos expuestos demuestran que las conexiones Narrowband son una alternativa inalámbrica adecuada para avanzar en el concepto de red inteligente y, especialmente, en el ámbito de las conexiones NAN donde dichos sistemas presentan una enorme potencialidad.

Con independencia del sistema de comunicación utilizado, aspecto que naturalmente es el más complejo, los datos de cada uno de los usuarios finales de la energía deberían ser recabados por comunidades energéticas las cuales podrían actuar como enlaces entre los usuarios de una región y el operador del sistema. Los datos debería ser recabados por un servidor que a su vez tomaría información del estado de operación del sistema eléctrico definiendo en qué momentos deberían aplicarse políticas de gestión y quiénes cuáles deberían ser las cargas afectadas.

El mencionado control es posible realizarlo de manera automática mediante algoritmos EMS que determinan la forma en la que podría ser resuelta la contingencia o desbalanceo al mínimo coste posible. La opción más adecuada es que la orden sea enviada al controlador principal del usuario final y, tras un tiempo de margen (segundos) se compruebe que la orden ha sido aplicada o, por el contrario, se anula e intenta resolver con otro usuario final de la

zona. Todo ello estaría alineado con la propuesta expuesta en los apartados 4.2.1 y 4.2.2 de este documento.

4.3.3. Capa de comunicación 3. Wide Area Network (WAN)

Dependiendo de la arquitectura del sistema de control, la comunicación entre la capa 2 y 3 podría ser llevada a cabo mediante conexión a internet estándar. Así pues, los datos se gestionarían desde la red NAN existiendo un servidor que actuaría como hub de conexión por cada zona.

La información agregada sería enviada a tiempo real a través de internet hasta la red extendida (WAN), comunicándose en cada momento la capacidad máxima de gestión que existiría en cada una de las NAN operativas. Por ello, el operador conocería las capacidades de control disponibles y en caso de necesidad mandaría señal de actuación a la red NAN seleccionada quien debería actuar para corregir el problema detectado. Esta red NAN tendría potestad para recomendar la aplicación de estas políticas de gestión de demanda sobre unos usuarios frente a otros conforme al análisis que realiza su EMS (análisis de condiciones técnicas y económicas). Previamente los controladores de la red HAN habrían enviado señal al nivel superior de la capacidad a subir y a bajar que dispondría ese usuario final (en horizontes de 30 minutos), información a partir de la cual el controlador HAN tomaría la decisión. Con esta estructura se consigue que cada elemento tenga capacidad de control dentro de su zona, actuando pero sin condicionar las decisiones que aguas abajo no se consideren aptas.

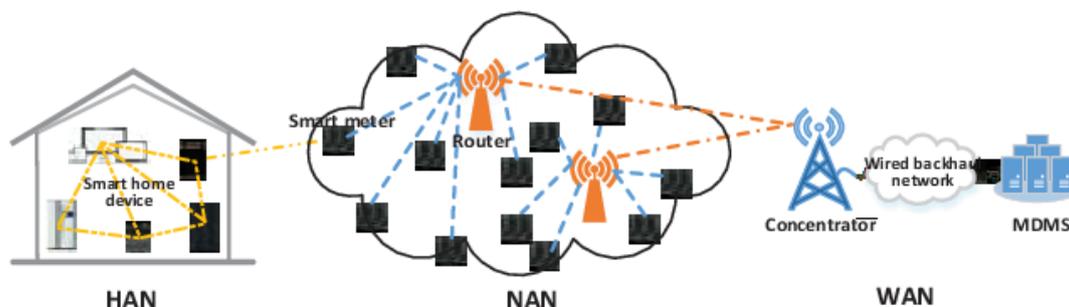


Ilustración 26 Representación gráfica de redes WAN, NAN y HAN

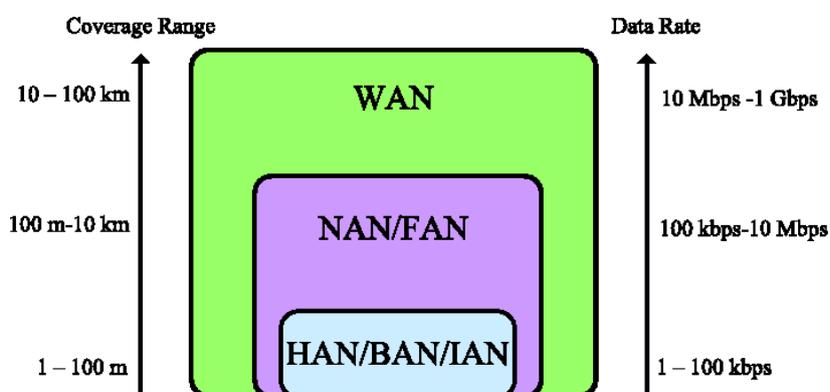


Ilustración 27 Coberturas de las distintas capas de comunicación en redes inteligentes

Si en una red NAN puede existir varios centenares de usuarios finales (HAN), en una red WAN sólo existirían unas pocas redes NAN. Este aspecto hace viable que las redes NAN sean gestionadas con servidores y que dichos servidores estén conectados directamente con el servidor WAN mediante una conexión de internet estándar. Incluso en estos casos, el tráfico de información puede ser mayor en cuanto a cantidad de datos transmitidos entre ambas redes, lo que hace recomendable el uso de una banda ancha.

4.3.4. Principios de las redes inteligentes

El objetivo último de una red inteligente es disponer de capacidad de lectura y control de todos los elementos de la red para asegurar que el balanceo del sistema eléctrico se realiza de la manera más eficiente posible. En Canarias, conforme con los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares, todos los generadores de potencia superior a 500 kW deben estar obligatoriamente integrados en el sistema de control del operador del sistema eléctrico, estableciéndose un protocolo de medida y también de actuación para resolver contingencias siempre que ello fuera necesario.

Por su parte, del lado de la demanda, con la instalación de los contadores inteligentes se ha mejorado notablemente la información disponible del consumo a tiempo real de los usuarios, habiéndose optado por soluciones PLC que cumplen correctamente su función. Es por ello que se puede considerar que de manera progresiva se está avanzando en el concepto de red inteligente, si bien la capacidad de control sobre la demanda es más bien escasa.

En escenarios previstos dentro del horizonte de descarbonización donde es necesario un aumento significativo de la generación renovable no gestionable sería coherente pensar en la ampliación de los sistemas de control de la demanda de usuarios para que, siempre bajo su autorización, las demandas sean desplazadas a instantes en los cuales la producción renovable sea máxima, garantizándose que no se aplican políticas de corte sobre la generación renovable no gestionable más de lo estrictamente necesario, y que el suministro eléctrico de usuario se hace con energía verde. Este tipo de políticas sólo se aplicarían sobre las demandas catalogadas como no críticas y siempre evitando que al usuario se le cause cualquier molestia. Naturalmente, que el suministro se realice con energía renovable que en un comienzo (sin la asistencia del usuario desde el lado de la demanda) hubiera motivado política de corte sobre la generación, garantiza que el precio de la luz sea bajo y, por tanto, habría un incentivo económico claro por parte del usuario para aceptar la aplicación de estos procedimientos.

El establecimiento de los niveles de control de usuario (HAN), a nivel de comunidad energética (NAN) y a nivel de sistema eléctrico (WAN) asegura que las decisiones de aplicar gestión de demanda vayan desde el usuario al operador. No obstante, el operador del sistema, en base a predicciones energéticas, definiría los precios horarios de la energía en función de las disponibilidades previstas, dando señal de sus necesidades previstas para ese día.

En línea con lo mencionado, el controlador instalado en cada edificio utilizaría la señal de precios enviada por el operador para determinar en qué momento situar las demandas no críticas de manera preferente. En principio con las señales de precios enviadas por el operador se obtendría una respuesta acorde con las previsiones de ese día (señal indirecta). No

obstante, la variabilidad del recurso eólico y solar hará que se produzcan desviaciones a lo largo de ese mismo día. Es por ello que el controlador instalado en el edificio también comunicaría cada hora qué capacidad de control tanto a subir como a bajar oferta el usuario de manera conjunta a partir del estado de conexión o desconexión de las demandas críticas. A modo de ejemplo, si en una vivienda se considera como demanda no crítica un termo eléctrico, este termo podría ser desconectado una hora sin que ello suponga un problema de no disponibilidad de Agua Caliente Sanitaria (ACS) siempre y cuando haya pasado más de dos horas desde su encendido. Esta decisión se toma desde el controlador de la vivienda pudiendo el usuario desconectarlo si así lo considera oportuno.

En el nivel NAN el servidor de la comunidad recibiría todas las declaraciones de disponibilidad horarias de los edificios existentes en su zona. También recibiría desde el nivel superior requerimientos declarados por el operador del sistema. En base a estas dos señales determinaría qué usuarios actuarían en cada momento valiéndose de criterios como qué partes de las redes de distribución se encuentran más desbalanceadas. De tratarse de una comunidad energética, el servidor NAN también podría realizar este ajuste teniendo en cuenta las fuentes renovables existentes en el interior de su red. La red NAN se centraría fundamentalmente en la actuación para los periodos intradiarios realizándose casaciones técnicas en frecuencias horarias.

Dado el tamaño de las islas, se considera que es suficiente la existencia de un único nivel WAN por isla. De la misma forma que los servidores de las redes NAN recibirían información de disponibilidad para aplicar políticas de demanda, estas disponibilidades también se comunicarían al clúster de servidores WAN quien en base a una lectura general del sistema decidiría sobre qué red NAN aplicaría de manera preferente políticas de gestión de demanda. Lo natural es que en aquellas zonas donde la aportación renovable es superior se focalice la mayor parte de las políticas de gestión de demanda consignadas.

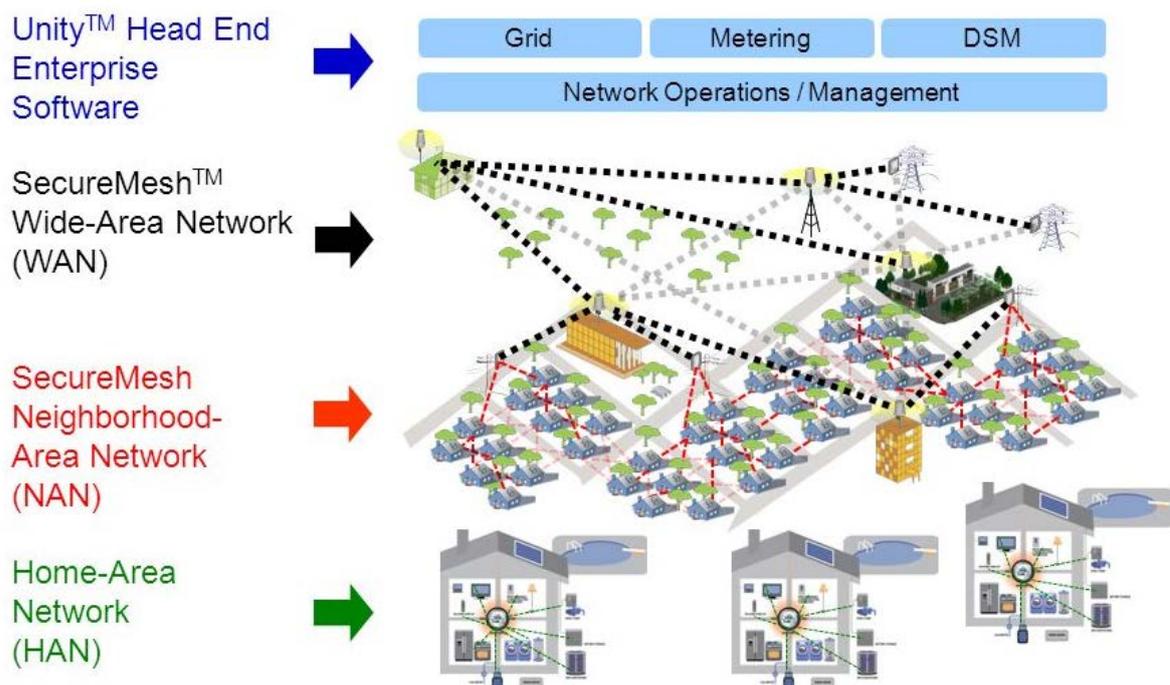


Ilustración 28 Arquitectura general del sistema. Fuente: Trilliant

En general, en redes en las cuales se puede actuar tanto desde la generación como desde la demanda, las necesidades de almacenamiento tenderían a minimizarse. Con la gestión de demanda no se busca un aplanado de la curva de demanda (esta es la reacción que se espera en la situación actual donde la mayor parte de la generación térmica es convencional) sino que se apuesta por la versatilidad para mover parte del consumo a los instantes donde la generación renovable es superior. Por tanto, puede darse caso en los que la mayor producción se ubica en una punta de demanda.

Por todo lo comentado, no se entendería en Canarias una red inteligente si ésta no estuviera asociada a los conceptos de flexibilidad, eficiencia, sostenibilidad y, por supuesto, seguridad. La digitalización está permitiendo avanzar cada vez más a este concepto y como se ha demostrado a lo largo de este apartado ya existen los medios técnicos para el despliegue de forma masiva de esta tecnología.

Adicionalmente, nuevos suministros como los que suponen los vehículos eléctricos están asociados a sistemas de almacenamiento que los hace especialmente interesantes para la gestión del sistema eléctrico. Esa mejora en la gestión del sistema eléctrico repercutiría directamente en la economía del usuario porque gracias a esa gestión se reduce el coste de operación del sistema eléctrico y, de manera directa, rebaja el coste de la electricidad. Por tanto, el cliente pagaría menos dinero por cada kilómetro recorrido con su vehículo. Estas señales de precio son el impulso perfecto para que cada vez más usuarios se lancen a participar de manera activa en el mercado de la electricidad.

5. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DE LA GESTIÓN DE DEMANDA Y LAS REDES INTELIGENTES

En esta sección de la estrategia canaria de gestión de demanda y redes inteligentes se realiza un diagnóstico de las capacidades de las Islas Canarias para el uso de esta opción tecnológica en la integración de las energías renovables no gestionables. **Este diagnóstico de capacidades incluso propone un modelo que puede ser puesto en marcha a gran escala en las islas, soportado sobre base hardware y software actualmente disponible e incluso probado en el ámbito de distintos proyectos de investigación y desarrollo promovidos tanto dentro como fuera de Canarias.** Además, las infraestructuras técnicamente más complejas ya han sido puestas en marcha en las islas con los contadores inteligentes, lo cual demuestra que la gestión de demanda es viable pero en la actualidad no se ha explotado su potencial.

A continuación, en el apartado 5.1, se realiza una propuesta del modelo de gestión de demanda que soportado sobre el concepto de red inteligente podría ser puesto en marcha en las Islas Canarias. De la misma forma, en el apartado 5.2, se describen los criterios de ciberseguridad que deberían ser considerados para la correcta implementación de esta medida, estableciendo protocolos de bloqueo frente a ciberataques y para la conservación de todas las garantías de seguridad de las personas, los materiales y la información.

En el apartado 5.3 se procede con la identificación de las cargas gestionables que inicialmente se reconocen bajo las condiciones particulares de las Islas Canarias. Así pues, se describen las cargas justificándose por qué pueden considerarse como no críticas para a continuación motivar cuál podría ser su modo de funcionamiento y la capacidad de gestión que otorgarían.

Ya en el apartado 5.4 se procede con la caracterización de la demanda propiamente dicha. En una primera parte se realiza una proyección de la demanda hasta el año 2040 (horizonte de descarbonización). Asimismo, en base a la capacidad de gestión reconocida en el apartado 5.3 se reconocería qué parte de la demanda total tendría capacidad de control, trazándose ejemplos gráficos que ayudaran a entender la ventaja de esta solución tecnológica.

En el apartado 5.5 se procede con lo que puede entenderse como el núcleo de la estrategia. Usando datos catastrales se hace un reparto de demandas por edificios identificando la capacidad de control de cada región de Canarias. Este primer nivel puede ser entendido como la capa de gestión HAN. De la misma forma, haciendo uso de los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias y, en concreto, de las imágenes georreferenciadas de la red de distribución y el número de centros de transformación por islas, se ha posicionado los centros de transformación para cada isla a sabiendas que suelen situarse en intercepciones y bifurcaciones de líneas. La ubicación de estos centros de transformación puede que no sea exacta (se usa la mejor información accesible existente en la actualidad), pero traza de una manera muy aproximada las regiones de las islas en las que se ubicarían. En cada centro de transformación se constituiría lo que se conoce como una red NAN. Finalmente, se agrega a nivel de isla en el ámbito de una red WAN.

El apartado 5.5 puede entenderse como la descripción del procedimiento empleado para el reparto de capacidades de gestión de demanda a nivel geográfico. No obstante, los resultados

propriadamente dichos se presentan en el apartado 5.6. En este último apartado se presentan los resultados por islas tanto a nivel numérico como geográfico.

Finalmente, en el apartado 5.7 se lleva a cabo un resumen del diagnóstico desarrollado desde una perspectiva totalmente técnica.

5.1. Propuesta de modelo de gestión de demanda para el archipiélago canario

La gran ventaja de la gestión de demanda frente a otras soluciones de integración de energías renovables es la participación activa por parte del consumidor de energía, lo que le confiere poder para regular los precios y, en consecuencia, reducir su factura eléctrica frente a otros mecanismos en los cuales la flexibilidad es otorgada por la generación. Así pues, **parte de las compensaciones que actualmente recibe la generación térmica convencional irían destinadas a reducir los precios de la electricidad y, en especial, a aquellos usuarios concienciados que han estado dispuestos a alterar las pautas de consumo no críticas sin que ello les hubiera afectado su comportamiento.**

A modo de síntesis del análisis detallado expuesto en el apartado 4 de este documento, se considera que en Canarias sería muy acertado llevar a cabo un procedimiento donde se distingan tres niveles de control cada uno de ellos con sus funciones y particularidades en lo que se refiere a las soluciones de hardware y software implementadas.

Home Area Network (HAN)

En el primer nivel, el cual ha sido nombrado como HAN, se identifican los sistemas instalados dentro de las instalaciones del usuario. Los equipos destacan por su sencillez, resaltándose el uso de dispositivos fácilmente instalables (soluciones Plug&Play) como enchufes inteligentes y pequeños controladores que incluso ya vienen integrados en electrodomésticos modernos y sobre los cuales se puede realizar un control de lo que se entiende por demanda no crítica. Esta clase de dispositivos pueden ser controlados manualmente, a través de una App (teléfono móvil) o controlador domótico tradicional. No obstante, la solución más robusta es aquella que permite el control automático a través de un ordenador de placa base reducida que dispondría de un pequeño algoritmo EMS (Energy Management System) el cual recomendaría las horas en las que es mejor usar ese sistema. **En el nivel HAN el control se podría llevar a cabo de tres formas distintas:**

- **Control indirecto:** El control indirecto se realiza en base a señales de precio publicadas por el operador del sistema. Estas señales de precios ya se publican en páginas web como E-SIOS (sistema de información del operador del sistema en España). Sin embargo, las tarifas actuales son únicas para todo el territorio nacional y no se puede entender que esto suponga una apuesta por la gestión de demanda si las curvas de precios no se adaptan a la realidad de cada sistema eléctrico.

Para que la política de gestión de demanda sea efectiva, **el operador del sistema debería publicar una curva de precios basada en previsiones energéticas realizadas para el día de análisis y en base al mix energético disponible en el territorio analizado.** Los mayores precios de la demanda se situarían en horas en las cuales la contribución de la generación

renovable sea escasa y toda la energía debe provenir de medios de generación más costosos de operar y en ocasiones no renovable o, aun siendo renovables con un gran coste de inversión como el almacenamiento.

El controlador del usuario (el ordenador de placa base reducida) descargaría la base de precios desde la web del operador del sistema estimando para ese día en qué horas es preferible encender el termo eléctrico, poner en marcha un electrodoméstico no crítico o incluso reducir/aumentar la temperatura de la estancia, siempre bajo la aceptación del cliente. A pesar de ese control automático, el cliente también podría bloquear la aplicación de gestión de demanda en algunas horas en base a su criterio (siempre preferente). Ese acceso a la aplicación es posible a través de móvil o pantalla disponible en el edificio (control domótico básico).

- **Control directo:** También existiría la opción de que las sugerencias provinieran del operador del sistema. Si bien la gestión de demanda indirecta sería un mecanismo suficiente para el control en horizontes diarios, para periodos intradiarios no se podría rectificar fácilmente las señales de precio y sería interesante el envío de otro tipo de consignas.

Cada hora, el controlador de la vivienda enviaría a su nivel de control superior (la red NAN) sus disponibilidades para aplicar políticas de gestión de demanda. Para ello, simplemente se enviaría un código donde figure un binario (0 o 1) indicando con 0 si no es posible aplicar gestión de demanda o 1 si fuera posible. Además, se acompañaría ese valor con la potencia máxima de gestión para esa hora tanto a subir como a bajar. El nivel justo superior (NAN) recabaría esa información de todos los usuarios finales disponibles y tomaría la decisión de qué usuarios aplicarían gestión de demanda. De recibirse una orden de corte/arranque, el controlador de la vivienda sería el encargado de ejecutarla si bien puede darse el caso de que incluso se niegue a la aplicación de esa gestión.

- **Gestión de desvíos de autoconsumos:** Éste es un tercer modo de actuación de amplio interés para usuarios que disponen de sus propias instalaciones de autoconsumo. El método también plantea un control directo e indirecto de las demandas actuando en función de previsiones energéticas y la gestión de desvíos a tiempo real. Estos sistemas de control están mucho menos estandarizados que los dos anteriores, si bien en una primera fase basta con ajustar la demanda a las horas en la que se proyecta mayor generación renovable (por ejemplo a las horas de la campana solar). Esto asegura que toda la demanda posible es abastecida con la energía producida por la planta fotovoltaica.

En relación con esta política, los nuevos inversores están comenzando a integrar este tipo de soluciones como valor añadido aunque realmente ese control se puede hacer sin mucho problema mediante una raspberry PI o controlador equivalente.

Toda la red HAN se comunicaría entre dispositivos inteligentes y controlador principal mediante una red WiFi existiendo una gran multitud de protocolos de comunicación aptos tanto síncronos como asíncronos. Quizás el protocolo más usado es el Modbus aunque existen otros de gran interés tales como Zigbee o MQTT.

La baja estandarización en cuanto a protocolos de comunicación ha hecho que los fabricantes de dispositivos como interruptores inteligentes hayan optado por incluir varios protocolos a la vez. No obstante, en todos los casos la solución más utilizada ha sido la implementación de una API de descarga. Así, el usuario al instalar el enchufe inteligente lo configura con el móvil aceptando que los datos sean subidos al servidor central de la empresa que desarrolla el dispositivo y, posteriormente, da acceso al usuario para que descargue esos datos mediante la API. Desde un punto de vista técnico, pese a que la solución argumentada es técnicamente viable, se considera que la opción más segura es adquirir dispositivos que originalmente permitan la comunicación con protocolos tipo modbus y que el usuario siempre pueda bloquear la subida de sus datos de consumo (totalmente personales) a plataformas ajenas sin que esto suponga una pérdida de funcionalidad. Las empresas punteras en el ámbito de la domótica ya ofrecen este tipo de solución que se considera la más segura y adecuada para este tipo de usos.

A nivel de costes, implementar un control HAN no es para nada costoso. El controlador de placa base reducida tiene un coste de aproximadamente 45 €. Además, los enchufes inteligentes se adquieren a un precio de unos 20 €. Por ello, un control básico puede realizarse por menos de 100 € actuando sobre varios consumos. Por otra parte, si se quiere instalar una pequeña pantalla de control habría que sumar unos 50 € si bien ese control puede hacerse sin mucho problema a través de una tabla, ordenador o móvil. Finalmente, en una solución integral (llave en mano) el precio rondaría unos 500 € por vivienda.

Neighbourhood Area Network (NAN)

En línea con lo anteriormente mencionado, se ha establecido como segundo nivel de control el sistema nombrado Neighbourhood Area Network (NAN). La red NAN abarca los centros de transformación de cada isla, existiendo una red NAN por cada uno de ellos. Las redes NAN recaban la información de las redes HAN tanto en términos de medida de la energía consumida como capacidades de control. Adicionalmente, en base a órdenes recibidas del nivel superior (WAN) propondría redes HAN que ejecutarían órdenes de actuación para corregir desviaciones.

En la red NAN, la información se podría recibir de dos formas, a través de comunicación PLC o a través de una red inalámbrica creada como por ejemplo una Narrowband. La tecnología PLC ya está siendo usada para recabar medidas de los usuarios, aunque por el momento no se ha implementado capacidad de control avanzada. Para hacer posible esa capacidad de control avanzada mediante PLC se ha propuesto el uso de un Gateway en cada instalación de usuario sirviendo de puente entre protocolos estándares (Modbus, Zigbee) y el protocolo Meters & More (usado en los contadores instalados por e-distribución en Canarias). La solución Narrowband es quizás más abierta siendo accesible por cualquiera tanto en términos de hardware como de software. El alcance de estas redes es de 15 km en espacios abiertos y de 2 km en espacios cerrados lo que puede ser suficiente para este objetivo. De una u otra forma, el controlador de la vivienda enviaría la información mencionada al servidor de la red NAN identificándose cada usuario final con un ID.

En cada hora se recibiría las disponibilidades de aplicación de gestión de demanda en cada HAN. Así pues, en un momento determinado (no establecido) la red WAN podría mandar la

necesidad de actuar, para lo cual se ejecutaría a nivel del centro de transformación un algoritmo que identificaría a los usuarios seleccionados para resolver la contingencia. Los usuarios seleccionados tendrían un tiempo de menos de 30 segundos para actuar. Si no actuaran, la orden sería enviada a otro usuario HAN y se anularía la orden anterior. El usuario de la red HAN tendría un incentivo económico por haber reaccionado positivamente a esa gestión además de que estaría abasteciendo ese uso con la energía más barata posible.

Si se aprovechara la actual red PLC para el desarrollo de este procedimiento se podría decir que la inversión ya ha sido desarrollada. Simplemente habría que llevar a cabo una inversión en la actualización de los controladores o servidores de la red NAN pero más que nada a nivel de software dado que ya no sólo se recibiría información sino que habría una comunicación bidireccional. Dicho de otra forma, ya existe forma de comunicación y habría que “entrenar” tanto al emisor como al receptor para que trabajen de la forma adecuada. En cualquier caso, sí sería necesaria la inversión en el Gateway de cada vivienda. Se desconoce del coste de este Gateway pero uno estándar (para otros protocolos de comunicación) se venden a aproximadamente 50-70 €. En lo que respecta a la actualización de los servidores NAN, el desarrollo sería conjunto (misma forma de proceder) y habría que instalarlo en cada servidor. Este coste no debería ser nada fuera de lo normal en relación con la inversión que supuso la creación de la red inteligente de medición actual.

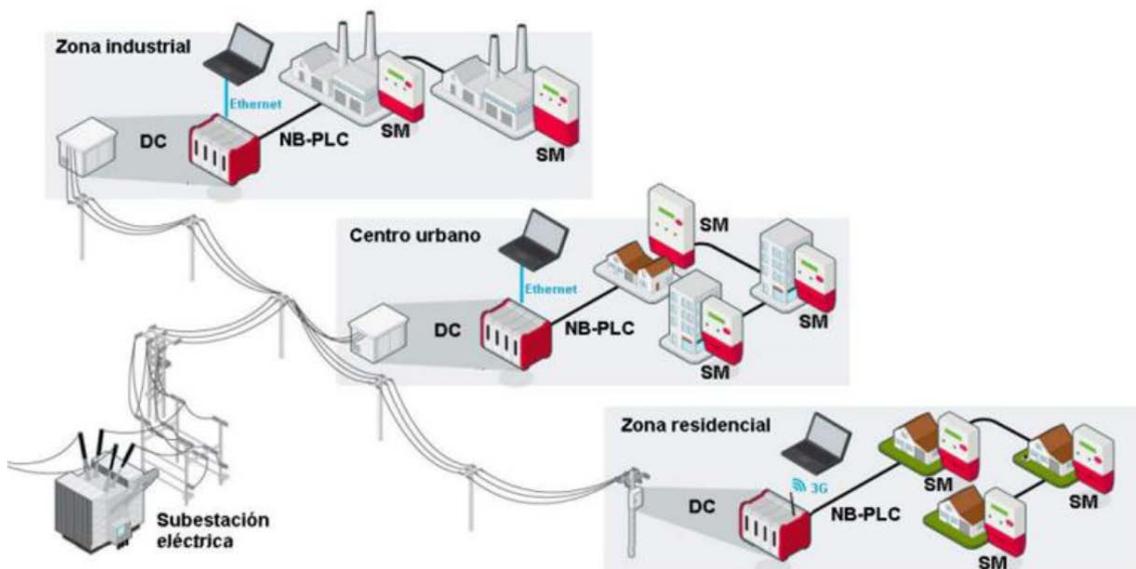


Ilustración 29 Ejemplo AMI en distintos entornos. Fuente: Uribe Pérez (2017)

Wide Area Network (WAN)

El último nivel de control se define a nivel de isla y se conoce como Wide Area Network (WAN), estando especialmente orientada a la gestión del operador del sistema eléctrico. En la red WAN se recibiría disponibilidades de aplicación de políticas de gestión de demanda en cada centro de transformación de la red. De la misma forma, el operador decidiría qué centros de transformación deberían aplicar preferentemente sistemas de gestión de demanda ayudando a balancear el sistema por nodos. De manera natural, las políticas de gestión de demanda se aplicarían preferentemente sobre los usuarios que se encuentren lo más cerca posible de

aquellas zonas donde conservar las condiciones de calidad y garantía del suministro es peor. Por tanto, asegura la estabilidad al máximo nivel posible.

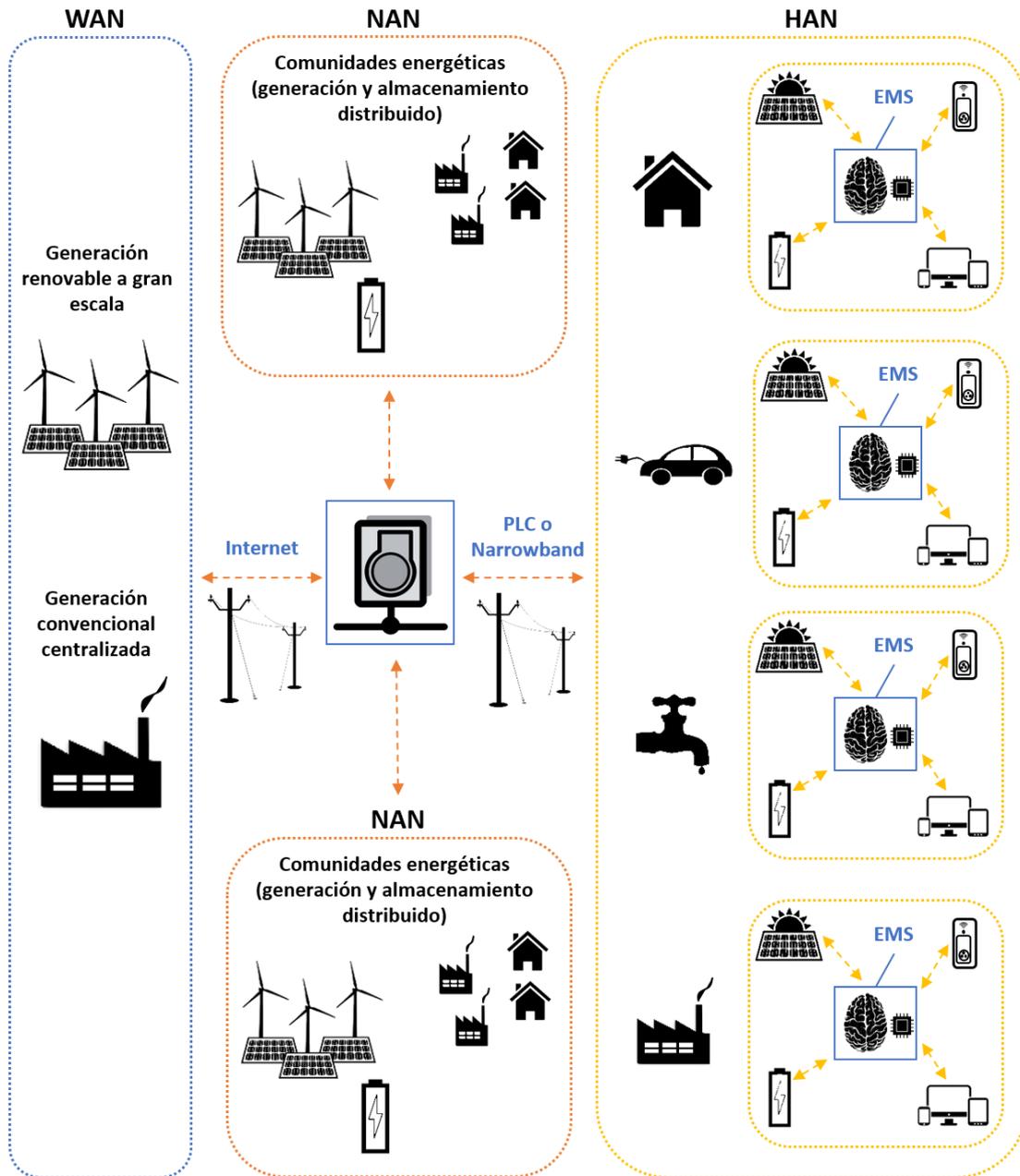


Ilustración 30 Estructura del sistema de gestión de demanda propuesto para Canarias

En este nivel de control el operador incluso tiene el control sobre la generación renovable con potencia superior a los 500 kW, lo cual brinda de una capacidad de control máxima para asegurar que la mayor parte de la demanda posible es atendida con energías renovables. Este desplazamiento de cargas a horas en las que la producción es máxima viabiliza la instalación de parques eólicos y plantas fotovoltaicas cuyos promotores estarían muchos menos afectados por políticas de corte durante las cuales no se produciría energía por contingencias del sistema (cumplimiento del procedimiento de operación 12 de los sistemas eléctricos no peninsulares). De otra parte, el usuario estaría consumiendo una energía más barata y los costes de explotación del sistema también serían inferiores. Finalmente, a sabiendas de que existirían

múltiples micro-consumos en comparación con el tamaño del sistema eléctrico, esa disponibilidad de regulación es ampliamente útil para un control en detalle de las demandas.

A la estructura conjunta del sistema se le conoce como **Advanced Measurement Infrastructure (AMI)** siendo un estándar ampliamente conocido y aceptado en el ámbito de las redes eléctricas inteligentes.

Esta gestionabilidad se propone una solución transversal donde las tecnologías de la comunicación ayudan a la optimización del sistema eléctrico. El sistema eléctrico ya no únicamente dispondría de control a nivel de generación y capacidad de gestión de almacenamiento sino que incluso dicha resolución de contingencias se ejecutarían desde el lado de la demanda como se representa en la siguiente ilustración.

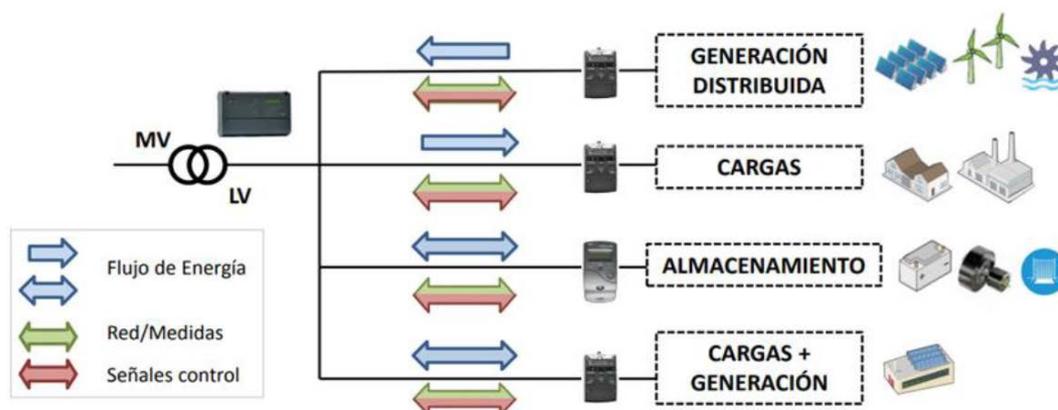


Ilustración 31 Esquema de las distintas opciones de gestión del sistema eléctrico

5.2. Criterios de ciberseguridad

Un aspecto clave para la puesta en marcha de este tipo de estrategias es la definición de criterios de **ciberseguridad**. Esto es un asunto que ya es de aplicación desde la puesta en marcha de forma masiva de los contadores inteligentes, habiéndose definido como obligatorio la atención no sólo a aspectos funcionales sino incluso la vulnerabilidad de los sistemas de información en general.

La existencia de ataques cibernéticos es prácticamente inevitable. No obstante, se debe recurrir a la aplicación de controles tanto hardware como software para asegurar que en caso de ataque se establezcan las protecciones adecuadas evitando males mayores.

Según Morril & Crawford, existen cuatro capas de ciberseguridad básicas a implementar en el sector eléctrico.

- **Capa superficial.** Para el control de gestión de ciberseguridad se suelen usar herramientas y procesos de monitorización de sistemas y redes los cuales permitir verificar el cumplimiento continuo de los estándares de ciberseguridad y reconoce las principales amenazas existentes. Para ello se utilizan aplicaciones tales como SEIM, Log Management o Patch Management.
- **Capa intermedia exterior.** Propone un control de redes buscándose medidas para gestionar y proteger la transmisión de datos a través de la red. Se utilizan sistemas que

permiten verificar el cumplimiento de los estándares y la protección de amenazas a través de Firewalls, NIDS y NBAD.

- **Capa intermedia interior.** En este caso se lleva a cabo un control de la información. Por ello, se asume el uso de datos encriptados asegurando que sólo aquel receptor que posea el decodificador correcto entendería el mensaje enviado. Existen varias alternativas como Google Protobuf, Encryption, PKI o SFTP.
- **Capa profunda.** Lo que también se conoce como controles activos. Supone todas las medidas de refuerzo de la seguridad tales como antivirus, listas de aprobación refuerzo de terminales y servidores, etc.

Con el establecimiento de una defensa multicapas se consigue generar una defensa avanzada asegurando que en el caso de que un ataque tenga éxito, no se logre el objetivo deseado al encontrarse otro bloqueo en una capa posterior que interfiere entre el atacante y la información disponible.

A nivel de sistema eléctrico se consideran infraestructuras eléctricas críticas todas las que en el acceso a la información puede darse el caso de actuación y destacando entre ellas las subestaciones eléctricas del lado del transporte eléctrico, los sistemas SCADA del lado de la generación y los sistemas Demand Side Management (DSM) del lado de la demanda.

Tomando como referencia los criterios anteriormente expuestos, se puede definir un procedimiento para asegurar la ciberseguridad de la propuesta de modelo de gestión de demanda que se ha formulado en el apartado anterior.

Capa 1. Conexión mediante red privada a través de una VPN.

Para evitar el acceso no deseado es vital contar con una política de firewalls en proporción al grado de criticidad de la información accesible. Las conexiones VPN suponen en este sentido una solución muy recurrente en la cual se garantiza un túnel de conexión entre el usuario y el operador como si de una red privada interna se tratara. Así pues, ese nivel de aislamiento supone un límite frente ataques externos.

Capa 2. Encriptado de la información.

Puede darse el caso de que se consiga vulnerar la seguridad de una VPN. En este contexto, también es clave evitar que aunque se intercepte la información ésta sólo pueda ser entendida por el receptor de esa información. Para ello existen métodos de encriptación como Google Protobuf los cuales generan un código que convierten los datos en un origen en un código hexadecimal que sólo puede ser entendido por aquel usuario que en su extremo disponga de ese mismo código para la decodificación. A efectos prácticos sólo aquel agente que intercepte el mensaje y disponga del codificador sería capaz de interpretar la información.

Otra de las ventajas de la comunicación encriptada es que generalmente se suelen enviar paquetes de datos de tamaño muy reducido. Así pues, la información equivalente a una serie temporal puede ser representada sólo como un mensaje hexadecimal de tamaño reducido, lo que reduce el tráfico y mejoran los tiempos de actuación.

Capa 3. Antivirus.

Generalmente los controladores utilizados para la programación de sistemas de gestión energética tanto en servidores como ordenadores de placa base reducida suelen usar como base sistemas operativos basados en UNIX (Linux). Se conoce que la arquitectura de Unix en general y de Linux en particular no hace factible la dispersión de virus dado que el kernel mediante el uso de la memoria virtual hace creer a cada proceso que tiene toda la memoria para él solo. Por ello, la arquitectura de memoria virtual impide este mecanismo de transmisión. Ningún proceso, ni siquiera los que tienen privilegios de root, tienen forma de acceder a la memoria de otros y por tanto se considera un sistema operativo mucho más seguro y con menos probabilidad de ser atacado.

A pesar de lo anterior, algunas actuaciones podrían ser llevadas a cabo a nivel de terminal ya sea un ordenador corriente o incluso un móvil. En esos supuestos sí es más posible que puedan resultar infectados para lo cual se recomienda que a nivel de usuario existan programas antivirus instalados que ayuden a mejorar la seguridad de todo el proceso.

En la actualidad los contadores eléctricos sólo permiten la medida y en ningún caso es accesible al usuario a no ser que se utilice para ello servicios web configurados por el gestor de la red de distribución a tal efecto. La realidad es que esa interacción será cada vez más importante y los protocolos de seguridad deban ser ajustados para permitir esa transformación.

Capa 4. Gestores de red.

Naturalmente, cada vez será más importante disponer de expertos que sean capaces de asegurar de manera específica la seguridad de las redes eléctricas del archipiélago. Esto no es nada descabellado y es algo que en prácticamente todas las empresas de cierto tamaño se trata de vigilar con especial cuidado.

La existencia de especialistas que vigilen y mejoren continuamente la seguridad del sistema viabilizará la aplicación de políticas cada vez más acordes con las necesidades del sistema eléctrico.

5.3. Cargas gestionables

Una vez descrita la estructura general del sistema de gestión de demanda, se procede con la estimación de las capacidades de gestión de demanda usando como referencia los consumos típicos existentes en el archipiélago canario. En una primera parte, se describen los mayores consumos de energía eléctrica que se prevén en el horizonte hasta la total descarbonización de Canarias, cuáles de ellos podrían ser entendidos como gestionables, la capacidad de gestión que brindaría y cómo se conseguiría su control teniendo en cuenta los medios técnicos disponibles en la actualidad.

En este punto conviene mencionar que en Canarias existen consumos que, a pesar de su escasa significancia en términos de potencia en relación con la magnitud del sistema eléctrico, pueden revertir un gran impacto en el balanceo del sistema si actúan de forma múltiple al mismo tiempo. Estos microconsumos podrían actuar en un espacio corto de tiempo semejante

a una reserva secundaria (15-30 minutos) sin que afectara al usuario pero posibilitando la resolución de la contingencia de una forma rápida y eficiente, reduciendo las reservas rodantes.

De la misma forma, existen otros grandes consumidores en los cuales se podría actuar de una manera técnicamente más sencilla dado que sólo se envía la orden a unos pocos usuarios. Estos mecanismos ya se estarían aplicando en la actualidad con los contratos de interrumpibilidad. Sin embargo, siempre se ha considerado como una solución que no ha estado aplicándose correctamente porque no se justifica claramente que esos consumos sean realmente no críticos. Así pues, se promovería una real aplicación de contratos de interrumpibilidad.

A modo general, se entiende que en Canarias los principales consumos actuales o previstos a futuro donde sería viable la aplicación de políticas de gestión de demanda son:

- **Sector doméstico:** Termos eléctricos, aires acondicionados, calefacción, lavadoras y lavavajillas, frigoríficos.
- **Sector comercial y turístico:** Producción de Agua Caliente Sanitaria en general, Aires acondicionados, calefacción, lavadoras y lavavajillas, sistemas de refrigeración.
- **Sector de la movilidad:** Vehículos eléctricos, producción de amoníaco vinculado al transporte marítimo y producción de queroseno sintético para aviación insular.
- **Sector del uso y tratamiento del agua:** Sistemas de bombeo de agua a población, plantas depuradoras y plantas desaladoras de agua de mar.
- **Sector industrial:** Cámaras frigoríficas y otras aplicaciones con almacenamientos intermedios en forma térmica, química, eléctrica o mecánica.

Para cada uno de estos subgrupos se realiza un análisis en detalle en los siguientes subapartados.

5.3.1. Gestionabilidad asociada al sector doméstico

Las demandas catalogadas en el subgrupo del sector doméstico pueden ser entendidas como potenciales aplicaciones de microgestión. Así pues, aunque la actuación de un único dispositivo no suponga un gran efecto para el sistema eléctrico, la actuación conjunta de varios usuarios sí podría ser de mucho interés a nivel de sistema eléctrico. De la misma forma, el uso de estas microcargas conlleva un abaratamiento de la factura eléctrica del usuario que repercute directamente en su economía. Así pues, parte de los servicios que actualmente sólo son proveídos por la generación térmica convencional, pasarían a ser beneficios por parte del ciudadano, generando una situación más próxima al concepto de lucha contra la pobreza energética y el fomento de la generación distribuida.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los principales consumos existentes en una vivienda, habiéndose clasificado entre los que se consideran inicialmente gestionables de los que ya de entrada no lo podrían ser. Esta clasificación permitirá reconocer el potencial de

demanda no crítica por vivienda si bien, cada usuario tendrá una diferente percepción de lo que para él podría asumir como crítica o no crítica.

Principales consumos eléctricos de una vivienda en Canarias	
Uso final	Potencia (W)
Cargas no críticas - gestionables	
Termo eléctrico	1.500-1.800 (30 l de capacidad)
Sistemas de aire acondicionado	900 - 2.000
Sistemas de Calefacción	1000 - 2.500
Lavadoras	1.500 - 2.200
Lavavajillas	1.500 - 2.200
Secadoras	1.000 - 1.500
Frigoríficos	250 - 550
Congeladores	300 - 400
Sistemas de bombeos de agua	400 - 500
Cargas no críticas - no gestionables	
Iluminación	1.000
Hornos	1.200 - 2.200
Televisores, aparatos de música y entretenimiento en general	150 - 400
Ordenadores	180 - 720
Vitrocerámica	900 - 2.000
Sistemas de comunicación y videovigilancia	100 - 200
Otros electrodomésticos de pequeño tamaño y uso esporádico	100 - 3.000

Tabla 5 Principales consumos eléctricos de una vivienda en Canarias

En una vivienda, se considera como electrificación básica una potencia de 5.750 W si bien aquellas en las que se instalan sistemas de aire acondicionado incluso se puede dar la situación de que inicialmente fuera considerada como electrificación elevada, con una potencia de 9.200 W. En cualquier caso, el cliente tiene en la actualidad potestad para elegir su término de potencia, regulándose dicho término de potencia mediante el contador inteligente. Así pues, en el momento en el cual se supera la potencia contratada se produce la desconexión de la demanda y es necesario reiniciar el contador inteligente (deslastrando cargas aguas abajo) para poder volver a consumir energía con normalidad.

De todos los consumos existentes en una vivienda se considera que el termo eléctrico es la demanda más gestionable y la que mayor impacto tiene sobre el consumo del edificio. Existen otros consumos como los aires acondicionados en los cuales, si bien sería controvertido plantear su parada cuando está en funcionamiento, sí sería perfectamente viable alterar la consigna de temperatura durante un tiempo para conseguir un efecto en la reducción del consumo (o aumento).

Otros electrodomésticos como las lavadoras, lavavajillas o las secadoras pueden dejarse preparadas y arrancarlas cuando más favorable sea. Por su parte, en frigoríficos, congeladores y sistemas de bombeo de agua, es posible realizar microcortes con duración inferior a 15-30 minutos sin que esto perjudique al cliente. En estos electrodomésticos generalmente se producen arranques y paradas constantes de sus compresores con una frecuencia

comprendida entre los 10-15 minutos. Por ello, la gestión plantea elegir en caso de necesidad el momento en el cual esto debe ocurrir.

Se comentan con más detalles cada uno de ellos y cuál sería el método de actuación propuesto.

5.3.1.1. Termo eléctrico

Como se razonaba anteriormente, el termo eléctrico es quizás la demanda gestionable de mayor interés en las viviendas de Canarias. Con estos termos eléctricos se produce un salto térmico desde los 15 °C, temperatura del agua de la red de abasto, a 60°C, valor de referencia de calentamiento de agua entre otras cosas para evitar problemas bacterianos. Además, conforme a lo establecido en el Código Técnico de la Edificación en su Documento Básico de Ahorro Energético, la contribución mínima por persona debe ser de 28 litros/día. Estas razones motivan que los termos eléctricos incorporen un sistema de almacenamiento de agua caliente de 30 litros de capacidad media para una familia de cuatro personas.

En el ámbito del proyecto de investigación ENERMAC se ha desarrollado una campaña de medición de demandas del sector residencial habiéndose recabado datos de demanda de los termos a través de enchufes inteligentes. Como se refleja en la siguiente tabla, en el normal funcionamiento de un termo se producen arranques y paradas en tramos horarios estimándose que un termo de 30 litros necesita aproximadamente 2:30 horas para acondicionar el agua a la temperatura de defecto (última columna). También se presenta la potencia activa, reactiva, frecuencia, factor de potencia y tensión de la misma vivienda, datos recabados desde un medidor instalado en el cuadro principal.

Hora	Tensión (V)	Potencia activa (Wh)	Corriente (A)	Reactiva (VAh)	Frecuencia (Hz)	Factor de potencia	Potencia termo (Wh)
0	241.0341946	197.255604	0.858791946	0	50.07265101	-0.941963087	0
1	241.9555518	173.0271906	0.777859532	0	50.07063545	-0.927284281	0
2	242.2686957	197.2100669	0.860535117	0	50.06274247	-0.934351171	0
3	241.6723154	812.6047987	3.40261745	0	50.04197987	-0.962879195	617.3959732
4	241.9261953	175.8787542	0.778114478	2.025050505	50.03430976	-0.925555556	0
5	240.5308389	163.7205034	0.72966443	0	50.00362416	-0.922197987	0
6	238.9766555	163.9288294	0.716454849	2.937424749	49.9970903	-0.926682274	0
7	238.9807023	267.3627425	1.175551839	10.51929766	50.02133779	-0.941438127	812.6047987
8	239.6383612	329.5466555	1.416454849	0	49.99020067	-0.952963211	128.3478261
9	238.5664094	335.9456711	1.524261745	53.64956376	49.99332215	-0.917278523	55.85234899
10	238.0952013	203.080604	0.927718121	19.40657718	50.01634228	-0.934177852	0
11	237.6563973	226.6875758	0.998720539	2.38722973	50.02734007	-0.947892256	26.51515152
12	237.6771044	234.1442617	1.016577181	0	50.01681208	-0.962501684	0
13	236.5444407	244.121745	1.062356902	0	50.01494949	-0.964181208	0
14	239.4728094	322.4587291	1.373020134	0	50.04137124	-0.978311037	60.52842809
15	240.0100673	290.2243434	1.230909091	0	50.03710438	-0.976915825	12.94276094
16	239.6106689	345.7010702	1.486789298	0	50.03448161	-0.973187291	51.69230769
17	239.1152867	307.87703	1.287433333	7.410566667	50.00156667	-0.979166667	0
18	238.5748161	278.436689	1.185217391	0.882408027	50.00755853	-0.981137124	0
19	237.4046816	255.1545693	1.090374532	0	49.99007491	-0.984550562	0
20	236.9126271	330.8594538	1.39556962	9.85987395	49.97911765	-0.990077815	0
21	235.6452804	316.4141589	1.360186916	0	50.05525581	-0.990088372	0
22	239.92025	329.634625	1.3865	0	50.06866667	-0.989108333	0
23	240.0558644	314.4259322	1.330610169	0.554583051	50.09966102	-0.984033898	0
Promedio/suma	239.2602248	6815.694874	1.223845394	110.0333753	50.0278415	-0.957828472	1765.879595
Termo sobre casa	0.259090178						

Tabla 6 Valor promedio de demanda en una vivienda unifamiliar de 3 personas

El valor mencionado es una referencia media. No obstante, hay que tener en cuenta aspectos como:

- **Estación:** Generalmente el uso de ACS es menor en el periodo estival porque las temperaturas ambientes son mayores y el confort térmico de la persona se alcanza a una menor temperatura que en invierno.
- **Perfil de los consumidores:** En viviendas con presencia de niños, el gasto en agua es mayor que en viviendas donde la unidad familiar sólo la componen adultos, generalmente más concienciados con el ahorro de agua y electricidad.

- **Número de personas en la vivienda:** Necesariamente, cuantas más personas residan en la vivienda, mayor es la cantidad de agua gastada, si bien se suelen optar por termos de 15, 30 o 50 litros.

En esta vivienda en particular el consumo promediaba durante el periodo de medida los 7 kWh/día suponiendo el termo un 26% del consumo total de la casa. Esto es un consumo singular si bien para una vivienda tipo de cuatro personas la demanda diaria suele rondar los 10,5 kWh/día.

Se presenta también a continuación los perfiles de consumo de la misma vivienda para un periodo de cuatro días a efectos de demostrar la influencia del termo eléctrico en la demanda conjunta de la vivienda y, por ende, en el balanceo del sistema.

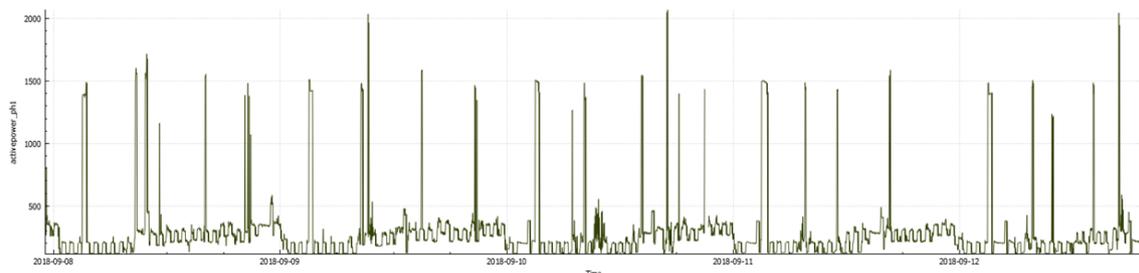


Ilustración 32 Potencia activa de la vivienda de referencia

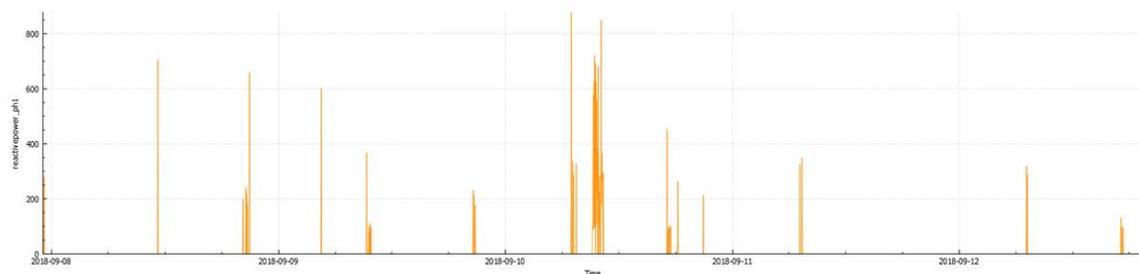


Ilustración 33 Potencia reactiva de la vivienda de referencia

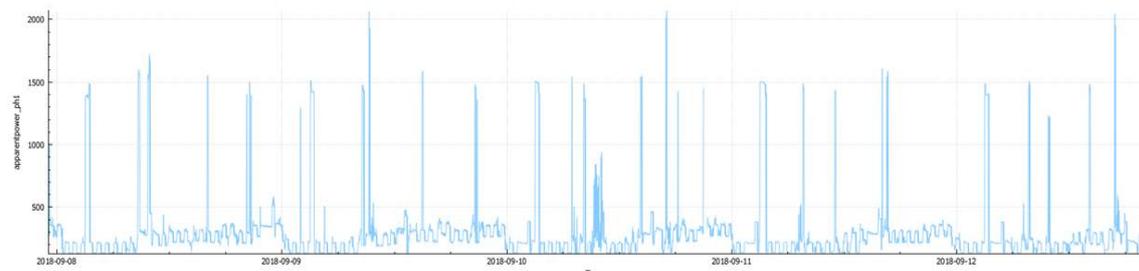


Ilustración 34 Potencia aparente de la vivienda de referencia

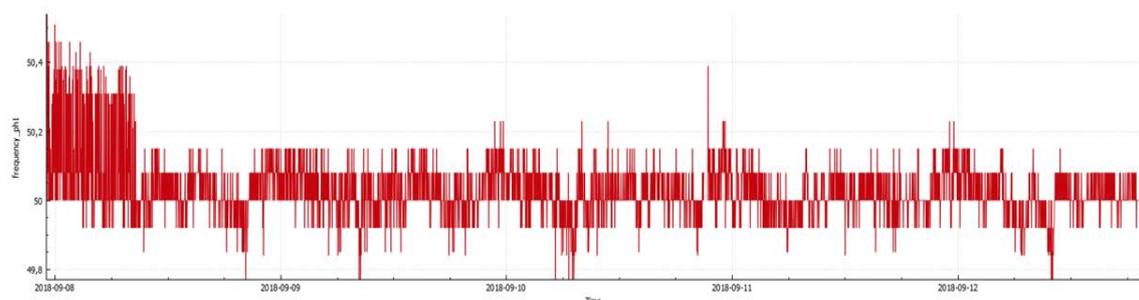


Ilustración 35 Frecuencia de la vivienda de referencia

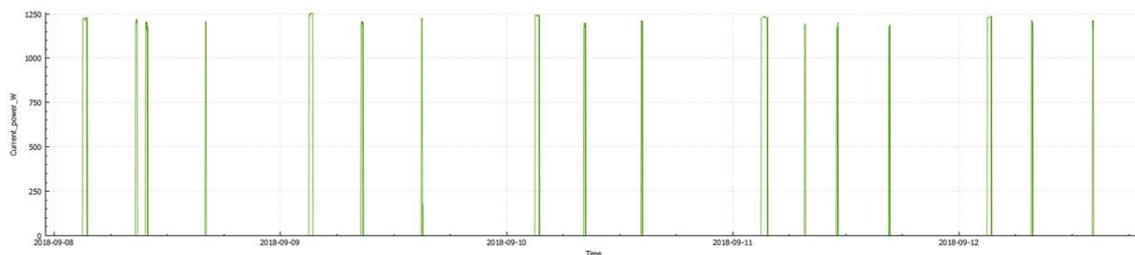


Ilustración 36 Potencia del termo de la vivienda de referencia

Como se demuestra de estas ilustraciones, cada vez que se produce el arranque del termo (entre 3 y 4 veces al día) se produce un aumento significativo de la demanda que se traslada directamente a un aumento de la potencia activa. Los picos en la potencia reactiva no estarían relacionados porque la carga del termo es puramente resistiva.

El IDAE publicaba en el año 2019 un estudio de consumos del sector residencial en España, informe publicado posteriormente por el portal Eurostat. En este informe se establecía que para la media de España en la zona Atlántica el consumo de una vivienda rondaría los 11.259 kWh/año. No obstante, de esa cantidad aproximadamente 4.015 kWh/año se refieren a calefacción, consumo que apenas se produce en las islas Canarias, por lo cual el valor más realista sería de 7.244 kWh/año (19,84 kWh/día). Ciertamente, las campañas de medida desarrolladas en Canarias demuestran que el valor es realmente inferior en las islas, promediando los 4.103 kWh/año.

Por otra parte, el consumo del termo promedia valores de entre el 6,4% para viviendas unifamiliares y del 25,1% para pisos respecto al total. Si se descontara la demanda de calefacción (generalmente no existente en Canarias), el valor medio de la zona atlántica sería del 28,1%. Este valor si es coherente con los datos recabados y anteriormente expuestos.

Unidad: kWh/hogar	Servicios	Zona Atlántica		Zona Continental		Zona Mediterránea		España	
Pisos	Calefacción	1.992	22,2%	4.408	43,9%	1.573	24,6%	2.670	34,0%
	Agua caliente sanitaria	2.255	25,1%	2.313	23,0%	1.646	25,8%	1.958	24,9%
	Cocina	932	10,4%	683	6,8%	492	7,7%	618	7,9%
	Refrigeración	528	5,9%	225	2,2%	127	2,0%	151	1,9%
	Iluminación	361	4,0%	292	2,9%	476	7,5%	397	5,1%
	Electrodomésticos	2.665	29,7%	1.885	18,8%	1.839	28,8%	1.828	23,3%
	Standby	250	2,8%	238	2,4%	233	3,6%	237	3,0%
	TOTAL	8.981,866	100%	10.044,848	100%	6.386,105	100%	7.859,112	100%
Unifamiliares	Calefacción	9.938	45,9%	15.270	71,2%	9.245	63,3%	11.311	66,5%
	Agua caliente sanitaria	1.394	6,4%	1.858	8,7%	1.607	11,0%	1.664	9,8%
	Cocina	1.646	7,6%	1.146	5,3%	819	5,6%	1.019	6,0%
	Refrigeración	5.201	24,0%	275	1,3%	175	1,2%	209	1,2%
	Iluminación	332	1,5%	423	2,0%	471	3,2%	439	2,6%
	Electrodomésticos	2.966	13,7%	2.261	10,5%	2.060	14,1%	2.154	12,7%
	Standby	192	0,9%	213	1,0%	222	1,5%	216	1,3%
	TOTAL	21.670,481	100%	21.445,292	100%	14.598,351	100%	17.011,982	100%
España	Calefacción	4.015	35,7%	7.342	55,9%	3.972	44,3%	5.172	49,2%
	Agua caliente sanitaria	2.038	18,1%	2.193	16,7%	1.638	18,3%	1.877	17,8%
	Cocina	1.116	9,9%	815	6,2%	595	6,6%	737	7,0%
	Refrigeración	757	6,7%	238	1,8%	142	1,6%	170	1,6%
	Iluminación	353	3,1%	329	2,5%	474	5,3%	410	3,9%
	Electrodomésticos	2.745	24,4%	1.992	15,2%	1.908	21,3%	1.924	18,3%
	Standby	235	2,1%	231	1,8%	229	2,6%	231	2,2%
	TOTAL	11.259,109	100%	13.140,647	100%	8.958,722	100%	10.520,629	100%

Tabla 7 Caracterización de las demandas del sector doméstico en España. Fuente: Eurostat - IDAE

Con todo lo anterior, se asumirá a efectos de este estudio que la demanda de los térmicos en Canarias sería de aproximadamente el 25% de la demanda eléctrica total de la vivienda y éste sería su potencial de gestionabilidad en los sistemas eléctricos de Canarias.

En lo que al procedimiento de gestión se refiere, se propone la siguiente configuración. En el termo eléctrico bastaría con instalar un interruptor inteligente con capacidad de lectura de demanda el cual se conectaría a la red local de la vivienda vía WiFi. A su vez se instalaría un ordenador de placa base reducida que actuaría como cerebro del control. En ese controlador se instalaría un programa que descargaría todos los días (a las 0:00) la curva de precios de la demanda de E-SIOS definiendo en qué momentos encender o apagar el interruptor automático teniendo en cuenta que se requiere su uso durante tres horas al día antes de las horas normales de uso de ACS y que, a su vez, puede estar parado sin perder en exceso temperatura entre 6-8 horas.

De la misma forma, el controlador enviaría a su nivel superior (NAN) en cada hora si es posible parar o encender el termo en cada hora y su potencia. Durante esa hora el servidor de la red NAN podría parar hasta 15-30 minutos el termo (como si de una reserva secundaria se tratara).

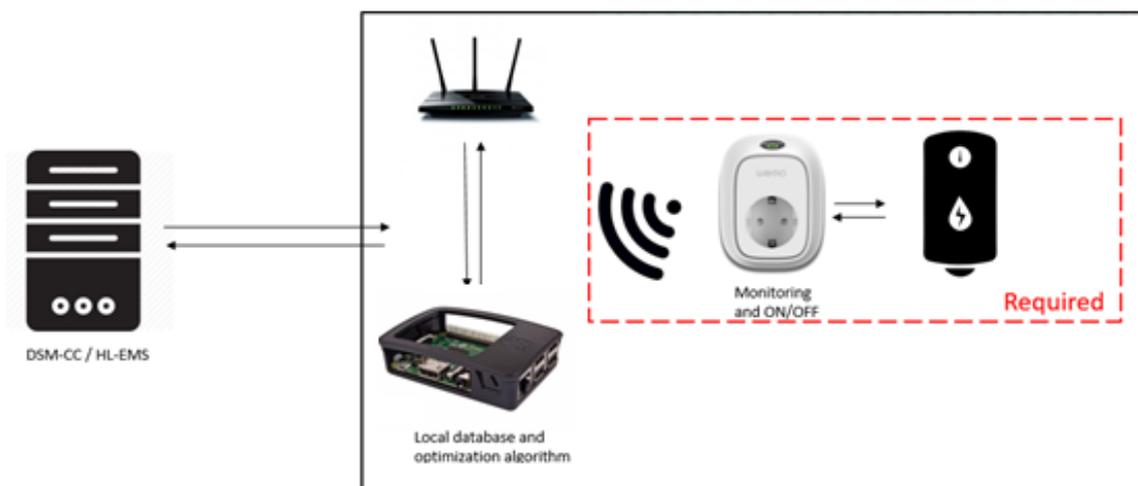


Ilustración 37 Esquema de control del termo eléctrico

La existencia del depósito de agua vinculado garantiza que el termo pueda ser usado a pesar de que éste estuviera desconectado durante un tiempo definido. Con la posibilidad de programar el termo eléctrico, la idea es que la resistencia que calienta el agua solo funcione en los casos necesarios, es decir, si se tiene como hábito ducharse a primera hora de la mañana, nos vamos a trabajar, y no vamos a necesitar agua caliente hasta la noche, se puede programar para que el termo no esté trabajando durante este periodo, y se encienda una hora antes de la llegada, para que cuando la persona llegue pueda disponer de ACS.

5.3.1.2. Aire acondicionado y calefacción

Los sistemas de aire acondicionado y climatización también pueden ser considerados como una demanda gestionable con capacidad de regulación si se instalan los dispositivos de control adecuados. En términos generales, la temperatura óptima de funcionamiento de un sistema de aire acondicionado se sitúa sobre los 22-23 °C. No obstante, dependiendo de la sensación térmica o la carga térmica existente en la estancia, es probable que el usuario establezca un

valor de temperatura diferente que no necesariamente debería encontrarse en el rango de temperatura mencionado. Adicionalmente, las condiciones de la estancia donde se ubican estos equipos (dimensión de la estancia o distancia respecto del Split) pueden suponer un mayor o un menor consumo energético a lo que se suma que el uso de este servicio no es relevante salvo en periodos de verano donde la contribución del aire acondicionado en el total de la energía eléctrica demandada puede ser muy significativa.

Por las razones anteriores se puede entender que el aire acondicionado no debería ser una carga gestionable prioritaria para el sector residencial. Otro caso es el sector comercial y hotelero donde el nivel de uso es mucho mayor como se demostrará en el apartado 5.3.2.

En un aire acondicionado de tipo Split la potencia demandada rondaría los 3.000 – 4.000 W dependiendo de los factores anteriormente comentados. Estas demandas suelen ser usadas principalmente en verano y para su uso el cliente suele disponer de una tarifa de electrificación elevada. En los momentos en los que se usa el aire acondicionado, la demanda de este dispositivo respecto a **la demanda total representa aproximadamente el 45% de la demanda diaria**. Así pues, en los días en los que se predice de un aumento de las temperaturas por encima de los 26 °C el controlador de la vivienda podría valorar que para ese día se va a hacer uso del aire acondicionado. En este sentido, interesa que el arranque y parada del termo se coordine con el aire acondicionado, tratando de que éste último no sea usado en los momentos en los que opera el termo eléctrico. Generalmente cuando se usa el aire acondicionado se reduce la demanda del termo por lo que se puede asumir que las horas de calentamiento de agua podrían rebajarse en 1-2 horas diarias. Esta podría entenderse como la primera política de control.

En lo que respecta al aire acondicionado propiamente dicho, **más que ordenar el arranque o parada automática de este dispositivo, se considera que lo más viable es la regulación de la temperatura (segundo nivel de control del aire acondicionado)**. Con un buen sistema de control y regulación de la instalación que permita controlar el modo de operación en función de la demanda de cada momento y en cada zona del edificio se puede reducir el consumo energético y aplicar gestión de demanda según las necesidades sin que ello suponga una pérdida de confort del usuario. Para ello, se puede optar por la sectorización por zonas, el uso de sistemas autónomos para el control de la temperatura en cada zona o habitación, la regulación de las velocidades de los ventiladores o la regulación de las bombas de agua.

Un sistema de gestión permitiría un control de la temperatura en función de que la sala se encuentre desocupada u ocupada. De este modo, el sistema controlaría los parámetros de temperatura y humedad, que son los que influyen en la sensación de confort, desde el momento de la reserva.

Con el cambio de la temperatura de trabajo de un aire acondicionado se consigue alterar la potencia entre 300 – 400 W para un cambio de la temperatura de 2 °C, lo que supone una reducción del consumo de un 10%. **Por todo ello, la capacidad de control de la demanda supone aproximadamente un 5% de la demanda diaria.**

La solución técnica es tan sencilla como la ya explicada para los termos eléctricos. Los modelos más avanzados de aires acondicionados incorporan sistemas de control a los cuales se puede

acceder de manera remota a través de móvil o incluso ser integrados en el control doméstico de la vivienda. Para este proceso el Split del aire acondicionado debe estar conectado a una red WiFi (como sucedía con el interruptor inteligente) usando protocolos de comunicación tipo Modbus o Zigbee para recabar datos de funcionamiento del dispositivo (temperatura, humedad, estado ON/OFF, consumo energético y potencia) y ordenar el arranque/parada o cambio de temperatura del aire acondicionado. Esta orden puede provenir del ordenador de placa base reducida o de cualquier dispositivo tal como un móvil o incluso sistemas tipo Amazon Alexa o Google Home.

En aquellos aires acondicionados que no incorporan esa inteligencia de serie también es posible llevar a cabo el control mencionado en el párrafo anterior utilizando un módulo de control semejante al expuesto en la siguiente ilustración. Este módulo de control ejerce la función de Gateway. Así pues, el controlador se conectaría a la red WiFi y, a su vez, éste enviaría el mensaje por comunicación Láser al Split como si de un mando a distancia se tratara, permitiendo un control total del dispositivo. El mayor problema de estas interfaces es su coste, las cuales promedian un precio de entre 150 – 200 € y, por consiguiente, la opción más barata es tener en cuenta este criterio a la hora de comprar el sistema de aire acondicionado.

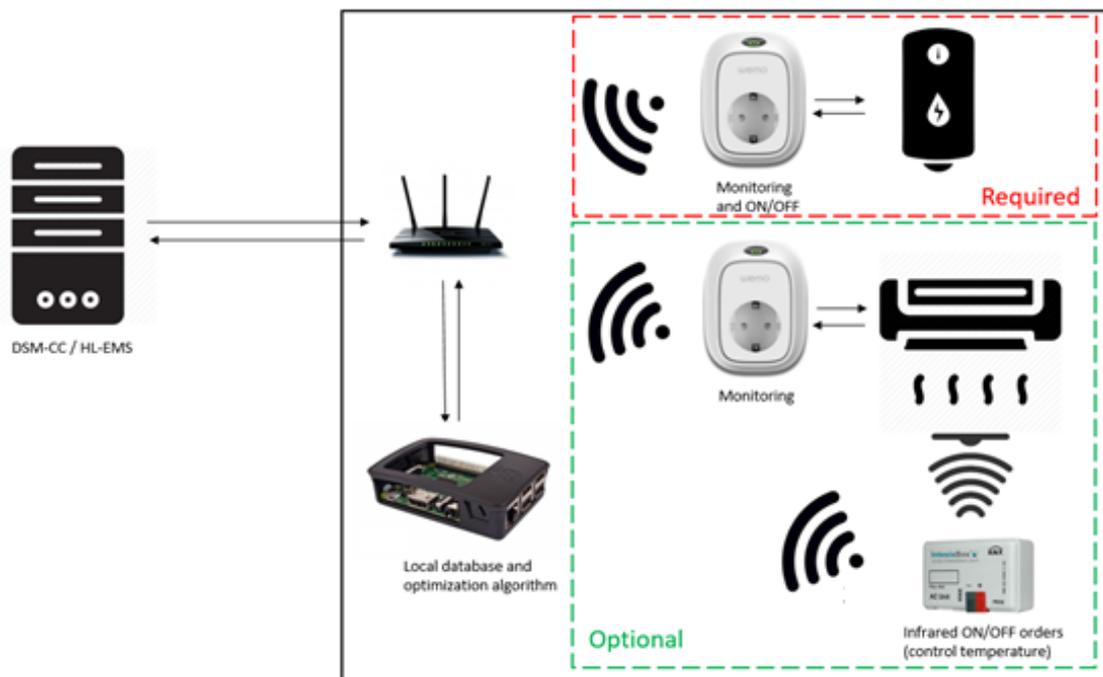


Ilustración 38 Esquema de control del aire acondicionado

En el caso de la calefacción, el nivel de control sería prácticamente idéntico. Incluso el sistema utilizado sería igual al ya comentado para los aires acondicionados. En cualquier caso, son escasos los emplazamientos donde se instala calefacción en Canarias. Estos equipos sólo se suelen instalar en viviendas ubicadas en las zona centro de las islas de mayor altitud, suponiendo este consumo hasta el 6% de la demanda anual de la vivienda en términos anuales.

Para ambos casos la parada de los sistemas de calefacción y aire acondicionado sólo sería viable como mecanismo de contingencia final antes del deslastre de cargas por zonas. Este

podría ser el tercer mecanismo de gestión asociado a la demanda de los sistemas de aire acondicionado y calefacción.

5.3.1.3. Electrodomésticos de función diferida

El siguiente grupo de usos finales de la energía en el sector doméstico lo componen electrodomésticos tales como lavadoras, lavavajillas y secadoras los cuales se caracterizan por ser capaces de operar conforme a un programa poniéndose en marcha de manera automática según las preferencias del usuario. Previamente, el usuario debería haber dejado preparado dicho electrodoméstico habiendo introducido en él la ropa o el menaje (según corresponda) que vaya a ser lavado y/o secado.

Este grupo de electrodomésticos se conocen con la designación de “inteligentes” y el aumento de los precios de la electricidad que se ha producido en Canarias en sintonía con el resto del territorio nacional a partir de Junio de 2021 ha hecho crecer su demanda. A partir de ese mes, el precio de la electricidad en horas puntas han supuesto hasta el doble de en horas valle, lo cual ha despertado un gran interés por parte de los usuarios que pueden programar el electrodoméstico durante el día y éste sólo entra en funcionamiento en las horas más propicias. Por otra parte, el desarrollo tecnológico acaecido en los últimos años en el ámbito de la electrónica y la telecomunicación ha hecho posible que este tipo de controladores puedan ser integrados en los diseños estándares de electrodomésticos con bastante facilidad y a un bajo coste, lo que posibilita que existan modelos muy económicos, utilizando los fabricantes estas nuevas funcionalidades como método para diferenciarse de la competencia.

Los electrodomésticos inteligentes suele estar provisto de un programador táctil intuitivo en el cual el usuario debe especificar la hora en la que dicho electrodoméstico pretende ser usado. Además, existen casos en los cuales suelen incluirse los llamados programas de finalización diferida en los cuales lo que se especifica es la hora de finalización. De esta forma, el sistema determina cuándo es el mejor momento para ponerse en marcha pero siempre cumpliendo con la restricción de hora límite de lavado. Estos sistemas, aunque disponen de una programación mínima de gran utilidad, no llegan a ser del todo inteligentes dado que requieren de la asistencia del usuario para decidir en qué horas debe entrar en funcionamiento. En la actualidad esto no es un gran problema porque las horas supervalle siempre se producen en el tramo comprendido entre las 2:00 – 5:00 horas. Sin embargo, en un concepto de descarbonización en el cual las horas valle varíen más por la disponibilidad de fuentes renovables que por el aplanado de la curva de demanda, existiría un mayor dinamismo y no se puede pretender que el usuario esté al tanto día a día de cuál es el momento en el que la luz es más barata. Incluso asumiendo esta situación ideal, si se acumula en la misma hora todos los consumos eléctricos de la vivienda, es posible que existan problemas en relación con el término de potencia contratado. Por todo ello, lo recomendable es que se lleve a cabo un control inteligente definiéndose siempre desde un sistema de gestión energética cuál electrodoméstico de los mencionados deben ser puestos en marcha en cada momento.

Los modelos más actuales de esta clase de electrodomésticos se conectan a la red WiFi accediendo a la lavadora, secadora o lavavajillas de manera remota a través de una aplicación móvil como si de un enchufe inteligente se tratara. En esa comunicación a través de red WiFi, el protocolo de comunicación utilizado no está estandarizado, existiendo múltiples opciones e

incluso protocolos específicos de fabricantes sin ninguna compatibilidad conocida pero suficiente como para llevar a cabo el acceso a través de un terminal móvil instalando una app. Este puede entenderse como la principal dificultad para la puesta en marcha de redes inteligentes domésticas.

A pesar de que el canal de comunicación utilizado siempre suele ser el mismo (red WiFi creada en la vivienda), la ausencia de un protocolo de comunicación unificado dificulta la integración de electrodomésticos y demás dispositivos en una misma red inteligente. Así pues, en la situación actual, el método más práctico es definir primero el protocolo de comunicación que pretende ser utilizado para toda la red doméstica (HAM) y luego adquirir sólo aquellos modelos de electrodomésticos que fueran compatibles con ese protocolo. En caso contrario, habría que desarrollar un módulo de comunicación y, generalmente, los fabricantes de estos electrodomésticos no suelen asesorar en cuanto a su posible integración, razón por la cual sólo se podrían realizar las pruebas a posteriori (una vez comprado el electrodoméstico). Esta solución también presenta el hándicap de que el usuario limita sus opciones de compra y esto perfectamente puede ser considerado como una razón para que este tipo de integraciones no prospere. A diferencia de un enchufe inteligente donde el coste es inferior a 20 €, un electrodoméstico inteligente puede alcanzar hasta los 500 € y se valoran otros aspectos a los relacionados con la gestión en sí misma.

En línea con lo argumentado, en el año 2019 se ponía en marcha la iniciativa europea EEBUS que tiene como fin la estandarización de protocolos de comunicación asociados al internet de las cosas (IoT). Desde el arranque de esta iniciativa se ha convertido en la iniciativa referencia en este campo de conocimiento a nivel mundial, habiéndose adherido grandes empresas de distintos sectores tales como fabricantes de electrodomésticos referentes, fabricantes de vehículos eléctricos, fabricantes de inversores, empresas comercializadoras, gestores de red, integradores de energías renovables así como centros de investigación.

EEBUS no es más que una suite de protocolos de comunicación que pretenden servir de interface entre dispositivos ya sea para consumidores de energía eléctrica y movilidad, productores de electricidad, almacenistas de energía y empresas gestoras de las redes inteligentes. Al utilizar un mismo lenguaje, todos los sistemas que pudieran ser instalados en la vivienda podrían ser integrados con un mismo algoritmo de gestión energética, haciendo que el control sea verdaderamente inteligente y dinámico.

La tecnología EBUS está diseñada para armonizar entre distintos protocolos y canales de comunicación haciendo uso de una arquitectura SGAM que plantea tres capas, la capa de función, la capa de información y la capa de comunicación. La capa de función está definida por el protocolo de comunicación EEBUS propiamente dicho. En lo que respecta a la capa de información fue creada la toolbox SPLINE que contiene una colección de funciones que permite el intercambio de información entre distintas plataformas tecnológicas y canales de comunicación y de transmisión. Finalmente, para la capa de comunicación fue producida una aplicación la cual ha sido llamada SHIP y que describe el estándar de transporte de los datos a través de IP. Así pues, SHIP provee de una serie de mecanismos para configurar de manera segura la red y posibilitar la conexión entre dispositivos.

Se presenta en la siguiente ilustración una vista general de la arquitectura de EEBUS. EEBUS es de libre acceso y permite la conexión mediante estándares de comunicación IP como son UDP/TCP. Además implementan soluciones Multicast-DNS vía UDP para enviar mensajes a todos los participantes de la red para su configuración (sincronización de relojes, ajustes del sistema, monitorización del estado de funcionamiento de los dispositivos, etc). La suite de protocolos EEBUS también dispone de varias APIs a partir de las cuales es capaz de accederse a SPLINE, pudiendo ser utilizado de manera libre para la implementación de soluciones tanto en el ámbito de la investigación como para el despliegue final.

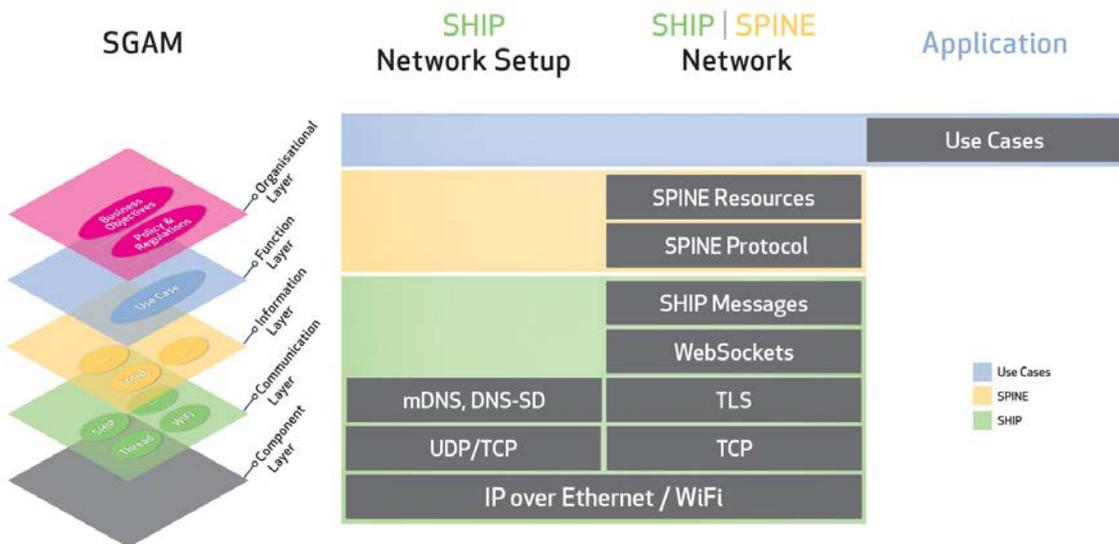


Ilustración 39 Estándar EEBUS

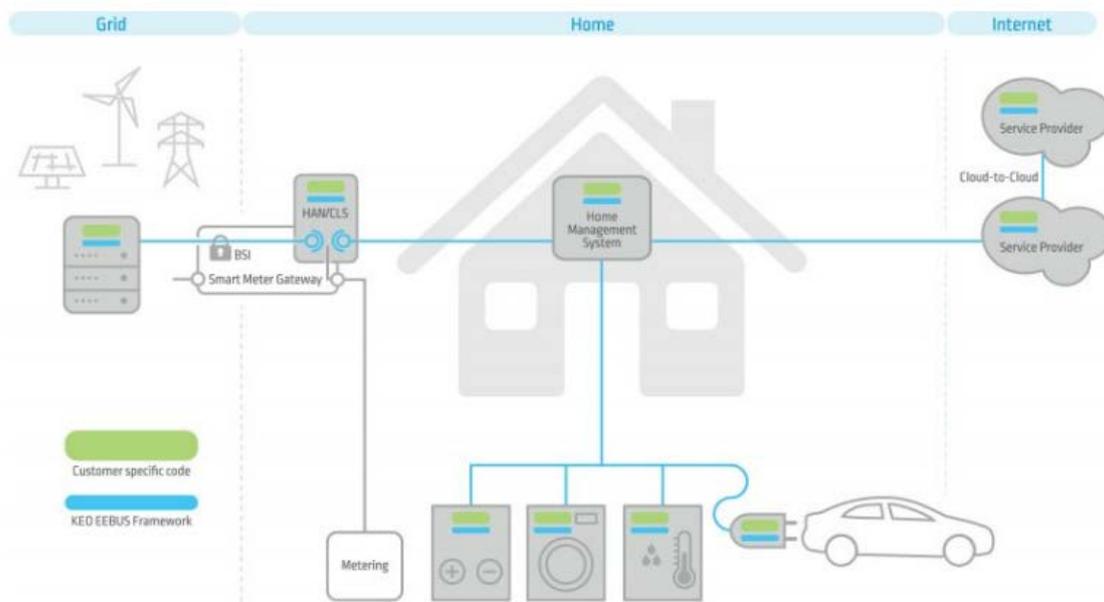


Ilustración 40 Estándar EEBUS para aplicaciones domésticas

De acuerdo con todo lo anterior, se puede entender que este tipo de sistemas de gestión son técnicamente sencillos. No obstante, al tratarse de electrodomésticos, el usuario suele primar otros aspectos que no necesariamente tienen que ver con la gestión de demanda. Protocolos de comunicación estandarizados como el mencionado EEBUS solamente son explotados en la

actualidad por marcas punteras que generalmente presenta un mayor coste, no tanto por dicha funcionalidad sino porque esta serie de aparatos suele presentar las máximas innovaciones existentes en todos los ámbitos de su desarrollo.

En cualquier caso, cada vez son más las empresas que optan por la estandarización y se considera que en unos 5 años todas las empresas que pretendan mantenerse en tendencias tendrán que incorporar protocolos estandarizados. Este hecho ya sucede en prácticamente todos los dispositivos tecnológicos que disponemos a nuestro alcance y no va a ser diferente con los electrodomésticos máxime cuando la gestión de demanda afecta de manera muy directa al ahorro conseguido por el usuario y su confort.

Con la integración prevista a corto/medio plazo, serían aplicables los criterios anteriormente mencionados en cuanto al control indirecto a través de señales de precios, como de manera directa con el envío de consignas sobre qué momentos son más adecuados para la puesta en marcha de los electrodomésticos.

Este tipo de aparatos no pueden regular la cantidad de energía eléctrica que está siendo usada en cada momento, pero sí pueden plantear las horas en las que es mejor llevar a cabo su proceso. Por ello, se puede entender que el control en este caso sería semejante al ya comentado para el termo, asumiéndose escalones de consumo en función de las órdenes ON/OFF llevadas a cabo.

Los estudios energéticos realizados sobre el sector doméstico y detallados en el apartado de los termos eléctricos (sección 5.3.1.1) también han ayudado a definir el consumo de lavadoras, secadoras y lavavajillas. A modo de referencia, el consumo de las lavadoras suponía en las campañas de medida desarrolladas una demanda que promediaba el 9% del total mensual. En aquellas viviendas en las que se disponía de lavavajillas, el consumo de este electrodoméstico era del 6% del total. Por último, en las secadoras el consumo rondaba el 5% del total. Por todo ello, la suma de estos tres electrodomésticos suponía el 20% del total de la energía consumida por los usuarios que disponían de estos tres electrodomésticos. Este valor se aproxima al establecido en el informe Eurostat-IDAE donde como media se establecía que para la región atlántica en la media de España los electrodomésticos generales rondaban un consumo del 24,4%. **A efectos de este estudio, se considerará que la capacidad de control que brindaría este sistema de gestión de demanda se encontraría en la horquilla del 9 – 20% dependiendo de si sólo se dispone de lavadora o por si el contrario también existe lavavajillas y secadora.**

5.3.1.4. Electrodomésticos de función continua

Existe un último grupo de electrodomésticos que deben permanecer conectados de manera constante. Estos son los frigoríficos, congeladores e incluso en muchas viviendas los sistemas de bombeo de agua ubicados próximos a acometidas siendo en determinados municipios una exigencia para dotar al agua de entrada de la suficiente presión si la presión de agua a la llegada no es suficiente.

En todos estos aparatos, si bien se encuentran conectados a la red eléctrica de manera constante, presentan ciclos de funcionamiento periódicos, produciéndose conexiones y desconexiones de sus compresores asociados en tiempos comprendidos entre los 10 – 15

minutos. Este comportamiento es fácilmente identificable en las gráficas de consumo de energía eléctrica recabadas desde los medidores principales ubicados en vivienda cuando los tiempos de medida son uniformes y de como mínimo muestreo minotal. A modo de ejemplo se presenta la siguiente gráfica. En esta gráfica, los saltos de potencia regulares de aproximadamente 150 W se corresponde con los arranques y paradas de un frigorífico de clase A. Ya se comentaba en el apartado 5.3.1.1 que los grandes escalones se correspondían con las horas de puesta en marcha del termo eléctrico mientras que cuando se producen fluctuaciones de potencia comprendida entre los 400 – 500 W (hacia mitad de la gráfica), esa situación era como consecuencia de la puesta en marcha de otros electrodomésticos tales como lavadoras. De la misma forma, se puede apreciar cuáles son los consumos horarios distinguiéndose las horas nocturnas de las horas diurnas donde el consumo de otros usos finales de la energía como la iluminación o los aparatos de entretenimiento suman una base de aproximadamente 250 W.

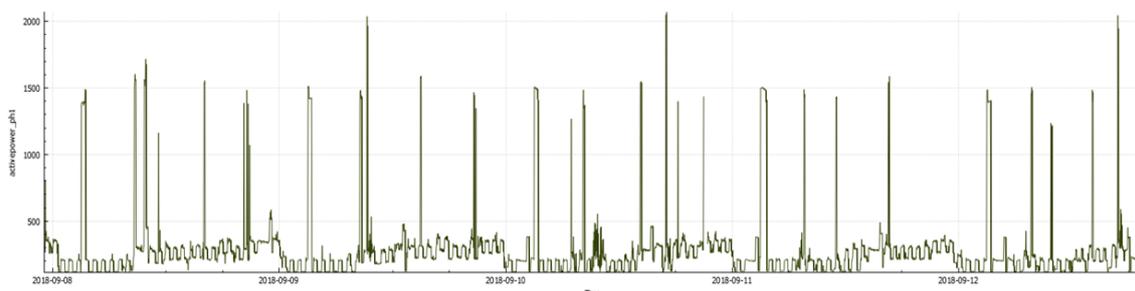


Ilustración 41 Potencia activa de la vivienda de referencia

Naturalmente, el control de demanda diferible a través de tarifa eléctrica no sería aplicable a esta situación dado que no se puede poner en funcionamiento electrodomésticos como frigoríficos o congeladores sólo en horas donde el precio de la luz es bajo. Sin embargo, sí podría ser interesante plantear que el compresor de estos electrodomésticos o incluso el sistema de bombeo de agua operara como una reserva secundaria en un tiempo comprendido entre los 30 segundos y los 15 minutos. Esto no supondría ningún perjuicio para el usuario dado que son los tiempos regulares en los que dichos sistemas suelen operar. El operador mandaría al controlador de la red HAN orden de que durante los próximos 15 minutos sólo se pusiera en marcha lo mínimo imprescindible, no siendo necesario el arranque de estos tipos de sistemas durante esos instantes. Además, al haber reaccionado de esta forma, el cliente tendría derecho a recibir una compensación económica semejante a la que se otorga sobre la magnitud de la misma potencia a la provisión de reservas secundarias en la generación.

Con la gama de frigoríficos y congeladores existentes en la actualidad, para el subgrupo de clase A la potencia unitaria rondaría los 150 – 200 W si bien su consumo es muy continuado en el tiempo. **Es por ello que un frigorífico estándar representa un consumo mensual de aproximadamente el 13% de la demanda total según las series temporales que han estado disponibles para este análisis.** Ésta sería la capacidad de control en el ámbito de reservas que se obtendría con esta opción de gestión de demanda.

5.3.1.5. Iluminación

La iluminación no puede ser considerada como una carga verdaderamente gestionable. No obstante, sí es posible la aplicación de políticas de gestión de demanda pero más encaminadas al ámbito de la eficiencia energética.

Con un sistema de control pueden obtenerse sustanciales mejoras en la eficiencia energética de la iluminación de un edificio. Estos sistemas de control son generalmente capaces de controlar el tiempo de encendido, la iluminación en función de la ocupación, alternar entre luz cálida o fría, mejorar el comportamiento de acuerdo con la luz diurna existente o incluso pararse de manera automática si no se detecta presencia en la sala.

Prácticamente todos los grandes comercios de las islas venden en la actualidad lo que se conoce como bombillas inteligentes. Las bombillas inteligentes presentan un modo de funcionamiento semejante a los enchufes inteligentes, siendo posible conectarlos a controladores domóticos para regular todos los parámetros descritos en el párrafo anterior. Estas bombillas utilizan como protocolo de comunicación soluciones tales como Zigbee o Z-WAVE variando su funcionamiento y compatibilidades según el protocolo utilizado.

A efectos prácticos la iluminación sí afecta de manera directa al confort del usuario y su uso está íntimamente ligado con las necesidades personales. Así pues, para este tipo de usos finales de la energía, sólo el usuario tendría potestad para determinar los momentos en los cuales la luz debe ser encendida o parada, o incluso el nivel de iluminación que debería existir en la estancia, aspecto que depende incluso de la actividad que en ese momento se estuviera desarrollando.

Por todas estas razones, se puede considerar que las bombillas inteligentes son más bien un producto domótico y que el único vínculo existente con la energía sería su mejor característica como solución de eficiencia energética.

Es importante tener en cuenta que recientemente se han registrado ciberataques que afectaban a la operación de estas bombillas y, concretamente, para modelos que utilizaban como protocolo de comunicación Zigbee. Estos ataques tenían como fin producir un desbordamiento del buffer en el puente de control enviando una gran cantidad de datos. Estos problemas fueron corregidos a través de una actualización, pero este ejemplo deja patente que los criterios de ciberseguridad deben ser aplicados a todos los niveles, generando un protocolo que garantice la existencia de múltiples capas de bloqueo como se propone en el apartado 5.2.

5.3.1.6. Conclusión del grado de gestionabilidad del sector doméstico

Como conclusión del análisis de las capacidades de gestión de este subsector, puede comentarse que **el consumo eléctrico medio por vivienda en Canarias se sitúa sobre los 10,5 kWh/día** (cuatro habitantes por vivienda), habiéndose estimado que un 25% de esta demanda es de alta gestionabilidad (termos eléctricos), a lo que se suma otro 25% de gestionabilidad moderada (correspondiente con los usos finales de climatización y electrodomésticos de función diferida). Finalmente, un 13% de la demanda restante podría añadirse al grupo anterior si los sistemas de refrigeración se utilizaran como mecanismo para proveer reservas

secundarias. **Por todo ello, se estima que la capacidad máxima de gestión de una vivienda en Canarias puede llegar al 63%, si bien lo realista es que se apliquen políticas de control principalmente sobre el uso de termos eléctricos y aires acondicionados a corto y medio plazo (demanda conjunta del 30%).** Si finalmente se logra implantar con éxito el uso de un protocolo unificado (EEBUS), sería muy factible alcanzar capacidades de gestión de hasta el 50% de la demanda en la vivienda.

5.3.2. Gestionabilidad asociada al sector comercial y turístico

También es posible la aplicación de estrategias de gestión de demanda vinculadas a usos finales de la energía en los sectores comercial y turístico. Ambos subsectores son altamente demandantes de energía eléctrica y ofrecen servicios para la pública concurrencia, razón por la cual si bien ciertas políticas de gestión de demanda tienen paralelismos con el sector doméstico, no pueden dejar de ser ofrecidos sin afectar de manera directa a los clientes.

De modo semejante a como se ha procedido con el apartado anterior, a continuación se mencionan los que se consideran como principales alternativas para la aplicación de políticas de gestión de demanda vinculadas a este subsector.

5.3.2.1. Climatización

A diferencia de lo que ocurría en el sector doméstico, en los sectores comercial y turístico suele ser habitual la instalación de grandes sistemas de aire acondicionado que permiten asegurar la renovación del aire en espacios generalmente cerrados y con baja ventilación, donde además existen gran carga térmica debido a la gran afluencia de personas. Así pues, se consigue que la renovación del aire sea forzada mediante la generación de sobrepresiones en el interior de la sala. De acuerdo con lo anterior, los sistemas de aire acondicionado suelen operar durante todo el año si bien se va alterando la temperatura en función de la sensación térmica.

El hecho de que estos sistemas de climatización sean usados durante todo el año hace posible que los sistemas de gestión energética vinculados a aires acondicionados sean más rentables al aplicarlos en este tipo de edificios que en el sector doméstico y, realmente, el coste por desarrollar esta actuación es idéntico al requerido para el sector residencial. Así pues, sólo haría falta un Gateway con capacidad para traducir las señales de arranque/parada del aparato y cambio de consigna de temperatura enviadas generalmente por infrarrojo a protocolos de comunicación estandarizados como el Modbus. Este equipo suele tener un coste aproximado de menos de 300 € y sería suficiente para posteriormente integrar dichas señales en un controlador que se comunicara con el Gateway vía WiFi (con el protocolo elegido).

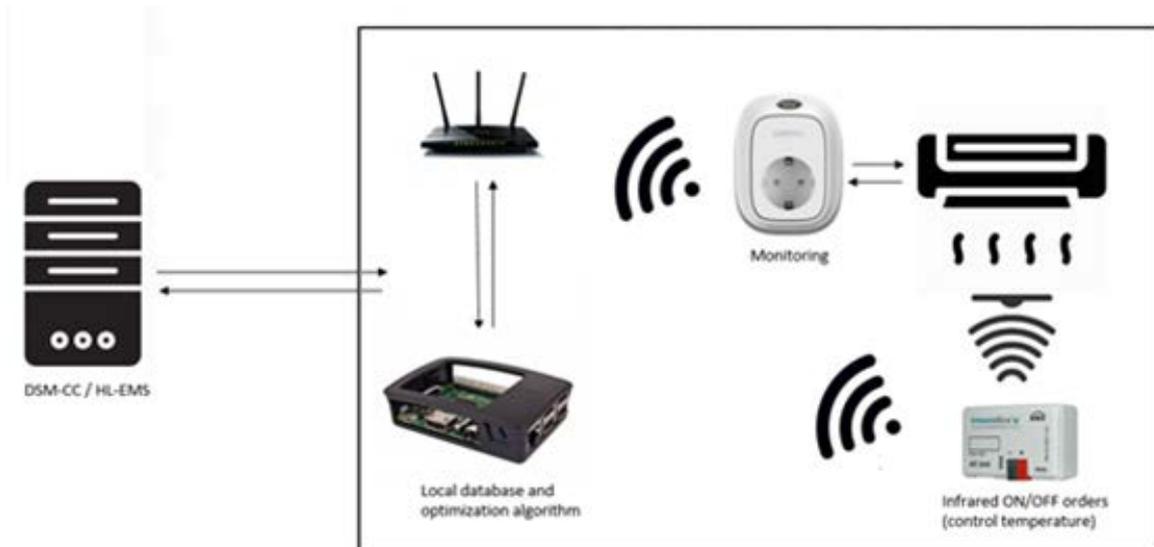


Ilustración 42 Esquema de control del aire acondicionado para sector comercial y turístico

En los instantes en los cuales fuera adecuado reducir el consumo, el aire acondicionado podría ser regulado cambiando la consigna de temperatura o incluso parando el sistema teniendo una respuesta favorable casi de inmediato. Por otra parte, a pesar de que la capacidad de control en términos porcentuales sería limitada cuando se realiza sólo un cambio de temperatura, la gran demanda de este uso final de la energía hace que la contribución de este tipo de sistemas pueda ser incluso más importante que en el sector doméstico. Así pues, podría llegarse a un mismo resultado actuando sobre un menor número de usos finales de la energía.

La potencia de estos sistemas de aires acondicionados está mucho menos estandarizada que para el sector residencial, dependiendo de una serie de factores tales como los metros cuadrados de la zona a acondicionar, el número de personas que ocuparían la estancia, las condiciones de aislamiento del comercio o edificio, el número de ventanas y puertas así como las condiciones de iluminación.

A modo de referencia genérica para determinar las necesidades aproximadas de frío en un edificio en Canarias, puede considerarse que en términos promedios se requiere unas 150 frigorías por cada metro cuadrado de la estancia a climatizar. Por su parte, para determinar la potencia, es necesario definir las características del equipo de aire acondicionado ya que no todos los sistemas son igual de eficientes. En todo caso, a modo de estimación, un sistema con una potencia de 860 frigorías tiene 1 kW de potencia. Con todos estos números, a modo de ejemplo, para una estancia de 30 m² se puede estimar que se requerirían 4.500 frigorías y que para ello se debería instalar un sistema de aire acondicionado de aproximadamente 5,2 kW.

Los valores expuestos en el párrafo anterior se toman como referencia a la hora de estimar la potencia instalada en edificios del sector comercial y turístico destinada a climatización. Por otra parte, con el control de temperatura se asume que el margen de maniobra no sería nunca superior a 3 °C. **Por estudios relacionados con el ámbito de la eficiencia se demuestra que por cada grado respecto al valor óptimo (sobre los 24 °C) el consumo se modifica un 4%, por lo que el margen de gestión máximo se encuentra sobre el 12%. Esta capacidad de control definiría la primera capacidad de gestión.**

De modo paralelo, puede considerarse que en casos de necesidad podría plantearse la parada del sistema de aire acondicionado durante un tiempo comprendido entre los 30 segundos y los 15 minutos (reserva secundaria). Este control también se considera inicialmente factible para esta opción de gestión de demanda, la cual podría estar perfectamente basada en la gestión ya anunciada en el apartado 5.3.1.2.

5.3.2.2. Producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS)

A diferencia de lo que ocurría en el sector doméstico, principalmente para el sector turístico, la producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS) no supone una carga gestionable de gran interés ya que esta agua caliente no se produce con energía eléctrica sino que se opta por plantas de colectores solares térmicos, geotermia de baja entalpía, biomasa y cada vez en menor medida calderas operadas con combustibles fósiles.

En cualquier caso, si puede considerarse que esto no ocurre en todos los casos y sobre todo en pequeños comercios como peluquerías, restaurantes y otros comercios al por menor sí podrían seguir usando agua caliente sanitaria producida a través de termos eléctricos. En esos casos, sería perfectamente viable el procedimiento ya mencionado en el apartado 5.3.1.1 para el sector doméstico.

De la misma forma, incluso en aquellos establecimientos en los cuales existen sistemas de captadores solares instalados, suele ser común disponer de termos eléctricos con los que aportar aquella parte de la energía calorífica que por condiciones de recurso no se puede garantizar con la solar térmica. Si la contribución solar se aproxima al valor mínimo y la parte restante se aporta mediante termos eléctricos, está claro que estos consumos también pueden ser aprovechados para aplicar mecanismos de gestión de demanda. En un escenario donde haya exceso de energía renovable puede entenderse que incluso se priorice el termo eléctrico a la solar térmica dado que no sólo se estaría abasteciendo la demanda de calor con energía renovable sino que incluso por el uso del termo se estaría resolviendo un problema en la red eléctrica. Naturalmente, esto no es viable si la mejora a nivel técnico no se traduce en una compensación para el usuario (el usuario no tendría incentivo para llevar a cabo esta medida).

Por todo lo comentado, si bien este uso final de la energía no sería una opción preferente de gestión de demanda vinculado al sector comercial y el turístico, no es del todo descartable y la amplia capacidad de gestión que ofrece este tipo de sistemas obliga a al menos plantearla como una alternativa plausible.

5.3.2.3. Alumbrado

El alumbrado sigue una misma lógica a la ya mencionada para el sector doméstico. No se puede entender que el alumbrado sea un uso final de la energía donde sean fácilmente aplicables políticas de gestión de demanda, puesto que influye directamente en el confort de las personas que en dichas estancias se encuentren. Yendo más lejos, en este tipo de locales nos encontramos con la problemática de la pública concurrencia. En general son áreas en las cuales las condiciones de iluminación deben seguir las recomendaciones establecida en las normas UNE en cuanto a nivel de iluminancia media, temperatura de color, índice de cromaticidad e incluso nivel de deslumbramiento dado que puede afectar a las condiciones de

seguridad. A diferencia de lo que ocurre en un lugar que no es de pública concurrencia, los usuarios no necesariamente deben conocer la distribución de la sala y, por ejemplo, dónde se encuentran los medios de protección activa de incendio o incluso las salidas. Por tanto, no conviene modificar las condiciones de iluminación respecto a lo que se establece en las normas básicas.

Los sistemas de gestión de demanda se limitarían específicamente a ofrecer servicios más relacionados con el ámbito de la eficiencia energética en aplicaciones como el control de la luz en espacios que no están siendo utilizados con el uso de sensores de presencia o la regulación de la temperatura de color en función de las necesidades. Por todo ello, estas medidas sí afectarían al consumo pero no en la forma por la cual se pudiera alterar para consumir más o menos dependiendo del instante y en base al balance energético.

5.3.2.4. Conclusión del grado de gestionabilidad del sector comercial y turístico

Conforme al análisis realizado, se reconoce como principal fuente de gestión de demanda vinculada al sector comercial y el turístico la climatización de estancias a través de sistemas de aire acondicionado. Este tipo de consumos destacan por su enorme importancia en términos de potencia instalada, si bien el control que podría ser realizado es tan sencillo como el ya descrito para el sector residencial. **El consumo eléctrico para climatizar un área de 30 m² ronda los 5,2 kW, habiéndose asumido que por cada metro cuadrado se necesita en Canarias una media de 150 frigorías y que 860 frigorías suponen 1 kW con un sistema de aire acondicionado estándar. Con esa potencia total, es necesario también asumir que la capacidad de control máxima sería de un 12% sobre la demanda considerándose que el cambio máximo de consigna de temperatura es de 3 °C.**

También podría tener algún interés la gestión de demanda aplicada sobre la producción de agua caliente sanitaria sólo si el establecimiento dispone de termos eléctricos. Lejos de estas dos medidas particulares, en estos dos sectores la gestión de demanda pasaría por el análisis en detalle de cada consumo particular. Esas posibilidades extras de gestión serían muy singulares de las actividades que se realizaran. Por ejemplo, podrían existir cámaras frigoríficas donde se podría realizar un control semejante al descrito en el apartado 5.3.1.4 usando el propio frío como sistema de almacenamiento.

5.3.3. Gestionabilidad asociada a la movilidad eléctrica

A corto/medio plazo el vehículo eléctrico será un reto al cual se tendrán que enfrentar los sistemas eléctricos insulares de Canarias. Esta nueva carga podría ser vista como una amenaza si se introduce de manera descontrolada en el sistema eléctrico durante los próximos años o como una oportunidad si, por el contrario, se aprovecha para aportar mayor capacidad de gestión y con ello posibilitar la integración de un mayor porcentaje de energías renovables en el archipiélago. Así pues, se garantizaría que la generación renovable no sólo estaría satisfaciendo consumos eléctricos tradicionales sino incluso relacionados con la movilidad. Conforme con el estudio técnico desarrollado en el ámbito de la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias, y en concordancia con los escenarios considerados en el PTECan, se ha estimado que para alcanzar la descarbonización del sector del transporte en el año 2040 debería existir un parque automovilístico de 225.424 vehículos eléctricos en el año 2030

(12,9% de la flota) y para el año 2040 el número de vehículos eléctricos debería rondar los 1.590.0000 VE. En las siguientes tablas se presentan de manera resumida el parque automovilístico por islas y el de movilidad eléctrica.

Parque automovilístico de Canarias [Versión reducida]									
AÑOS	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS	Veh/hab
2019	662.289	752.520	131.372	91.704	73.990	15.817	9.199	1.736.891	0,807
2020	660.818	760.422	130.262	92.887	75.775	16.024	9.554	1.745.742	0,802
2030	631.749	728.833	128.931	88.221	68.022	15.217	8.852	1.669.825	0,688
2040	599.234	693.439	123.611	84.400	64.773	14.459	8.423	1.588.339	0,625

Tabla 8 Parque automovilístico de Canarias por islas [Versión reducida]

Parque de vehículos eléctricos [Versión reducida]								
AÑOS	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS
2019	1.111	925	271	149	68	30	24	2.578
2030	153.364	177.912	37.970	20.676	17.792	4.398	3.293	225.424
2035	353.829	409.881	78.321	49.058	39.278	9.125	5.930	945.422
2040	599.234	693.439	123.611	84.400	64.773	14.459	8.423	1.588.339

Tabla 9 Parque automovilístico eléctrico de Canarias por islas [Versión reducida]

Como se puede ver, se ha considerado que el incremento en el uso del vehículo eléctrico será progresivo, con una tendencia de crecimiento baja en los primeros años del horizonte de planificación e incrementando cada vez más el ratio de este tipo de vehículo frente a otras alternativas. Naturalmente, para llegar a esta situación, será necesario que en un momento determinado (2030) la venta de vehículos de Motor de Combustión Interna (MCI) sea gravada o simplemente no permitida para garantizar que todo el parque automovilístico sea eléctrico en 2040. De otra forma, seguirían existiendo vehículos no eléctricos porque nadie estaría dispuesto a deshacerse de un vehículo cuya vida útil es inferior a 10 años.

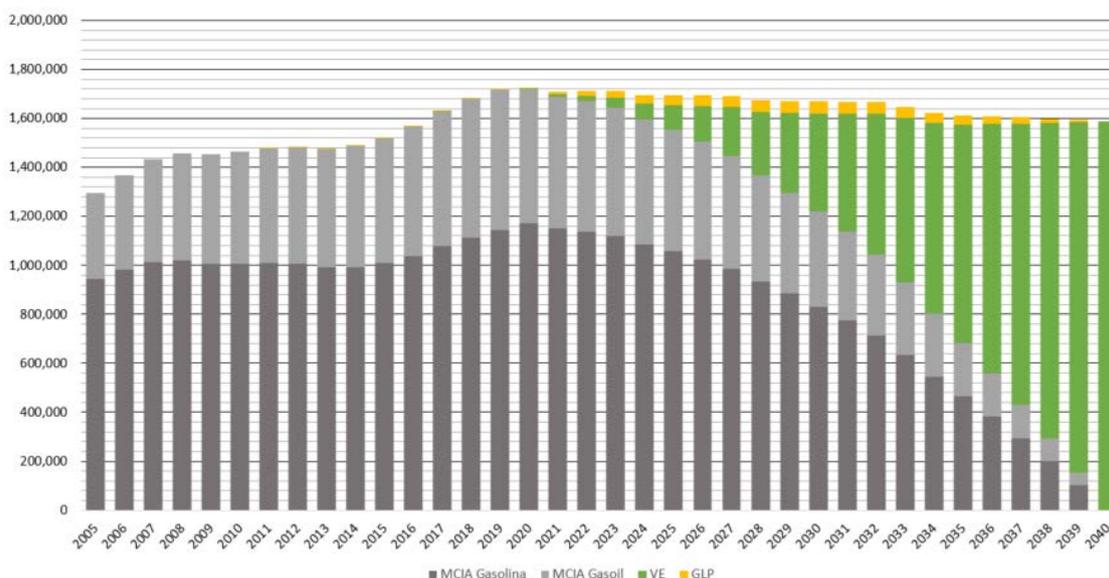


Ilustración 43 Parque automovilístico de Canarias a 2040

Continuando con la línea trazada al inicio de este apartado, el vehículo eléctrico provocará en todos los Sistemas Eléctricos Insulares de Canarias un aumento de la demanda eléctrica. Ese aumento del consumo de electricidad dependerá de la capacidad de energía almacenada en las baterías de este tipo de vehículos, existiendo una relación directa entre dicha capacidad y la distancia diariamente recorrida por los vehículos. La energía eléctrica necesaria para dar

soporte al vehículo eléctrico en Canarias será la que se expone en la siguiente tabla e ilustración.

Estimación del consumo eléctrico debido al vehículo eléctrico (MWh) [Versión reducida]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	3.634	2.263	445	369	149	49	78	6.988
2020	5.406	3.470	613	484	218	88	82	10.361
2022	43.288	24.526	12.023	5.612	1.270	1.390	1.404	89.511
2023	65.433	39.293	17.910	8.528	2.215	2.071	2.053	137.502
2024	89.053	56.643	24.001	11.670	3.435	2.775	2.696	190.274
2025	114.144	76.572	30.293	15.039	4.931	3.504	3.333	247.817
2030	261.657	214.910	64.779	35.275	16.542	7.503	6.421	607.088

Consumo de energía eléctrica prevista para Canarias [Versión reducida]								
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guagua	Motocicleta	Tractores	Otros	Total
2019	3.668	815	1.007	627	289	0	2.108	8.513
2020	4.402	1.300	1.153	1.089	333	34	2.221	10.532
2030	858.276	453.426	175.423	179.877	14.737	5.433	22.910	1.710.083
2035	1.738.180	915.725	354.901	363.860	29.929	11.030	46.383	3.460.007
2040	2.920.710	1.536.206	595.983	610.983	50.371	18.561	77.924	5.810.738

Tabla 10 Consumo de energía eléctrica prevista para Canarias (MWh/año) [Versión reducida]

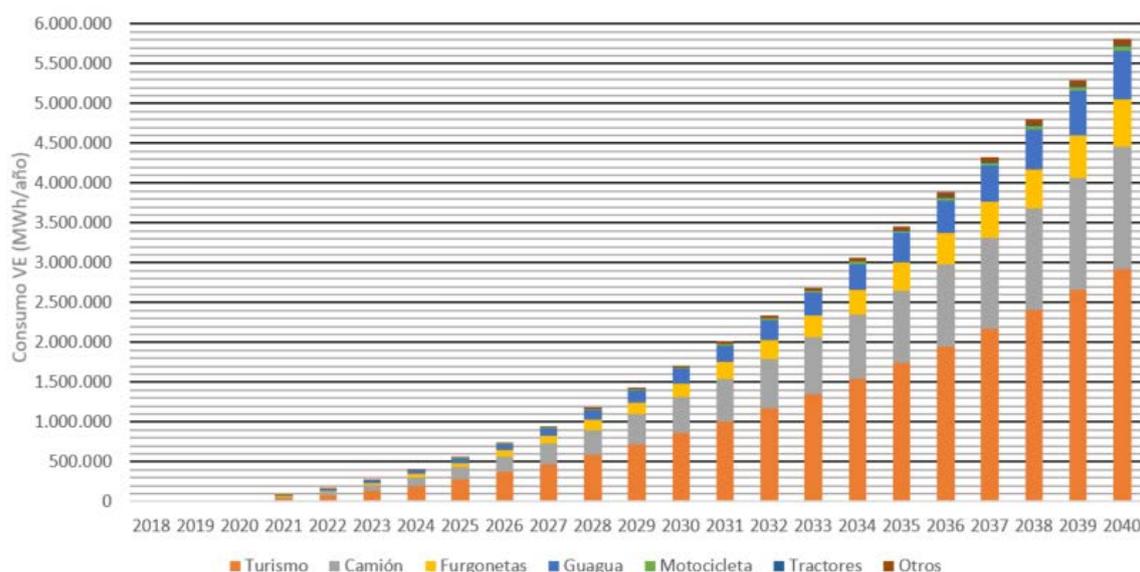


Ilustración 44 Consumo de energía eléctrica prevista para Canarias (MWh/año)

Como consecuencia de lo comentado, la demanda debida al vehículo eléctrico en el año 2030 sería de 1.710 GWh/año, mientras que para el año 2040 se alcanzaría los 5.810 GWh/año. Estas cifras son de gran relevancia teniendo en cuenta que la energía eléctrica existente en Canarias para el año 2019 ascendía hasta los 8.850 GWh/año.

5.3.3.1. Puntos de carga inteligente

Lo deseable sería que de manera prioritaria este nuevo consumo sea atendido específicamente con la producción renovable de origen no gestionable, contándose para ello con el back up que supone los sistemas de almacenamiento energético integrados en estos vehículos. Las baterías permiten desacoplar en cierta medida la producción del consumo

(entendiéndose por consumo real la energía consumida mientras se desplaza el vehículo). Así pues, puede priorizarse la carga del vehículo eléctrico en aquellos momentos en los que el recurso eólico y solar es lo suficientemente alto como para abastecer este tipo de cargas.

La decisión de cuándo debe llevarse a cabo la carga del vehículo eléctrico debería ser tomada por sistemas de gestión energética que operen de la forma más autónoma posible. Sería inviable que el usuario esté constantemente pendiente de definir en qué horas el precio de la energía es más barata para conectar el vehículo eléctrico y proceder con su recarga. Esa política sería viable durante un corto plazo de tiempo, pero con toda probabilidad acabaría dejando esas prácticas de lado y cargando el vehículo en los momentos en los que realmente pueda llevar a cabo esa carga manual. Lo más cómodo y estable en el tiempo sería que el usuario conectara el vehículo tan pronto llega a parada y la decisión de carga o no carga fuese tomada por el sistema de gestión energética del edificio al cual se conecta asumiendo estrategias de gestión semejantes a las ya descritas en los apartados anteriores y sin perturbar al usuario lo más mínimo.

Por otra parte, **si el usuario adquiere como hábito que el vehículo sea conectado tan pronto llega a destino o simplemente cada día, se garantizaría que las cargas puedan ser prácticamente siempre realizadas con cargadores lentos durante cortos espacios de tiempo.** A modo de ejemplo, asumiendo que la distancia diaria recorrida por un vehículo en Canarias suele rondar los 50 km, el consumo medio diario de un vehículo eléctrico se situaría sobre los 7,42 kWh/día. Con un punto de recarga lenta de 3.6 kW (punto básico), la carga diaria se realizaría en 2 horas, mientras que con un punto de recarga también lenta de 7 kW esa misma recarga se realizaría en 1 hora. Con el punto de recarga de 3.6 kW se tardaría 8 horas en alcanzar un nivel de la batería de 30 kWh, mientras que para un punto de carga de 7 kW se lograría el mismo objetivo de capacidad en 4 horas. Naturalmente, cuanto más se distribuye la carga, menores tiempos se necesitan y más capacidad de gestión adquiere el sistema.

Para llevar a cabo esta carga automática se deben instalar los también conocidos como puntos de recarga inteligentes. La mayor parte de este tipo de puntos de recarga realizan una lectura del nivel de la batería y determinan el tiempo necesario para realizar el proceso de carga. En esa definición del tiempo necesario para la carga incluso se tiene en cuenta las preferencias del usuario en lo que se refiere a la hora en la cual se necesita que el coche eléctrico esté operativo y con las baterías cargadas. Este proceso de carga se puede entender como una carga diferida dejando al sistema de control elegir el mejor momento para realizar el abastecimiento.

A nivel técnico el tipo de control mencionado no supone ningún reto tecnológico, solo siendo necesario que el controlador sea capaz de tener acceso a internet para acceder a los datos de precio de la energía y una lógica de control básica para la toma de decisión y actuación. Lo normal es que este controlador venga directamente integrado en el punto de recarga siendo una gestión que se desarrolla de manera específica para este consumo.

Que exista un controlador propio para el punto de recarga no necesariamente debe suponer que esté descoordinado de los consumos del edificio en el que se instala. Prueba de ello es la gestión dinámica de potencia, siendo esta una herramienta de gestión que suelen integrar algunos fabricantes y que básicamente ordena la carga con la potencia sobrante respecto a la

contratada asegurando que la demanda conjunta del edificio y la carga del vehículo eléctrico no produce el disparo por exceso de potencia del contador inteligente.

Por otra parte, en algunos casos el usuario contrata una tarifa eléctrica específica para el vehículo eléctrico existiendo un contador eléctrico independiente para esta demanda. Especialmente en ese caso el control debería ser llevado a cabo de manera totalmente diferenciada del resto de elementos del sistema. De una u otra forma, dada la magnitud de la demanda del vehículo eléctrico, tiene sentido que esa gestión sea realizada con un dispositivo independiente y especializado puesto que no sólo basta con el envío de órdenes ON/OFF sino que incluso es recomendable la configuración de set points de potencia. Estos set points permitirían que aunque se esté aplicando gestión de demanda, se pueda mantener una parte del suministro en casos en los que así convenga.

En lo que a capacidad de gestión de demanda del vehículo eléctrico se refiere, en el ámbito de la estrategia del vehículo eléctrico se determinó el número de puntos de recarga que deberían existir por edificio habiéndose realizado un reconocimiento a partir de datos catastrales y mapas callejeros turísticos a partir de los cuales se definían aquellas áreas de aparcamiento público y privadas.

Asumiendo que los vehículos utilizarían en su mayoría puntos de recarga lenta (3,6 kW), se estima la capacidad de gestión en términos de potencia. Asimismo, para determinar la capacidad de control en energía, se asume que de manera prioritaria la carga del vehículo eléctrico sea realiza todos los días (cargas con una duración de dos horas confirme al análisis anteriormente expuesto).

A modo de referencia inicial se muestra en la siguiente tabla el número de puntos de recarga que existirían en Canarias en el escenario de total descarbonización.

Isla	Ratio de puntos de recarga por vehículo					Vehículos eléctricos	Ratio puntos recarga por vehículo
	Carga vinculada	Carga de apoyo	Carga emergencia	Total puntos de recarga			
Tenerife	771.663	16.765	4.315	792.743	693.439	1,14	
Gran Canaria	652.028	16.335	2.805	671.168	599.234	1,12	
Lanzarote	137.632	2.531	2.619	142.782	123.611	1,16	
Fuerteventura	95.951	2.954	1.279	100.184	84.400	1,19	
La Palma	68.182	945	814	69.941	64.773	1,08	
La Gomera	18.775	280	84	19.139	14.459	1,32	
El Hierro	11.185	192	35	11.412	8.423	1,35	
Canarias	1.755.416	40.002	11.951	1.807.369	1.588.339	1,14	

Tabla 11 Ratio de puntos de recarga por vehículo

Con estas cifras, se puede indicar la capacidad de gestión tanto en términos de potencia como de energía. En este punto hay que tener en cuenta que es improbable que se produzca una simultaneidad de 1 coincidiendo en un mismo instante la carga de todos los vehículos eléctricos que puedan existir en las islas. Es más, el sistema de gestión tiene como fin último que esto no ocurra y para ello se necesita coordinación. Asumiendo recargas de dos horas por vehículo, parece razonable que la simultaneidad sea del 20%, siendo posible que la carga de todo el parque sea posible realizarse en un horizonte de 8-10 horas (lo que ahora se considera como periodo supervalle). Se expone en la siguiente tabla la estimación inicial.

Capacidad de gestión máxima del vehículo eléctrico		
Isla	Término de potencia (MW)	Término de energía (MWh/día)
Tenerife	556	1.111
Gran Canaria	469	939
Lanzarote	99	198
Fuerteventura	69	138
La Palma	49	98
La Gomera	14	27
El Hierro	8	16
Canarias	1.264	2.528

Tabla 12 Capacidad de gestión máxima del vehículo eléctrico

5.3.3.2. Vehicle To Grid (V2G)

En un punto de recarga tradicional, el flujo de energía es unidireccional utilizándose la conexión para la carga de la baterías del vehículo eléctrico. No obstante, puede darse el caso de que el vehículo eléctrico pueda ser considerado como un sistema de almacenamiento móvil, utilizándose la batería no sólo para su carga sino incluso para su descarga. Así pues, en casos en los cuales sea requerido, el vehículo eléctrico podría descargar una parte de la energía acumulada en sus baterías para proveer servicios a la red, lo que permite una gestión incluso más optimizada de la que se obtiene con la recarga unidireccional.

Con un sistema V2G sería posible llevar un control de la potencia punta de los sistemas eléctricos y, especialmente, en los sistemas eléctricos insulares de menor tamaño en las Islas Canarias. El uso de esta tecnología permitiría aportar servicios complementarios de ajuste al sistema en los dos sentidos (a subir o a bajar), pudiendo reportar beneficios adicionales al propietario del vehículo, aspecto especialmente importante para empresas que dispone de grandes flotas de vehículos y una alta rotación.

Principalmente en vehículos utilitarios que no ofrecen servicios públicos, el uso de la batería para un recorrido medio en Canarias es muy inferior a las capacidades de almacenamiento que utilizan estos vehículos. Así pues, si como se argumentaba anteriormente la cantidad de energía consumida de modo medio ronda los 7,42 kWh/día y los modelos actuales de vehículos disponen de capacidades medias de 35 kWh e incluso existen modelos que pueden llegar hasta los 95-100 kWh, es claro que existe margen para que este tipo de prácticas sean llevadas a cabo. Este tipo de sistemas son especialmente interesantes cuando se sigue la política de conectar el vehículo a la red nada más llegar a destino. Naturalmente, de esta forma se garantiza que la carga de la batería está siempre lo más cerca del máximo posible y, como consecuencia, es más probable y menos arriesgado que las políticas V2G puedan dejar sin carga el vehículo eléctrico.

Para hacer viable que este procedimiento se realiza sin perjudicar al usuario del vehículo, lo coherente es que sólo se permita la aplicación de este tipo de estrategias si la carga del vehículo supera un límite establecido. Este límite se podría configurar a nivel de punto de recarga, siendo el propio usuario el que decida lo que para él supone un margen coherente. Por ejemplo, si un usuario sólo realiza desplazamientos cortos, puede considerar óptimo que las políticas de gestión de demanda con aporte de energía a red mediante mecanismo V2G se lleve a cabo usando como límite una capacidad del 40%. Sin embargo, si se trata de un usuario

que realiza diariamente desplazamientos muy grandes, probablemente establezca como límite un valor del 80%. Ese límite podría ser incluso cambiado por el usuario día a día de una forma tan sencilla como actualmente se configura un despertado en el móvil, adaptando incluso programas en función de si es un día entre semana o un día en fin de semana.

El control del V2G nuevamente es responsabilidad del punto de recarga el cual actúa como HAN en este caso específico. Siguiendo el mismo planteamiento al ya mencionado en varias ocasiones, este sistema podría mandar señal cada hora de las capacidades para aplicar gestión de demanda de manera directa. Si en el momento de la ejecución del programa de gestión decretado por el nivel NAN el vehículo es usado por el usuario, el nivel NAN mandaría la orden a otro vehículo que proporcione el mismo servicio. Con todo ello se consigue una gestión a tiempo real proporcionando servicios inmensos de gestión de demanda y permitiendo la integración de energías renovables en red de forma directa.

Si bien hace unos años las tecnologías V2G no estaban tan desarrolladas, se conocía de su potencialidad y despertaban el interés de los investigadores. No obstante, el V2G ya está pasando a consolidarse y grandes fabricantes de coches europeos ya han anunciado que a partir de 2021 todos sus modelos estarán equipados con sistemas de carga bidireccional por lo que la implementación de esta tecnología es una realidad.

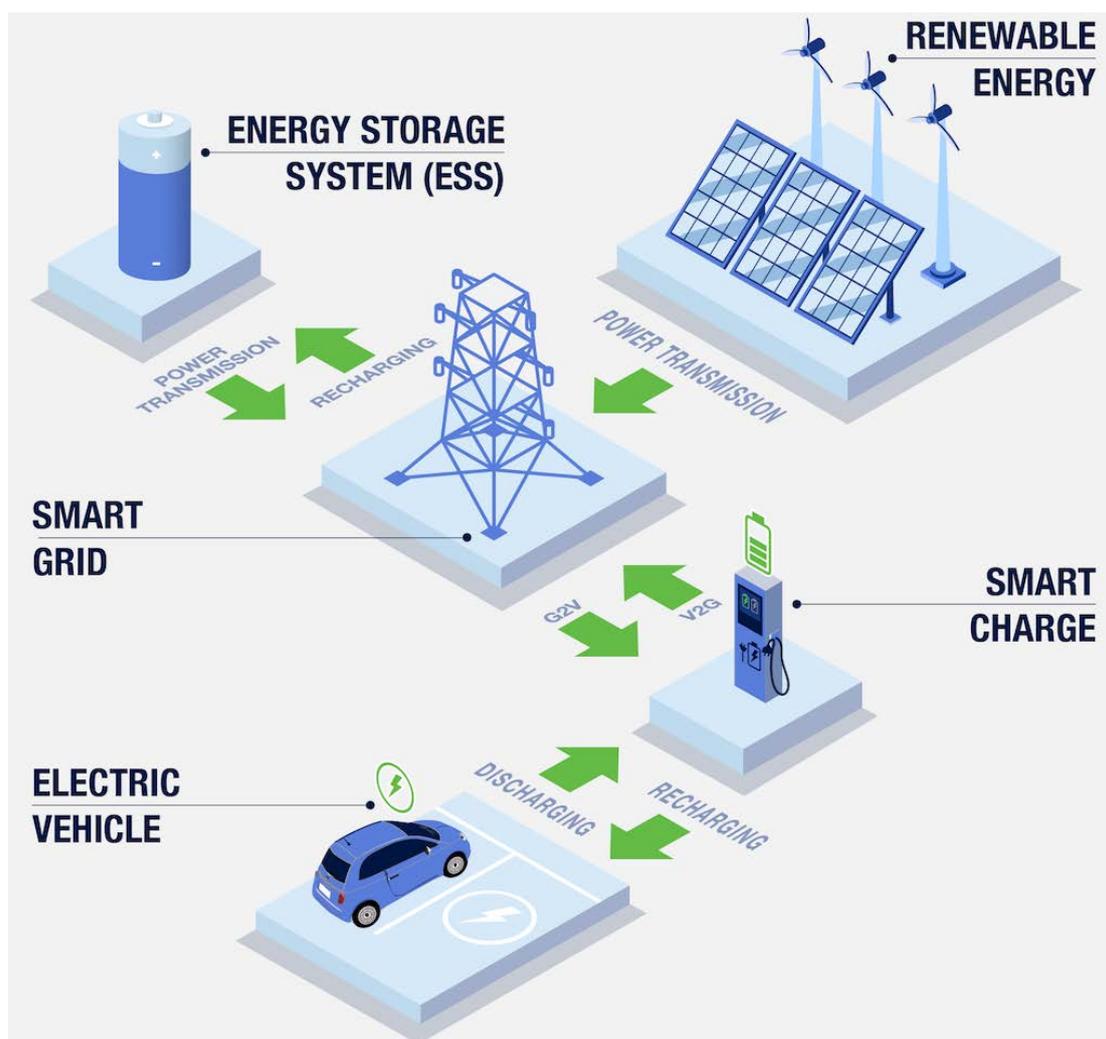


Ilustración 45 Esquema de principio de V2G. Fuente: FCE

En términos prácticos, la capacidad de los **sistemas V2G es prácticamente idéntica a la ya contemplada en la Tabla 12 pero en sentido contrario**. Así pues, estos sistemas sería capaces de aportar potencias comprendidas entre los 8 y los 556 MW según islas, siendo un mecanismo de gran utilidad para la gestión del sistema eléctrico a tiempo real.

5.3.3.3. Power Sharing

Uno de los riesgos de mayor importancia que se van a producir con la integración masiva de vehículos eléctricos en las Islas Canarias es el aumento de las puntas de demanda si no se hace una gestión eficiente del proceso de carga. A modo de ejemplo, puede plantearse la situación que con toda probabilidad se puede producir en edificios de vivienda, garajes comunitarios, aparcamientos de lugares de trabajo y resto de zonas de parking con gran afluencia de coches. Si todos los vehículos al conectarse lo hacen sin aplicar ningún tipo de control, incluso si se considera la conexión a través de puntos de recarga lenta, se producirá una escalada de la potencia demandada por cada coche que se conecte a la red asumiendo que en cada uno de ellos la potencia demandada se situaría sobre los 7,4 kW. Si no existiera ningún sistema de control que regulara este aspecto, muy probablemente se superaría la potencia máxima contratada en el edificio y acabaría produciéndose la desconexión del punto de suministro conforme al contrato con la compañía comercializadora.

Para evitar que lo descrito en el párrafo anterior se produzca, ya han sido desarrollados los sistemas Power Sharing. El Power Sharing es un controlador simple al cual se le puede asociar generalmente hasta un total de 120 puntos de recarga. Este sistema está configurado para determinar en función del nivel de carga de la batería y la potencia contratada en la vivienda cuántos vehículos pueden ser cargados de manera simultánea y que usuario necesita mayor nivel de carga en cada momento. En general siempre prioriza aquellos consumidores cuyo nivel de carga es bajo asumiéndose que con buen criterio un vehículo pasa más tiempo en parada que el tiempo necesario para una carga específica.

A efectos prácticos es un controlador semejante al ya descrito en el apartado 5.3.3.1 pero apto para realizar una gestión autónoma de múltiples puntos de carga al mismo tiempo sin necesidad de que el usuario deba especificar nada en absoluto. Este tipo de sistemas se harán totalmente imprescindibles en flotas de vehículos y lugares de trabajo dado que de no existir directamente se inviabilizaría la carga del vehículo eléctrico de manera comunitaria. Las grandes empresas especialistas en el desarrollo de soluciones de puntos de recarga a ofrecen este producto que sólo consta de una centralita a la cual se conecta (conexión cableada) los puntos de carga mediante puerto CAN.

Frente al uso de cargadores individuales, esta solución permite reasignar la potencia en cargadores en función de las necesidades, por lo cual se actúa de manera colectiva y con mucha eficiencia.

En una futura adecuación de este sistema de carga inteligente, el límite de potencia contratada podría ser dinámico dependiendo de la producción renovable que pudiera tener asociada el edificio. A modo de ejemplo, en un lugar de trabajo cuyas horas de máxima actividad son diurnas, una planta fotovoltaica instalada en cubierta podría asegurar que la mayor parte de la demanda fuera cubierta con energía producida en autoconsumo. Si en horas de máxima

radiación hubiera un gran número de vehículos conectados, el controlador podría incrementar la potencia incluso por encima de la potencia contratada para el suministro a los usuarios, regulándose en función de la producción eléctrica en cada instante.

De la misma forma, esta clase de sistemas podrían ser compatibles con las funcionalidades Vehicle To Grid gestionando las cargas y descargas de todos los vehículos eléctricos como si de un único sistema se tratara.

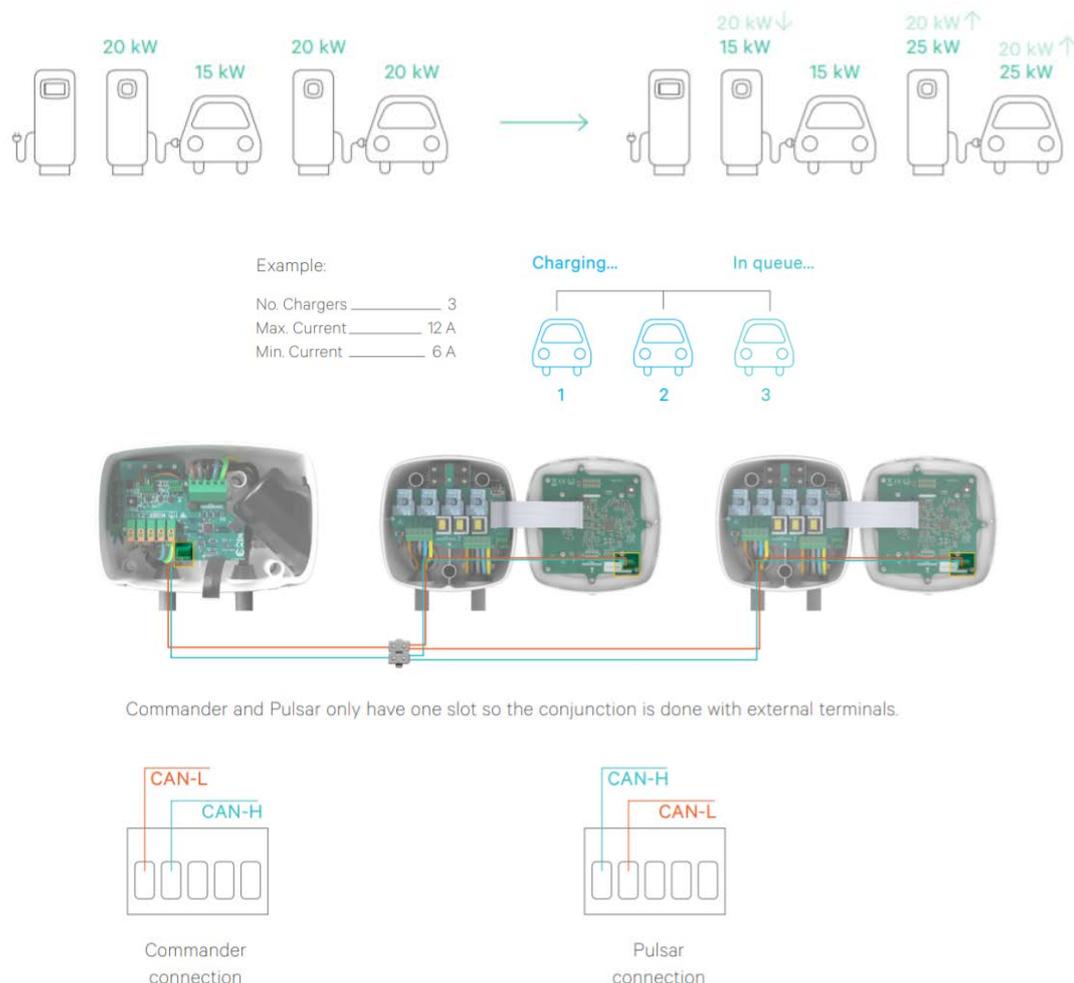


Ilustración 46 Power Sharing System. Fuente: Wallbox

5.3.3.4. Power Boost

El Power Boost es un método de gestión semejante al ya descrito en el apartado anterior. No obstante, en este caso lo que se gestiona no es la potencia activa sino la tensión (directamente dependiente de la potencia reactiva). En suministros para tres periodos tarifarios y superiores, la empresa distribuidora puede aplicar gravámenes en función de la energía reactiva consumida. Cuanto mayor es el desnivel de las tensiones, la energía reactiva es superior, reduciendo conforme al triángulo de potencia la potencia activa que se entiende como la parte efectiva del suministro eléctrico. Para evitar este tipo de problemas se puede acudir a soluciones técnicas como la instalación de baterías de condensadores o reactores que permiten realizar una compensación de las cargas reactivas.

Con el Power Boost se lleva a cabo una gestión punto a punto de los cargadores asegurando que los picos de tensión no se superan y manteniendo nivelado la potencia reactiva del sistema. En este caso, cuando se detecta problemas, el controlador puede ordenar la parada del punto de carga hasta el momento en el cual el punto de suministro vuelve a su normalidad y se puede continuar con la carga de manera segura, garantizando que nunca se supera el límite contratado y evitando gravámenes por la mala gestión de la energía.

La suma de los controles de Power Sharing y Power Boost ayuda a que la gestión de la carga sea activa y autónoma viabilizando la puesta en marcha de forma masiva de este nuevo consumo.

5.3.3.5. Vehicle To Home (V2H)

En una última derivada, puede plantearse que la batería del vehículo eléctrico sea capaz de cooperar en el balance de los edificios como si de una batería estacionaria se tratara asumiendo el principio de que las baterías de los vehículos eléctricos estarían generalmente infrautilizadas si cada día el recorrido que se realiza en las islas es semejante a lo que actualmente se considera como media para Canarias (no más de 50 km al día con un consumo de aproximada 7,2 kWh).

En una situación en la que por ejemplo la carga de la batería del vehículo eléctrico fuera del 80% a las 18:00, se podría usar la carga de ese coche para suministrar energía a la vivienda en los momentos en los que el precio de la energía comprada de la red sea superior (19:00 – 23:00). Posteriormente, durante el periodo comprendido entre las 0:00 – 5:00 se llevaría a cabo la recarga lenta del vehículo optimizando desde el punto de vista energético y económico la demanda eléctrica global de cada edificio.

Cabe hacer constar que esto no es nada fuera de lo normal. Ciertamente, actualmente existe un mercado por el cual las baterías de vehículos eléctricos son utilizadas en una segunda vida como baterías estacionarias para viviendas. Así pues, aunque dicha batería presente una degradación que inviabilice su uso para movilidad, puede ser perfectamente usada como batería doméstica con prestaciones semejantes a las baterías compradas de primera mano en el mercado actual. Esta segunda vida es una forma de reciclaje, máxime de elementos potencialmente contaminantes (como es el Litio) y proveen servicios de regulación sólo adaptando los sistemas con su acople a un inversor de baterías estacionarias y con un sistema de conrincendios adecuado para los usos en edificios.



Ilustración 47 Vehicle To Home. Fuente: Autofácil

El planteamiento del V2H es básicamente el mismo principio pero sin aún desmontar la batería del coche. Así pues, **a través de estrategias V2G se ordena la descarga de la batería sobre el edificio cuando así se considera oportuno y se vuelve a cargar la batería en horas nocturnas siempre dejando márgenes coherentes de carga en la batería para que dicho vehículo pueda ser usado incluso ante imprevistos** como por ejemplo que por cualquier razón la batería no pudiera ser cargada en horas nocturnas o si tras haber usado el V2H el usuario quiere usar el vehículo. La gestión mencionada puede ser fácilmente procesada dejando siempre un margen de reserva que puede ser entre el 40-50%. Este margen de reserva podría ser alterado en función de sus necesidades por el cliente e incluso lo podría ordenar a través de una app móvil o el control domótico de la vivienda.

Para la implementación de este tipo de sistemas de control, el controlador del punto de recarga y el control central del edificio (HAN) deben estar totalmente coordinado. Esa coordinación es sencilla dado que **el controlado central de la vivienda o edificio en general debería actuar como máster comunicando las necesidades de carga o descarga y enviando la orden al controlador del punto de recarga quien comprobaría a su vez si puede asumir esa carga o descarga y actuar en consecuencia**. Así pues, el punto de recarga sería esclavo en este proceso pero siempre tiene potestad de bloquear la carga o descarga en función del análisis específico del consumo. En definitiva, el control es idéntico al que se llevaría a cabo entre los niveles NAN y HAN.

5.3.3.6. Blockchain

Por otra parte se definen las tecnologías Blockchain, las cuales son incluso capaces de establecer jerarquías de prioridades en relación a la procedencia de la energía. Desde el punto de vista técnico no es más que un sistema de transferencia de datos digitales encriptados que se reparte entre múltiples nodos interconectados que registran y validan los flujos de energía entre usuarios adheridos. El V2G con la ayuda del Blockchain permitiría la creación de mercados descentralizados y facilitaría la certificación de energía renovable y de derechos de

emisión utilizando nuevas tecnologías de la información tales como las IoT, la inteligencia artificial, los smart contracts o las criptomonedas.



Ilustración 48 Estrategias de Blockchain. Fuente: BuildingSMART

En la actualidad se avanza en el desarrollo de soluciones técnicas que permitan integrar en los propios puntos de recarga V2G estrategias Blockchain. En el avance de esta tecnología, el mayor reto detectado es la estandarización. Así pues, debería evolucionarse en el uso de unos mismos procedimientos de diseño con independencia de los criterios particulares de construcción que pueda considerar el fabricante que diseña del punto del recarga. Se entiende que esta estandarización es, una vez más, el aspecto de mayor importancia para el despliegue comercial de la tecnología.

En el ámbito de España, con la aprobación del Real Decreto 244/2019 se facilita la creación de nuevos modelos de negocio con comercializadoras, empresas de servicios energéticos, comunidades y barrios locales de energía. En este contexto, el marco legislativo actual ya es favorable a la entrada de prosumidores los cuales sean capaces de intercambiar energía a nivel local.

5.3.3.7. Sistema Inteligente de Gestión de Carga (SIGC)

La función principal del Sistema Inteligente de Gestión de Carga (SIGC) es la de supervisar que no se supere la potencia máxima de la LGA (Línea General de Alimentación) de un edificio de viviendas. **En caso de que se alcance dicha potencia, el SIGC deberá disminuir momentáneamente la potencia dedicada a la recarga (mediante desconexión momentánea total o parcial, mediante modulación momentánea de la intensidad de recarga, etc.), impidiendo la caída del suministro para el conjunto de viviendas.** El efecto es el de trasladar momentáneamente consumos de forma automática a las horas siguientes.

En una vivienda ya existente el SIGC permite la introducción del VE sin tener que ampliar acometidas ni dotaciones del edificio, con todo lo que ello supondría en cuanto a acuerdo de comunidad de vecinos y tramitaciones. Además, protege la seguridad del suministro para el resto de las viviendas (también de las que no hacen uso de VE). Actúa como dispositivo de seguridad: sólo interviene en casos extremos o si hay un mal uso de la recarga por parte de los usuarios de VE, protegiendo al resto de viviendas. En viviendas nuevas, permite una previsión de carga equivalente a la actual para un grado de electrificación alto, sin necesidad de sobredimensionar dotaciones ni acometida.

Las funcionalidades del SIGC deberían ser:

- Identificación del usuario.
- Registrar tiempo de estacionamiento del usuario.
- Nivel de carga requerida.
- Aplicar tarifa según tiempo y energía.
- Identificar necesidad de carga y tiempo del VE.
- Adecuar demanda usuario/energía disponible.
- Transmitir orden de modulación de carga.
- Gestión de uso/disponibilidad de los puntos de carga.
- Gestión óptima de la energía consumida por los VE's.
- Recepción de consignas del Operador de la Red.

El SIGC es básicamente un gestor de interrumpibilidad. Conforme a la normativa española, la introducción del SIGC es problemática salvo en el caso de la figura del gestor de cargas para electrolinerías o parkings. En una comunidad de propietarios donde varios vehículos, con perfiles de movilidad diferentes, quieran hacer una carga nocturna, podría no haber horas suficientes en el periodo supervalle para secuenciar las recargas, ya que todos intentarían recargar a la vez para beneficiarse del bajo precio de la electricidad. Habría que definir criterios para decidir qué cargas se deslastran. No se podría simplemente aplicar criterio de orden de llegada, ya que esto incentivaría a algunos usuarios a conectar su vehículo incluso al final de las horas punta, para asegurar que se pueda beneficiar, aunque parcialmente, de la carga en tarifa supervalle. La incertidumbre sobre la posible limitación de la carga puede resultar una amenaza para los potenciales usuarios de los vehículos eléctricos que necesitan seguridad respecto a la autonomía de sus vehículos.

Según REE, la inclusión de un SIGC debería ser valorada a priori como un elemento positivo que posibilitaría la gestión de la demanda. Sin embargo, la falta de definición de las funcionalidades del SIGC supone una incertidumbre para la gestionabilidad del vehículo eléctrico. Existen elementos que hay que aclarar/definir sobre el SIGC, en concreto:

- Especificaciones sobre funcionalidades concretas que favorezcan la gestionabilidad.
- La ubicación del SIGC en los esquemas en los que es obligatorio, situado en la línea general de alimentación del edificio, puede suponer escasas posibilidades de gestión inteligente real de la recarga.
- Es posible que en el corto plazo no se puedan instalar físicamente puntos de recarga que se adecúen a la ITC-BT-52, dado que ésta exige un elemento ni definido ni normalizado como es el SIGC.

El coste del SIGC es otro aspecto importante, y quedaría por determinar a quién corresponde hacer la instalación y la inversión (DSO, comercializadora o cliente), y como se repercute/retribuye. Además, hay que considerar que los avances tecnológicos dejarán obsoletos los sistemas, por lo cual hay que prever estrategias de actualización para evitar que esto ocurra.

El SIGC será necesario en casos en que se quiera que una instalación específica haga gestión de demanda para aplanamiento de la curva de potencia. Sin embargo, el SIG podría sustituirse

por un nivel más bajo de gestión de demanda aguas abajo del contador principal en la instalación del cliente.

La principal función del SIGC debería ser permitir el control de la potencia máxima de recarga del vehículo eléctrico, ya sea mediante la regulación de la intensidad de carga o del deslastre de cargas. Las redes inteligentes deberían de ser capaces de optimizar sus recursos a través de una interrelación con el consumidor final (y el resto de agentes) basada en la oferta de servicios, tales como los programas de gestión de la demanda. Se deberá tener en cuenta la definición que se establezca en la ITC-BT 52 para este dispositivo, de tal forma que se asegure la libertad de elección por parte de cada usuario de la forma de gestión de cargas que desee establecer, sin interferir en las instalaciones del resto de usuarios.

De las funcionalidades del SIGC, se considera necesario definir los mecanismos contractuales necesarios para regular la prestación de servicios derivados de la utilización de dichos dispositivos.

Se requiere un desarrollo más profundo en cuanto a aspectos normativos y definición de las funcionalidades y características del sistema inteligente de gestión de carga (SIGC), así como las implicaciones de su instalación. También del contador independiente para puntos de recarga del vehículo eléctrico.

Una de las obligaciones de las empresas gestoras de cargas del sistema es la adscripción a un centro de control que permita enviar/recibir consignas del Gestor de la Red cuando se les requiera para participar en servicios de gestión activa de la demanda.

Los Procedimientos de Operación desarrollados deben estar orientados, por tanto, a regular la participación de los gestores de carga en servicios de Gestión Activa de la Demanda que faciliten una apropiada gestión de la red. Los requisitos que se propongan deberán incluir la definición de los sistemas de comunicación y telegestión exigibles a este tipo de equipos de medida, con el objeto de que sean incluidos en las Instrucciones Técnicas correspondientes

5.3.4. Gestionabilidad asociada a la gestión y tratamiento del agua

La escasez de recursos hídricos naturales ha hecho de la desalación de agua de mar un recurso imprescindible para el sustento de la vida y de la actividad económica en Canarias, habiéndose instalado plantas desaladoras de agua de mar fundamentalmente en las islas de Lanzarote, Fuerteventura, Gran Canaria, Tenerife y El Hierro.

Una vez producida el agua, ésta generalmente se almacena en depósitos los cuales permiten disponer de un back up que desacopla la demanda de la producción de agua. Estos depósitos suelen tener una capacidad comprendida entre los tres y cinco días de suministro favoreciendo con ello que aún en el peor caso en el cual uno de los bastidores de producción de agua deba pasar por fase de mantenimiento, aún sea posible el abastecimiento a la población.

Los depósitos de agua se suele ubicar en posiciones elevadas haciendo posible que el abastecimiento a la población se realice mediante gravedad, asegurando que el agua que llega al cliente se encuentre entre 3-5 bares de presión. No obstante, las plantas desaladoras se encuentran al nivel del mar, razón por la cual, entre la producción de agua y los depósitos

intermedios de almacenamiento de agua se suelen instalar grandes sistemas de bombeo que aseguran el despacho del agua en la población. Naturalmente, estos sistemas de bombeo toman el agua de depósitos que a su vez se encontrarían en las inmediaciones de la planta desaladora.

Finalmente, por condiciones relacionadas con la salubridad el papel de la depuración de aguas residuales es un aspecto básico que también tiene asociado un consumo energético si bien éste no es de tanta importancia como la desalación. En cualquier caso, es muy interesante porque en condiciones naturales sí puede tener incluso más capacidad de gestión dado que a diferencia de la desalación todos los procesos no tienen por qué estar siempre activos al mismo momento.

La desalación de agua de mar, los sistemas de bombeo de agua y la depuración de aguas residuales constituyen los tres grandes procesos en la gestión de aguas de Canarias. Para los tres el consumo de energía eléctrica es de especial importancia y hay ciertas opciones de aplicar gestión de demanda ordenando el aumento o la reducción de la producción, bombeo o depuración de agua en función del recurso renovable existente. A efectos prácticos, los tres procesos no son más que consumos básicos como los que puede suponer cualquier otro uso final de la energía, sólo destacando por la relevancia de esta demanda en el cómputo global de la energía en las islas.

Se analiza con detenimiento los tres eslabones valorando qué opciones existirían de gestión de demanda vinculadas a este uso final de la energía eléctrica.

5.3.4.1. Estaciones Desaladoras de Agua de Mar (EDAM)

Actualmente existen 281 plantas desaladoras en la provincia de Las Palmas y 49 en la provincia de Santa Cruz de Tenerife. Bajo condiciones normales de funcionamiento, las plantas desaladoras producen de forma constante durante todo el día, pero se podrían plantear ciertos mecanismos de regulación para que la producción descienda en unos periodos y aumenten en otros.

En la actualidad el proceso que podría ser aplicado encaja más en la filosofía de aplanamiento de la curva de demanda, reduciendo el funcionamiento en horas punta y aumentando en horas valle a efectos de que los grupos de generación trabajen de la manera más estable e incluso aumente la participación de fuentes renovables. En cualquier caso, a futuro interesaría que el ritmo de consumo de estas instalaciones aumente en las horas en las cuales la producción renovable es máxima con independencia de si es una hora valle o punta. La señal de decisión sería la producción renovable no gestionable y no tanto la demanda en sí misma como se ha explicado para el resto de opciones de gestión de demanda mencionadas.

Si, por ejemplo, estos sistemas se aplicaran en islas como Lanzarote, con un consumo energético destinado a desalación tan elevado, y donde el 90% del agua desalada procede de un único centro de producción, el sistema eléctrico reflejaría una notable mejora. En la siguiente imagen se puede observar cómo variaría la curva de demanda de la isla de Lanzarote, si el 40% del consumo que supone la desalación en horas punta se traslada a horas valle:

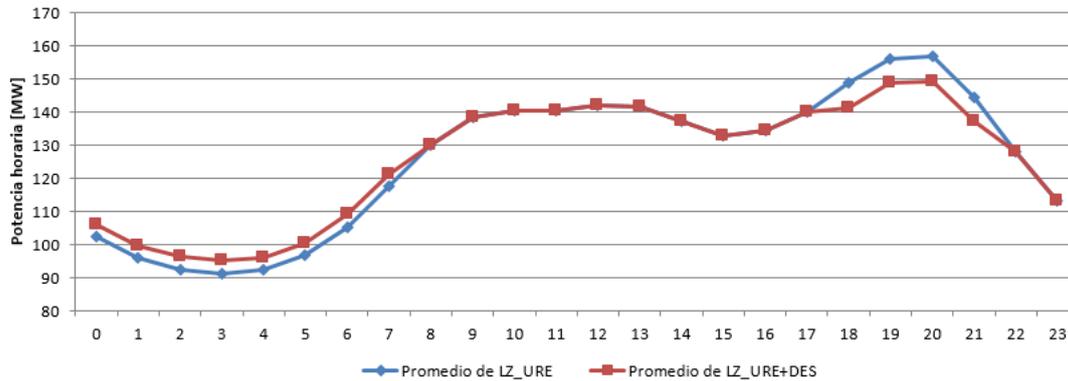


Ilustración 49 Curva de demanda del Sistema Eléctrico de Lanzarote con y sin la gestión de demanda aplicada a desalación.

Para cumplir esta función de contribuir a la mejora de la gestión del sistema eléctrico, estas plantas desaladoras deberían tener una capacidad de producción superior a la demanda de agua requerida por la población, de tal forma que el exceso de capacidad de agua se almacene en depósitos, permitiendo un cierto margen de maniobra si por alguna razón se debe dejar fuera de servicio la instalación. Esto no siempre se cumple, ya que existen plantas desaladoras en Canarias donde su producción coincide con las necesidades hídricas a satisfacer, si bien ya se plantean nuevas instalaciones para solucionar los problemas de déficit hídrico.

Se considera que el sistema de desalación de agua, por excelencia, en el archipiélago canario, son las plantas desaladoras mediante tecnología de Ósmosis Inversa (OI). Teniendo en cuenta las características técnicas de estas instalaciones, se plantean las siguientes posibilidades a la hora de establecer mecanismos de regulación de cargas:

Modulación de plantas de ósmosis inversa:

Un complejo de desalación dispone normalmente de varios bastidores, los cuales suelen ser independientes unos de otros. Para que se produzca la desalación es necesario contar con una serie de equipos, de los cuales destaca el uso de las bombas de alta presión y las bombas de captación de agua de mar por su elevada potencia. A modo de ejemplo, para un bastidor que tiene una capacidad de 6.000 m³/día, la bomba de alta presión suele rondar 1 MW, mientras que la de captación supone unos 132 kW, por ello cuando se desconecta una línea de producción no sólo desciende el agua producida, sino que también lo hace la energía consumida.

La estrategia planteada supondría dejar uno o varios de los bastidores existentes fuera de servicio en horarios punta o de mínima producción renovable, sólo conectándolos en los periodos valle o de máxima producción renovable. Lógicamente, se debe contar con una capacidad de desalación superior a las necesidades hídricas existentes, así como con suficiente capacidad de almacenamiento de agua para que ello sea posible, maximizando la producción en horarios valles y almacenando agua que será consumida en horarios punta. Además, deben respetarse los periodos mínimos requeridos entre maniobras de arranque y parada para no deteriorar las membranas de los bastidores en exceso y obligar a su sustitución anticipada.

Este sistema ha sido propuesto por expertos señalándolo como un sistema de operación y control con funcionamiento en régimen constante, puesto que no se modifican las condiciones de operación de las membranas, sino que se decide el número de líneas paralelas que funcionan en cada momento.

Regulación del flujo de agua a la entrada:

Para el proceso de desalación de agua la presión a la entrada de cada tubo debe ser superior a la osmótica, pero lo cierto es que normalmente esa presión se supera con creces, posibilitando una mayor capacidad de producción y, en teoría, una mejor calidad del agua producto.

Se plantea la posibilidad de variar las condiciones de presión y caudal del flujo de agua a la entrada de cada tubo, siempre y cuando la calidad del producto no sea inferior a lo requerido. Con ello se puede variar el factor de conversión de las membranas ante señales externas. Este sistema ha sido señalado como un mecanismo de operación con funcionamiento en régimen variable, al alterarse las condiciones normales de funcionamiento de las membranas.

Esta variación de la presión, se podría conseguir si se reduce la potencia de la bomba de alta presión, por ejemplo mediante la eliminación de una de sus etapas, e instalando en serie con ésta una bomba de refuerzo accionada mediante un variador de frecuencia, de tal forma que la bomba de alta presión siempre trabaje en unas condiciones de funcionamiento constantes, mientras que la bomba de refuerzo varía la presión de entrada a los tubos. Se conseguiría mediante este control proveer al sistema de una cierta flexibilidad de producción.

Ésta también mejora la eficiencia de las plantas desaladoras. En las plantas desaladoras instaladas en Canarias, para regular la presión se estrangula el flujo de entrada con el uso de una válvula de regulación, de tal forma que parte de la energía que se usa para elevar la presión se pierde con el estrangulamiento. Con esta solución se consume únicamente la energía necesaria para la presión deseada.

Bombeo a depósitos reguladores:

Una vez desalada el agua se suele almacenar en depósitos a la salida de la instalación. Posteriormente, esa agua es bombeada a los depósitos reguladores que suelen encontrarse en cotas superiores, distribuyéndose el agua por gravedad a la población.

Se podría conseguir una determinada gestión de cargas, de menor cuantía que las anteriores pero más flexible, si los equipos de bombeos necesarios para la elevación del fluido a depósitos reguladores pudieran variar la cantidad de agua bombeada según el periodo horario. Esto se conseguiría si las bombas dispusieran de variadores de frecuencia. Dichos variadores de frecuencia posibilitan el trabajo fuera de condiciones nominales, siempre dentro de unos márgenes establecidos.

La aplicación de estos sistemas de gestión de demanda son viables cuanto mayor sea la modularidad en la planta. Comúnmente, esa modularidad suele ser mayor en plantas con alta capacidad de desalación.

Por término general, existen dos factores a controlar en su aplicación, estos son la calidad del agua producto y la posible reducción de la vida útil de la instalación por trabajar fuera de sus condiciones nominales, se comentan a continuación:

- **Calidad del agua producto:** Cuando se reducen las condiciones de presión y caudal a la entrada de los tubos con respecto a los valores óptimos de trabajo, se produce una variación en el factor de conversión, y por tanto el agua producida puede tener mayor concentración en sales. Por ello, cuando la operación es en régimen variable, conviene estudiar cada bastidor en particular, determinando el margen de variación de las condiciones sin que la calidad del agua producto sea inferior a lo normalizado.

En Canarias ya se han hecho este tipo de estudios y se ha definido la variación máxima de la presión que puede considerarse en este proceso. En cualquier caso, una vez instalado el sistema, bastaría con el ensayo para determinar de manera específica en cada bastidor si esos porcentajes de variación (generalmente de entre el 15-20% como máximo) son viables para cada situación particular y, en caso contrario, definir otros márgenes conformes con el estado de la instalación.

- **Vida útil de la instalación:** Los grupos de bombeo, las membranas de desalación y los sistemas de accionamiento eléctrico pueden reducir su vida útil si los arranques y paradas se realizan bruscamente, o si el número de operaciones es elevado. Por ello, para la aplicación de estos mecanismos, se necesita equipos adecuados de accionamiento como variadores de velocidad que garantizan arranques y paradas suaves, así como un plan de mantenimiento predictivo/preventivo que evite la disminución de la vida útil de la planta en su conjunto. Esto sería de aplicación para cualquiera de los sistemas de regulación comentados en este apartado.

Inequívocamente, esta estrategia también está relacionada con la eficiencia energética. Existen ciertos avances técnicos en materia de desalación que de ser instalados permitirían reducir el consumo energético incluso a la mitad del actual. Un ejemplo claro son los sistemas de recuperación de energía. Muchas de las plantas existentes en Canarias equipan sistemas de recuperación mediante turbinas Pelton o Francis, pero actualmente la tecnología de cámaras isobáricas son capaces de producir un ahorro energético de hasta el 40% o superior. No hay que perder de vista que el menor costo energético se produce cuando no se consume energía, por tanto a la hora de establecer mecanismos de gestión de demanda nunca se puede dejar de lado la eficiencia energética.

Todas las estrategias de gestión de la demanda permiten un mayor uso de las energías renovables en el archipiélago, pero particularmente la opción de instalar sistemas de generación renovable asociados en autoconsumo a estas instalaciones es especialmente tentadora debido al ahorro en la factura eléctrica que se genera para la explotación de las plantas.

En relación con los sistemas de generación renovables, los encargados de la gestión del parque eólico deben realizar predicciones de producción. Esas predicciones son enviadas al operador del sistema eléctrico el cual planifica el suministro para cada día. Algunas veces se suelen producir desvíos en la producción por el cambio de las condiciones meteorológicas

(fluctuación del recurso eólico) y en estos casos para mantener la estabilidad del sistema hay que actuar sobre generadores y demandas, generando sobrecostes que son repercutidos a los distintos agentes del sistema eléctrico. En resumen, la generación eléctrica no gestionable no garantiza el suministro de la demanda y limita la capacidad de integración de energía renovable en red.

Si las plantas desaladoras dispusieran de capacidad de gestión de demanda y al mismo tiempo tuvieran asociada una instalación de generación renovable, el control del desvío de producción se podría realizar directamente en la planta desaladora, pudiendo proporcionar diariamente al operador del sistema eléctrico un programa firme de consumo donde ya se hubieran corregido las fluctuaciones del generador renovable. Con todo ello, se garantizaría el consumo íntegro de la energía producida en dicha instalación sin que se aplicaran políticas de corte en escenarios de alta penetración renovable.

Esa capacidad de gestión se conseguiría con un sistema híbrido en el cual se adopten varios de los sistemas de regulación comentados. **Para el control a tiempo real de las instalaciones, ya se han probado con éxito en la industria el uso de autómatas programados con algoritmos Machine Learning tales como las Redes Neuronales Artificiales, que entrenan y predicen las condiciones de presión y caudal en cada momento de los bastidores en función del recurso renovable disponible** y de la demanda a satisfacer, estando estas pautas sujetas a las restricciones mínimas exigidas de presión, caudal y salinidad. Bajo esta tesitura, se podría disponer de un determinado número de líneas de producción trabajando en paralelo, y cada una de ellas pudiendo trabajar en régimen variable de presión y caudal. Esto arrojaría una estrategia de funcionamiento sobresaliente desde la perspectiva del aprovechamiento energético, reduciendo los arranques y paradas de las desaladoras.

Este modelo de generación denominado “descentralizado” es considerado por muchos expertos como el futuro de los sistemas eléctricos como ya ha sido comentado, intentando que en la medida de lo posible no se establezca la generación en puntos determinados del territorio, como sucede en el modelo actual, donde se realizan planes estratégicos para la instalación de grandes centrales (generación centralizada), sino que se considera una generación descentralizada la cual se encuentra cercana a los consumos con potencias instaladas inferiores, dependiendo de las características de la demanda (generación distribuida). Esto supone una serie de ventajas entre las que destacan la reducción de las pérdidas energéticas al acercar la generación al consumo, o la reducción de los problemas de congestión de la red aunque compliquen en cierto sentido la gestión del sistema.

En resumen, los avances técnicos en los últimos años han posibilitado que ahora sea posible aplicar este tipo de sistemas de gestión de demanda. En el caso particular del archipiélago canario, las plantas desaladoras representan una opción atractiva a la hora de establecer éstos mecanismos, debido a que actualmente existe una gran experiencia en materia de desalación de agua.

Es importante hacer constar que pese a la gran importancia de este sector en Canarias, los registros históricos de agua desalada no se encuentran siempre disponibles y en muchas ocasiones son incluso incompletos, siendo quizás la fuente de información más relevante los Planes Hidrológicos Insulares donde si bien se dan cifras, suele ser común que no se

especifique el consumo energético derivado del proceso sólo presentándose cifras orientativas. Finalmente, en los casos en los que sí se aportan datos, estos son referidos a las plantas desaladoras públicas. Sin embargo, existe una gran cantidad de plantas desaladoras privadas asociadas a complejos turísticos de las que no hay un registro preciso de acceso público. Estas fuentes de dato se podrían considerar de relevancia para determinar cuál es el panorama real del sector y la capacidad de gestión vinculada a este uso final de la energía.

Por otra parte, existen numerosas instalaciones privadas cuyos datos de producción no son públicos, produciendo cierta opacidad en la tarea de conocer el panorama real de lo que sucede en este sector. Por los condicionantes expuestos, se puede concluir que la información disponible para la ejecución de las proyecciones es muy dispersa y en algunas ocasiones escasa.

Para determinar cuánta agua desalada se puede gestionar hay que realizar primeramente una estimación de la demanda que habrá en el futuro, y ésta dependerá de la información disponible en cada isla. Así pues, en las islas donde existen registros de consumos históricos de desalación para periodos superiores a 10 años se ha aplicado directamente el método de regresión lineal multivariable. Por su parte, en aquellas situaciones en las que los registros existentes tenían una alta dispersión, se optó por respetar las tendencias manifestadas en los Planes Hidrológicos Insulares para simular los valores de los años intermedios y obtener así una serie compuesta por datos reales y simulados de cómo mínimo 10 años. Posteriormente, se empleó el mismo método de regresión que el usado para el resto de análisis. De acuerdo con los datos disponibles, este segundo procedimiento de cálculo sólo resultó de aplicación para el caso de El Hierro.

Por otra parte, para estimar el consumo de energía derivado de la desalación se estima el consumo específico. En este sentido, si bien cada tecnología de desalación tiene diferentes consumos energéticos, en Canarias predomina la Osmosis Inversa, por lo que se toma el consumo energético promedio de estas plantas como referencia. Señalar que hace 20 años las plantas existentes consumía entre 6 y 10 kWh/m³. Las mejoras de los consumos específicos por los avances tecnológicos permitieron que las nuevas instalaciones consiguieran un consumo medio de 3,5 kWh/m³. Para pequeñas plantas desaladoras con bombas de pistón y recuperadores de presión, el consumo específico puede llegar hasta 2,5 kWh/m³. En los últimos años ha habido un desarrollo importante por parte de los fabricantes de membranas para poner en el mercado modelos con altos porcentajes de rechazo de sales, con baja capacidad de ensuciamiento y con alto volumen de producción. Estos últimos avances han propiciado la hibridación de membranas, consiguiéndose bajar el consumo específico para pequeñas plantas desaladoras por debajo de los 2 kWh/m³.

Con todos los datos de partida manifestados, se muestran en las siguientes tablas una estimación de la cantidad de agua producida con plantas desaladoras en las Islas Canarias y, de manera paralela, la energía eléctrica consumida en ese proceso.

PROYECCION DE DEMANDA DE AGUA DESALADA (hm ³)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	117,52	24,56	27,23	11,91	0,00	0,00	0,55	181,77
2021	121,10	25,61	28,68	12,60	0,00	0,00	0,57	188,56

2022	124,56	26,64	29,72	13,29	0,00	0,00	0,59	194,80
2023	127,89	27,63	30,73	13,97	0,00	0,00	0,61	200,83
2024	131,04	28,57	31,71	14,65	0,00	0,00	0,63	206,60
2025	134,02	29,48	32,65	15,31	0,00	0,00	0,65	212,10
2026	136,81	30,33	33,56	15,95	0,00	0,00	0,67	217,30
2027	139,42	31,13	34,42	16,57	0,00	0,00	0,68	222,22
2028	141,86	31,89	35,24	17,17	0,00	0,00	0,70	226,85
2029	144,14	32,60	36,03	17,74	0,00	0,00	0,71	231,22
2030	146,26	33,26	36,77	18,30	0,00	0,00	0,73	235,31

Tabla 13 Proyección de demanda de agua desalada

PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA DESALACIÓN (GWh)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	492,40	132,62	122,53	52,91	0.0	0.0	2,97	803,43
2021	507,40	138,30	129,08	56,69	0.0	0.0	3,08	834,55
2022	521,93	143,84	133,72	59,79	0.0	0.0	3,19	862,47
2023	535,86	149,19	138,27	62,88	0.0	0.0	3,30	889,52
2024	549,06	154,30	142,68	65,91	0.0	0.0	3,41	915,36
2025	561,5	159,2	146,9	68,9	0.0	0.0	3,5	940,02
2026	573,22	163,77	151,00	71,76	0.0	0.0	3,60	963,35
2027	584,2	168,1	154,9	74,6	0.0	0.0	3,7	985,42
2028	594,39	172,18	158,60	77,25	0.0	0.0	3,77	1006,19
2029	603,9	176,0	162,1	79,8	0.0	0.0	3,8	1025,77
2030	612,81	179,61	165,48	82,35	0.0	0.0	3,92	1044,16

Tabla 14 Proyección de demanda eléctrica de desalación

Conforme a las proyecciones expuestas, la desalación representaría en el 2030 el 8,6% de la demanda eléctrica de Canarias, siendo estos porcentajes por islas, los siguientes: Lanzarote (14,2%), Gran Canaria (13,8%), Fuerteventura (7,6%), El Hierro (5,8%) y Tenerife (3,6%). **La capacidad de gestión asociada a la desalación se situaría entre el 15% y el 40% de la demanda total de desalación en cada una de estas islas (especificada en la tabla anterior),** dependiendo de si los sistemas implementados se centran únicamente en actuar sobre los bombeos a depósitos reguladores (el control más sencillo), la regulación del flujo de agua a la entrada de los bastidores (técnicamente sencillo de implementar pero con la dificultad de implementarlo en bastidores ya operativos) o la modulación de plantas de ósmosis inversa (asume un aumento de la capacidad de producción de agua).

Para las tres alternativas de gestión, lo coherente es pensar que es necesario aumentar la capacidad de los depósitos reguladores a no ser que ya dichos depósitos estuvieran algo sobredimensionados. A voz de pronto, **la capacidad de almacenamiento de agua debe ser aumentada un 17% al incorporar los mecanismos de gestión de demanda durante 4 horas,** ya que de cada 100 m³ de agua consumida por día, 16,7 m³ se consumen en 4 horas, lo cual supone el 16,7% de la capacidad total para las islas.

Si además se implementa la modulación de plantas de ósmosis inversa, se necesitaría reequipar las plantas desaladoras actuales aumentando su producción por encima del nivel nominal. Esto permitiría tener mayor margen de juego a la hora de decidir en qué momentos se ponen todos los bastidores a trabajar a su máximo o, por el contrario, se reduce su

operación. A modo de ejemplo, supóngase una planta que debe producir 60.000 m³/día (tamaños coherentes con la producción en Lanzarote, Fuerteventura, Gran Canaria y Tenerife) y que, por tanto, cada hora debe producir 2.500 m³ (60.000 m³ / 24 horas = 2.500 m³). En un ejemplo simple en el que se hace aplanamiento de la curva de demanda, desde las 18:00 a las 22:00 horas se reduce un 40% la producción, de tal forma que el consumo energético durante esas horas se reduce 14.000 kWh (3,5 kWh/m³ x 2.500 m³ x 40% x 4 horas = 14.000 kWh). Durante ese tiempo para suministrar a la población se necesita desalar 6.000 m³ y consumir 4.000 m³ de agua de los depósitos. Para volver a recuperar el agua de los depósitos, en periodo horario valle es necesario que la planta aumente su producción en 500 m³/h (4.000 m³/ 8 horas = 500 m³), lo que supone que la producción será de 3.000 m³/h durante estas horas. Lógicamente, la energía que se dejó de consumir en periodo horario punta se consume en valle.

5.3.4.2. Sistemas de bombeo de agua a población

Este tipo de gestión ya ha sido comentada en el apartado 5.3.4.1 como quizás la alternativa de gestión de demanda más sencilla de implementar y menos problemáticas de todas las existentes en plantas desaladoras de agua de mar. Se comentó en el anterior apartado porque generalmente los primeros sistemas de bombeo que nos podemos encontrar en la red insular se ubican específicamente en los complejos de desalación. No obstante, no son los únicos grupos que existen, siendo muy normal la existencia de sistemas de bombeo repartidos en toda la red de abasto a través de los cuales se consigue llevar a cabo una regulación entre depósitos intermedios para hacer posible la atención a la demanda de agua de la población.

Los sistemas de bombeo de agua a la población suelen ser bastante grandes con potencias comprendidas entre los 50 – 200 kW dependiendo del salto de presión que se requiere y el caudal necesario. Es por ello que no existe una regla general sobre el tamaño de estos sistemas sino que, más bien, depende de las características específicas y, sobre todo, de en qué punto se encuentra este sistema de bombeo (mayores cuanto más próximos a las plantas desaladoras y menores cuanto más nos acercamos a finales de red). Adicionalmente, suele ser natural que no únicamente exista un sistema sino que pueden haber varios operando al mismo momento.

Se muestra a continuación a modo de referencia la red de abasto de agua de Lanzarote con la ubicación de todos los depósitos reguladores de la isla. A pesar de haber sido buscado el mismo mapa para el resto de islas, sólo pudo ser localizado en Lanzarote, siendo esta isla un ejemplo de la capacidad de gestión asociada al ciclo del agua donde además del control asociado a las plantas desaladoras (especialmente centralizada en el complejo de desalación Manuel Díaz Rijo en Arrecife) se une la gestión de hasta 57 depósitos intermedios en los cuales existen sistemas de bombeo asociados.

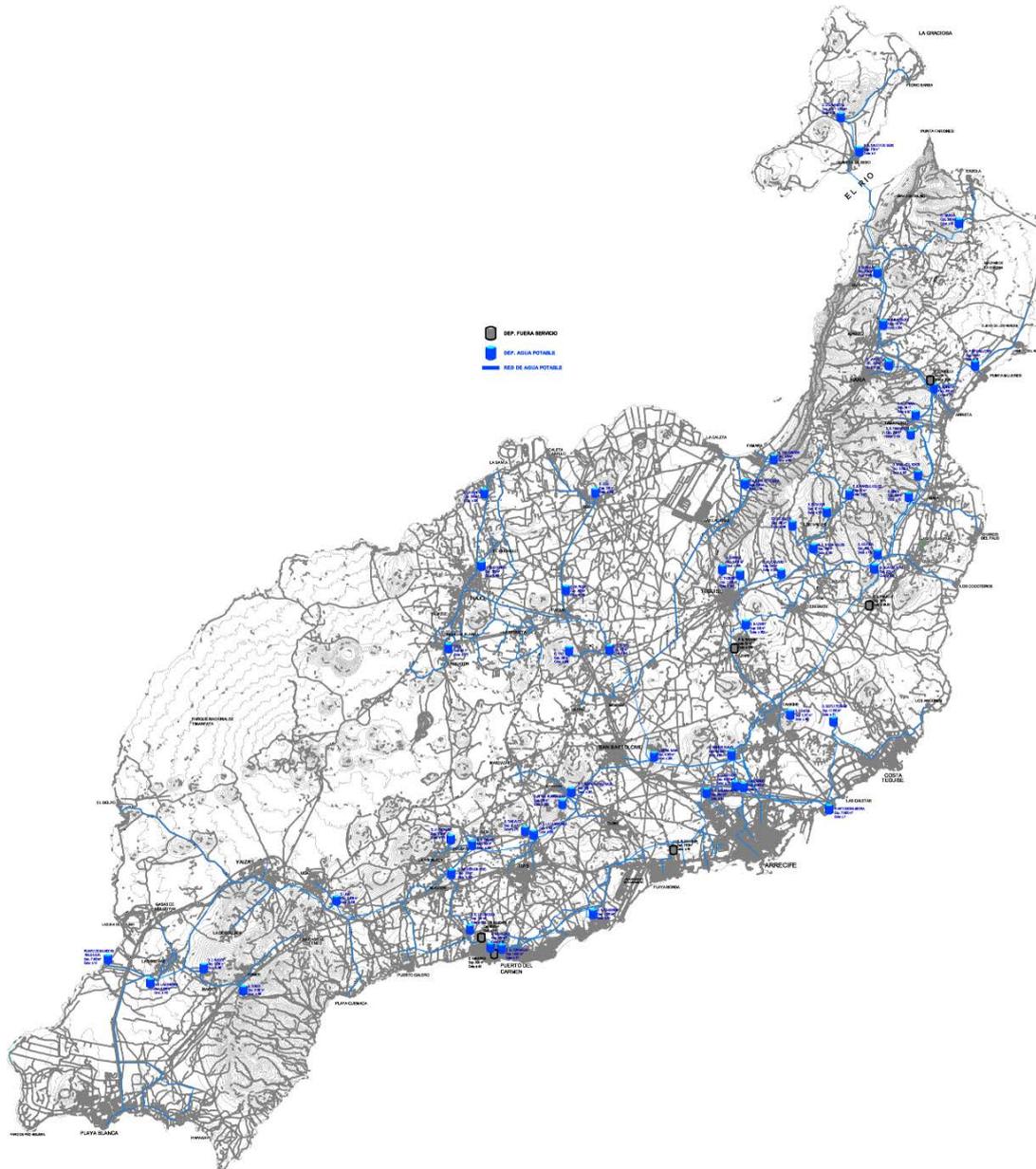


Ilustración 50 Ejemplo de la magnitud y dimensión de red de abasto en la isla de Lanzarote. Fuente: Canal Gestión

El control sobre este tipo de instalaciones no es nada complejo. Basta con la instalación de un variador de frecuencia el cual puede ser accionado de manera remota con un controlador tipo HAN.

Este tipo de sistemas ha sido puesto en marcha en sistemas insulares como la isla de Tilos (Grecia). En el marco de un proyecto H2020 se implementó un sistema de estas características en un ciclo de bombeo donde el arranque de los grupos era totalmente manual. Ahora se gestiona de manera autónoma operando el sistema en aquellos instantes en los que el precio de la energía es menor (gestión indirecta por señales de precio).



Ilustración 51 Controlador de grupos de bombeo implementado en sistemas de bombeo de la isla de Tilos (Grecia)

La mayor dificultad radica en la comunicación. Estos sistemas de bombeo a veces se encuentran lejos de la población y sin una conexión a internet adecuada. Es por ello que para su implementación hay que confirmar que al menos existe una red de 3G accesible para que la red de internet pueda establecerse mediante un router con tarjeta SIM. El flujo de datos es mínimo, sin embargo, se debe mantener la conexión para controlar el sistema.



Ilustración 52 Sistema de bombeo ubicado en Guía de Isora

A priori, en un sistema de gestión de este ámbito se requieren tres señales básicas, lectura del nivel de agua en el depósito, previsión de la demanda de agua que va a ser requerida para ese día y señales de precio enviadas por el operador (Web E-SIOS puede servir) para definir en qué horas deben operar los sistemas de bombeo y a qué nivel de potencia. Esta gestión no es más

que un algoritmo de control que toma la decisión de definir los set points de la bomba según proceda. Las señales de set – points se enviarían directamente al variador de frecuencia por conexión modbus y este último se encargaría de regular la operación de la bomba.

Para evitar problemas en los ciclos de bombeo, puede ser interesante que el sistema esté compuesto por una bomba principal y otra de refuerzo, actuando fundamentalmente sobre la bomba de refuerzo para la gestión a tiempo real y sólo actuando sobre la bomba principal para el arranque o parada. Además, podría incluso poner dos bombas principales de tal forma que se regule el sistema simplemente por escalones.

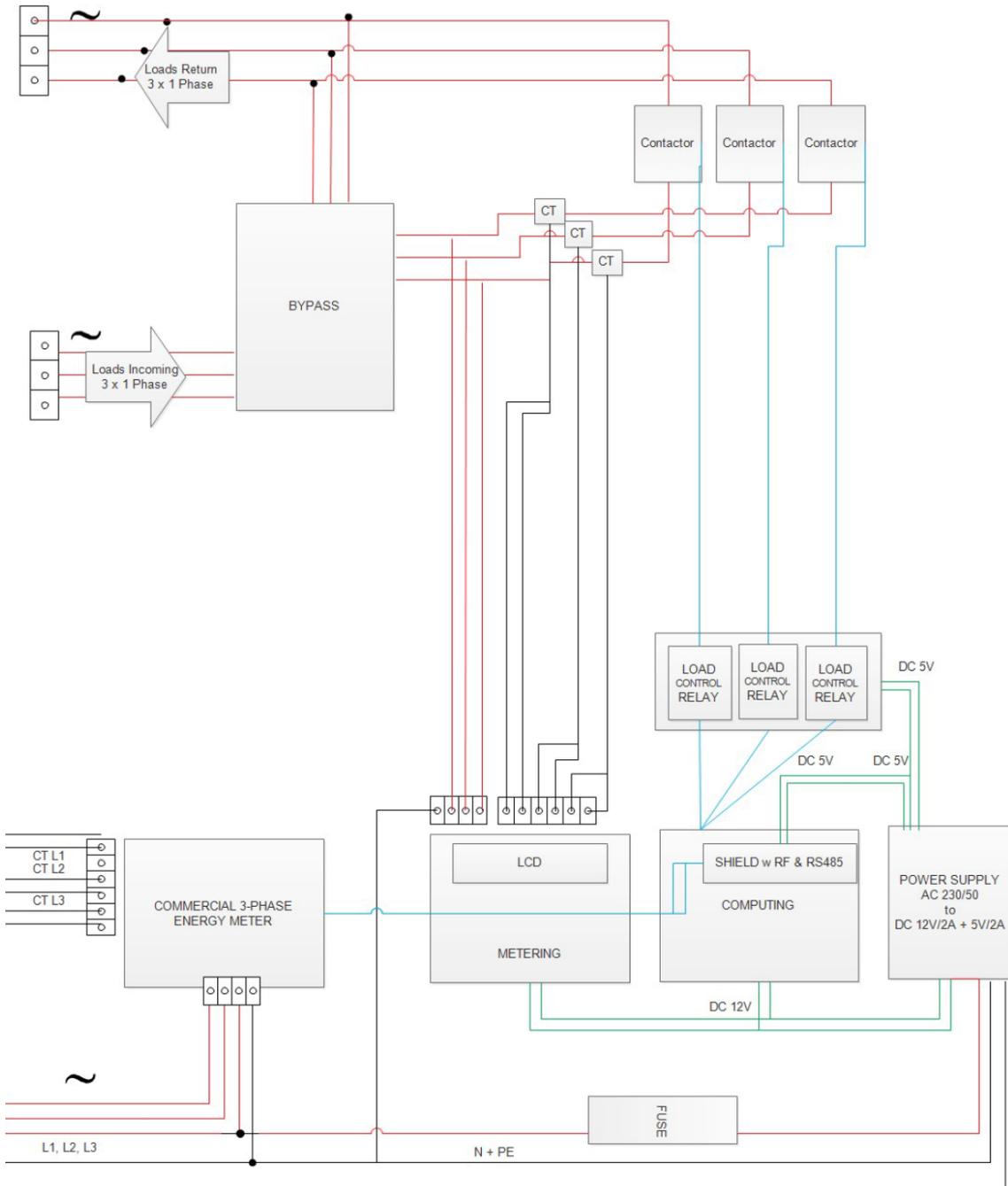


Ilustración 53 Arquitectura de sistema de control para accionamiento de bomba trifásica. Fuente: ITC

La ilustración anterior exponía la arquitectura básica del sistema de medición, control y actuación que podría ser implementado para el accionamiento de un grupo trifásico como los que suponen los sistemas de bombeo de agua a población. En realidad éste es el mismo control que podría ser implementado para cualquier carga trifásica, siendo un procedimiento maduro que ya se utiliza para otro tipo de aplicaciones en el sector industrial.

El gasto energético vinculado a los bombeos de agua a población representa aproximadamente el 15% de la demanda eléctrica necesaria para el abastecimiento de agua en Canarias. Además, como ya ha sido mencionado, son sistemas de bombeo de potencias comprendidas entre los 50 – 200 kW, por lo cual es natural pensar que este uso final de la energía puede ser clave en la transformación de los sistemas eléctricos de Canarias con la aplicación de políticas de gestión de demanda.

5.3.4.3. Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR)

En el ciclo del agua de las Islas Canarias, la última etapa supone la recogida de las aguas residuales a través de canalizaciones de saneamiento dirigiéndolas a Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR) con un doble objetivo. Por un lado, el proceso de depuración es una herramienta para la protección del medio ambiente hidráulico de las islas. Por el otro, este proceso supone una reutilización del agua lo cual es conveniente máxime con la escasez de recursos hídricos de las islas, utilizándose el agua tratada para usos fundamentalmente agrarios.

La calidad del agua producto depende principalmente de la composición del agua bruta tratada y el tipo de depuración que se lleva a cabo (con etapa secundaria o terciaria). En cualquier caso, estudios sobre las aguas generadas en efluentes secundarios demuestran que la composición química es considerablemente mejor que la composición de las aguas extraídas de los pozos situados en zonas sobreexplotadas con intrusión marina, lo cual justifica que estas aguas sean usadas al menos para fines agrarios.

En la práctica en una EDAR existe una fase de pretratamiento y hasta tres fases de tratamiento dependiendo de los procesos que son llevados a cabo y el rendimiento en la depuración. El tratamiento primario suele estar basado principalmente en soluciones de decantación para la eliminación de sólidos y fisicoquímicos que ayudan a eliminar del agua los conocidos como sólidos coloidales. Posteriormente, con el tratamiento secundario se lleva a cabo un proceso biológico que permite eliminar la contaminación orgánica, la coagulación y aquellos sólidos coloidales que no hubieran sido posible decantarlos. Finalmente, en aquellos casos en los que se incluye la etapa terciaria, se llevan a cabo procesos fisicoquímicos adicionales con el objetivo de eliminar las DBO, materia en suspensión, la posible contaminación que hubiera pasado la fase secundaria y los metales pesados. A modo de referencia, se presentan los rendimientos de la depuración de aguas residuales urbanas en cada etapa del proceso.

Rendimientos en etapas de depuración de aguas residuales urbanas			
Etapa	Sólidos en suspensión	DBO	E. Coli
Pretratamiento	5-15	5-10	10-25
Etapa primaria	40-70	25-40	25-70
Etapa secundaria	80-90	80-95	90-98

Etapa terciaria	90-95	95-98	98-99
-----------------	-------	-------	-------

Tabla 15 Rendimientos en etapas de depuración de aguas urbanas

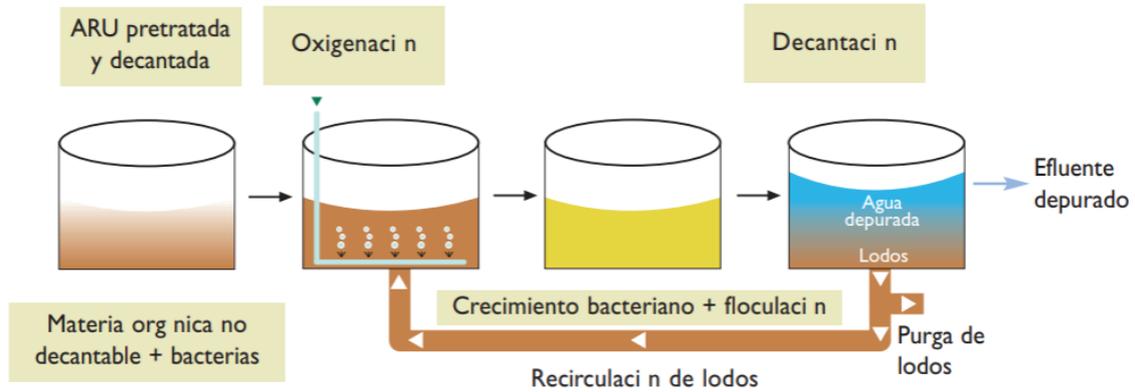


Ilustración 54 Esquema de tratamiento secundario en EDAR. Fuente: ITC

A nivel de consumos, si en las estaciones desaladoras de agua de mar el consumo de energía eléctrica medio se situaba en los 3,5 kWh/m³, el consumo medio en estaciones depuradoras de aguas residuales se encuentra sobre los 0,5 kWh/m³, lo cual no es nada despreciable. Por otra parte, a diferencia de las EDAM, en las EDAR tienen generalmente mayor capacidad para la gestión dado que no se operan siempre al máximo rendimiento como sí ocurre en las EDAM donde es importante esa operación a tiempo completo para viabilizar lo máximo posible la explotación de la planta y reducir el coste energético necesario para obtener cada metro cúbico de agua desalada.

Se expone en la siguiente ilustración un esquema de principio donde se presentan las unidades de tratamiento que se requieren para una EDAR urbana.

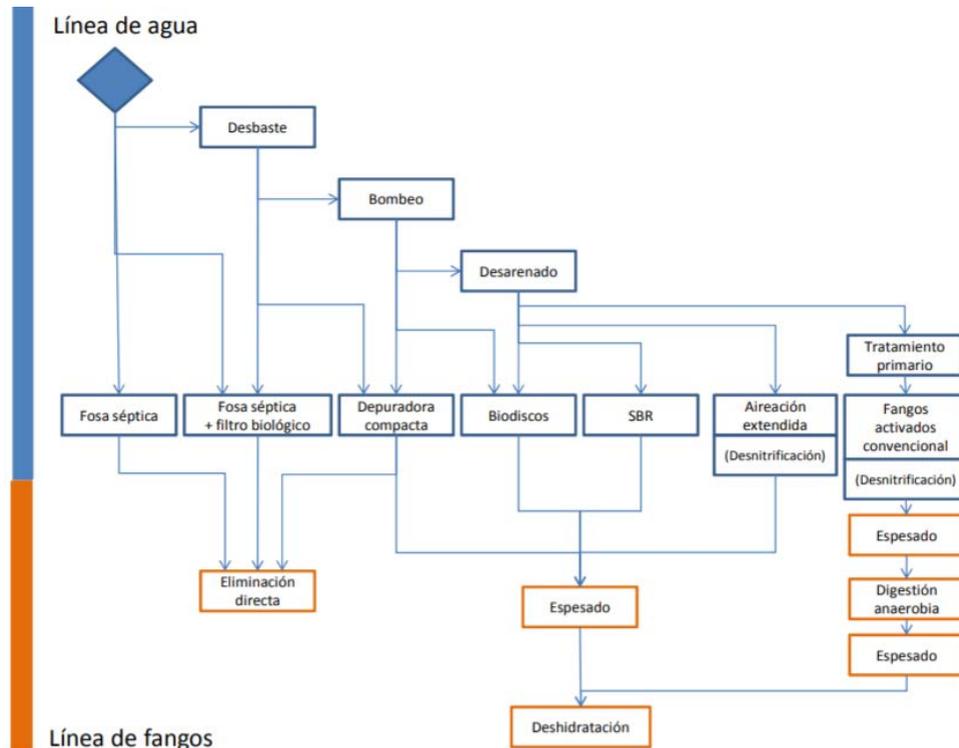


Ilustración 55 Esquema de unidades de tratamiento en una EDAR

Si se analizan los consumos se puede concluir que generalmente los sistemas con mayor potencia instalada serían clasificados en tres subgrupos básicos:

- **Bombeos:** En este tipo de instalaciones se utilizan grupos de bombeo los cuales se usan para transportar el agua y los fangos por todo el circuito de aguas residuales.
- **Motores:** En distintas fases del proceso se llevan a cabo desbastes, eliminación de gruesos, sedimentos y flotantes, razón por la cual distintos dispositivos de accionamiento mecánico requieren del uso de motores de diverso tamaño y tipo de arranque.
- **Soplantes y aireadores superficiales:** Este tipo de sistemas tienen como fin único aportar oxígeno para el desarrollo del tratamiento biológico que se lleva a cabo en las depuradoras.

Desde el punto de vista energético, también es importante hacer constar que en plantas de gran tamaño generalmente se incluyen procesos de digestión de fangos en los cuales se produce biogás el cual puede ser a su vez usado para generar energía eléctrica a través de ciclos de cogeneración. Este tipo de soluciones permiten obtener un ahorro energético en el proceso en su conjunto.

La potencia instalada depende fundamentalmente del tamaño de la instalación, es por ello que en la siguiente tabla se exponen los valores habituales de la potencia instalada en función del número de habitantes para el cual la planta depuradora desarrollara su servicio.

Consumo medio de EDAR según número de habitantes				
Etapa	65.000 habitantes	1.500.000 habitantes	6.000.000 habitantes	9.000.000 habitantes
Línea de agua				
Bombeo (kW)	4	184	1.053	1.805
Motores y bombas de desbaste (kW)	24	995	1.159	999
Motores y bombas desarenado (kW)	-	1.137	1.449	636
Motores y bombas primario (kW)	-	-	-	64
Compacto aeración extendida (kW)	392	-	-	-
Aireación biodiscos (kW)	-	-	-	-
Aireación mecánica (kW)	-	4.763	5.796	-
Aireación soplantes (kW)	-	4.763	23.184	-
Aireación Fangos Activos	-	-	-	8.188
Aireación desnitrificación (kW)	-	-	-	9.826
Agitación y retorno de fangos (kW)	-	1.848	8.694	1.362
Agitación y retorno de fangos desnitrificación (kW)	-	-	-	-

Decantación y bombeo de fangos (kW)	-	455	811	91
Tratamiento terciario (kW)	-	6	21	24
Línea de fangos				
Espesador gravitacional (kW)	-	43	580	-
Espesador mecánico (kW)	-	-	-	182
Eliminación directa (kW)	-	-	-	-
Desidratación sacos filtrantes (kW)	-	156	-	-
Desidratación centrífuga (kW)	-	-	4.347	1.362
Digestión anaerobia y cogeneración (kW)	-	-	-	-2.725
Potencia total (kW)	420	14.351	47.085	21.814
Potencia por habitante (kW/habitante)	6,4	10,1	8,1	2,4

Tabla 16 Consumo medio de EDAR según número de habitantes

Como se pone de manifiesto en la tabla anterior, a medida que aumenta el tamaño de la instalación se reduce la potencia instalada por habitante. Asimismo, es importante saber que en depuradoras de pequeño tamaño ciertas instalaciones como los propios sistemas de aireación o los motores suelen ser sobredimensionados con el fin de mejorar la robustez de la planta y reducir con ello los costes de mantenimiento.

Tanto los aireadores como los sistemas de bombeo utilizados no tienen por qué operar de manera continua siendo habitual la instalación de temporizadores y sistemas de agitación específicos con los cuales se consigue obtener un ahorro en términos de la energía usada para depurar agua.

Las EDAR presentan pues mejores condiciones que las EDAM en la posible aplicación de políticas de gestión de demanda, tratándose que en la medida de lo posible el ritmo de funcionamiento de la instalación pudiera variar acorde con la cantidad de energía renovable no gestionable disponible y las necesidades de gestión de agua residual en cada momento. No necesariamente los ciclos de bombeo tendrían siempre que operar a nominal. Con el uso de una bomba principal y otra secundaria, sería posible que parte del consumo pudiera ser desplazado en función de las necesidades. Por ello, **no se trata de que existan horas en las que toda la instalación depuradora se encontrara inoperativa sino ser capaz de varias su régimen de funcionamiento. Los consumos de estas instalaciones pueden llegar a varios megavatios y, este tipo de acciones permitirían obtener una capacidad de gestión adicional de entre el 15-25%.**

5.3.5. Gestionabilidad asociada al sector industrial

En el sector industrial en Canarias existe una amplia presencia de servicios que, aun no disponiéndose de materias primas y requiriéndose su importación o la adquisición de productos brutos semielaborados, requieren de un cuantioso gasto energético para alcanzar la transformación final del producto. Parte de estos productos son consumidos internamente y otros exportados.

En este gasto energético derivado de los procesos industriales existe una muy alta heterogeneidad y, a diferencia del resto de sectores, es difícil la clasificación de tipos de uso

con el fin de detectar los principales usos de la industria susceptibles de la aplicación de sistemas de gestión de demanda.

A modo orientativo, se muestra en la siguiente tabla la distribución de energía entre agrupaciones de actividad relacionadas con el sector industrial expresada en términos porcentuales, lo cual puede ser indicativo de las características de los consumidores industriales en las Islas Canarias. Estos datos han sido extraídos del anuario energético de Canarias 2019.

Tipo de uso	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Refinerías de petróleo	0,029%	0,286%	0,000%	0,000%	0,000%	0,063%	0,000%
Fábrica y distribución de gas	0,003%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Minas y canteras	0,014%	0,005%	0,047%	0,004%	0,000%	0,030%	0,000%
Siderurgia y fundición	0,373%	0,004%	0,003%	0,004%	0,000%	0,000%	0,000%
Metalurgia no férrea	0,018%	0,171%	0,004%	0,000%	0,001%	0,000%	0,000%
Industrial del vidrio	0,532%	0,006%	0,015%	0,011%	0,000%	0,000%	0,000%
Cementos, cales y yesos	1,103%	0,449%	0,012%	0,029%	0,076%	0,000%	0,000%
Otros materiales de construcción	0,223%	0,203%	0,310%	0,190%	0,075%	0,002%	0,000%
Química y petroquímica	0,106%	0,212%	0,012%	0,009%	0,004%	0,000%	0,000%
Máquinas y transformados metálicos	0,270%	0,214%	0,168%	0,168%	0,371%	0,003%	0,819%
Construcción y reparación naval	0,217%	0,002%	0,005%	0,026%	0,000%	0,000%	0,000%
Construcción de vehículos motor	0,002%	0,083%	0,001%	0,009%	0,000%	0,000%	0,000%
Construcción de otros medios de transporte	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Alimentación, bebidas y tabaco	1,863%	2,416%	1,197%	0,388%	0,785%	0,549%	0,124%
Industria textil	0,021%	0,024%	0,026%	0,004%	0,081%	0,056%	0,011%
Industria madera	0,050%	0,066%	0,080%	0,026%	0,274%	0,013%	0,152%
Pastas, papeleras, papel y cartón	0,092%	0,057%	0,002%	0,015%	0,000%	0,000%	0,000%
Artes gráficas	0,102%	0,179%	0,583%	0,024%	0,008%	0,000%	0,011%
Industria del caucho, materias plásticas	0,106%	0,212%	0,056%	0,007%	0,006%	0,000%	0,028%
Transporte interurbano	0,007%	0,005%	0,028%	0,017%	0,011%	0,000%	0,001%

Tabla 17 Distribución del consumo por tipo de uso

Se muestra además a continuación la distribución del consumo porcentual por sectores para cada una de las islas del archipiélago canario. En las dos últimas filas de la tabla se presenta el consumo eléctrico total y la parte de la energía que se destina a la industria.

Tipo de uso	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	32,611%	37,837%	38,867%	30,952%	45,475%	47,546%	37,347%
Comercios	17,406%	16,410%	14,190%	13,933%	10,695%	5,177%	7,167%
Agricultura	1,528%	1,881%	0,294%	0,446%	9,225%	3,077%	6,706%
Industrial	10,677%	9,048%	6,556%	6,000%	5,325%	4,377%	5,360%
Administraciones públicas	23,794%	13,918%	7,618%	12,438%	14,947%	21,737%	21,808%
Hostelería	11,912%	17,366%	30,486%	28,754%	7,613%	9,248%	1,198%

Otros usos	2,072%	3,540%	1,989%	7,477%	6,720%	8,838%	20,414%
Resultados en términos energéticos							
Demanda total	3.440,12	3.523,96	879,63	679,57	259,60	73,55	42,88
Industrial	367,30	318,85	57,67	40,77	13,82	3,22	2,30

Tabla 18 Distribución del consumo por sectores

Debe hacerse constar que la demanda asociada a la gestión de agua se incluye a efectos de anuario energético en el sector de las administraciones públicas. Por tanto, a pesar de que la producción y tratamiento del agua pueda considerarse como un proceso industrial, no se incluye en dicha catalogación.

Como se puede ver, en el resto de las actividades industriales, donde mayor cantidad de energía se gasta es en el procedimiento de alimentación, bebidas y tabaco. Este tipo de usos finales de la energía generalmente no suelen tener mucho margen de gestión dado que prima la productividad y la gestión de stocks (capacidad de almacenamiento disponible y demanda de productos). No obstante, la gestión se puede llevar a cabo en múltiples formas como las que supone la producción y almacenamiento de frío, existiendo un cierto deslastre entre condiciones operativas del sistema y las políticas de gestión aplicadas.

De otra parte, la transformación del sector energético de Canarias llevará consigo un cambio incluso de los modelos productivos. En este sentido, puede considerarse por ejemplo que con la descarbonización del sector del transporte también se pondrá en marcha una industria química en Canarias para la producción local de combustibles renovables y, en especial, el hidrógeno, el amoniaco y el queroseno como principales productos requeridos. Este tipo de industrias aumentarán el consumo pero, en sí, aunque no son sistemas de almacenamiento propiamente dichos, ofrecen una importante capacidad de gestión que puede ser muy útil para la integración de energías renovables en los sistemas eléctricos. Se evalúan en los siguientes subapartados estos casos específicos.

5.3.5.1. Producción de combustibles renovables

Como ya se adelantaba en la introducción de esta sección, con la transformación del sector energético de Canarias se espera la aparición de industrias químicas de carácter local que permitirían convertir principalmente la energía renovable no gestionable vertida o excedentaria en formas de combustibles gaseosos o líquidos que podrían ser empleados en aquellos usos finales de la energía en los cuales el suministro eléctrico no sea posible. Sobre estos usos finales destaca el sector de la movilidad y, principalmente, para el transporte pesado por carretera, la movilidad marítima y la aérea.

En los momentos en los cuales la producción eólica y fotovoltaica es escasa, sería posible reducir el ritmo de funcionamiento en determinados equipos que tienen la capacidad de operar a cierta carga parcial como los electrolizadores o los generadores de nitrógeno. Dichas instalaciones podrían reducir su ritmo de funcionamiento sin que el proceso se vea gravemente perjudicado gracias al hecho de que a la salida de estos sistemas suelen existir tanques de almacenamiento que deslastran la generación y el consumo como ya se explicaba en la desalación con el uso de depósitos de agua.

En este punto hay que entender que no todos los sistemas de este tipo de industrias presentan capacidad de gestión. De entre los equipos no gestionables destacan los reactores usados para la producción de subproductos. Tanto en los reactores de HABER – BOSCH para la producción de amoníaco como en los reactores de FISHER & TROPSCH (combustibles líquidos y en especial los querosenos) es importante que las condiciones de suministro se mantengan lo más estables posible para no causar el deterioro acelerado de los sistemas. Por ello, no se puede considerar que toda la demanda asociada a esta industria es totalmente gestionable y, naturalmente, habrá procesos que no deberían ser parados incluso cuando las renovables no gestionables no son suficientes. No obstante, también es importante mencionar que la mayor parte del consumo eléctrico en este tipo de industrias se deriva de la producción del hidrógeno u otros elementos como el nitrógeno en el caso del amoníaco.

Por otra parte, no hay que perder de vista que aunque los electrolizadores han potenciado en la última década su capacidad para funcionar a cargas parciales, cuando se operan en este régimen de funcionamiento aumenta el coste del hidrógeno producido ya que se produce menos hidrógeno para una misma inversión inicial. Por ello, lo natural es agotar las opciones de gestionabilidad con otras alternativas (ya descritas a lo largo del apartado 5.3) donde el coste de la gestionabilidad sea inferior. A pesar de lo descrito, supondría una opción de gran interés teniendo en cuenta que la actuación sólo se haría en puntos muy concretos y la potencia/energía gestionada sería muy alta en comparación con otras opciones disponibles.

A modo de referencia se expone a continuación un ejemplo de cálculo en el cual considerando que asociado a un parque de generación de 200 MW de energía eólica se asocia electrolizadores de distinto tamaño produciéndose una cantidad distinta de hidrógeno en cada supuesto.

Ejemplo de capacidad de producción de hidrógeno asociado a un parque de generación de 200 MW (Parte 1)						
Casos	Potencia eólica (MW)	Electrolizador (MW)	Producción eólica (MWh)	Producción eólica usada para H2 (MWh)	Capacidad de producción (kgH ₂ /h)	Hidrógeno generado (tH ₂ /año)
1	200 MW	0.5	1,108,074 MWh	4,358 MWh	7.55 kgH ₂ /h	66.2 tH ₂ /año
2	200 MW	1	1,108,074 MWh	8,755 MWh	15.1 kgH ₂ /h	132.3 tH ₂ /año
3	200 MW	1.5	1,108,074 MWh	13,126 MWh	22.6 kgH ₂ /h	198 tH ₂ /año
4	200 MW	2	1,108,074 MWh	17,475 MWh	30.1 kgH ₂ /h	264 tH ₂ /año
5	200 MW	3	1,108,074 MWh	26,004 MWh	44.9 kgH ₂ /h	393 tH ₂ /año
6	200 MW	5	1,108,074 MWh	42,821 MWh	73.9 kgH ₂ /h	647 tH ₂ /año
7	200 MW	8	1,108,074 MWh	67,700 MWh	117 kgH ₂ /h	1,023 tH ₂ /año
8	200 MW	10	1,108,074 MWh	84,082 MWh	145 kgH ₂ /h	1,270 tH ₂ /año
9	200 MW	12	1,108,074 MWh	100,342 MWh	173 kgH ₂ /h	1,516 tH ₂ /año
10	200 MW	15	1,108,074 MWh	124,487 MWh	215 kgH ₂ /h	1,881 tH ₂ /año
11	200 MW	20	1,108,074 MWh	164,065 MWh	283 kgH ₂ /h	2,479 tH ₂ /año
12	200 MW	25	1,108,074 MWh	202,908 MWh	350 kgH ₂ /h	3,066 tH ₂ /año
13	200 MW	30	1,108,074 MWh	241,058 MWh	416 kgH ₂ /h	3,642 tH ₂ /año
14	200 MW	35	1,108,074 MWh	278,504 MWh	480 kgH ₂ /h	4,208 tH ₂ /año
15	200 MW	40	1,108,074 MWh	289,278 MWh	499 kgH ₂ /h	4,371 tH ₂ /año
16	200 MW	45	1,108,074 MWh	290,398 MWh	501 kgH ₂ /h	4,387 tH ₂ /año
17	200 MW	50	1,108,074 MWh	290,876 MWh	502 kgH ₂ /h	4,395 tH ₂ /año
18	200 MW	55	1,108,074 MWh	291,162 MWh	502 kgH ₂ /h	4,399 tH ₂ /año
19	200 MW	60	1,108,074 MWh	291,352 MWh	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año
20	200 MW	65	1,108,074 MWh	291,352 MWh	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año
21	200 MW	70	1,108,074 MWh	291,352 MWh	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año

22	200 MW	75	1,108,074 MWh	291,352 MWh	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año
23	200 MW	80	1,108,074 MWh	291,352 MWh	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año
24	200 MW	90	1,108,074 MWh	291,352 MWh	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año
25	200 MW	100	1,108,074 MWh	291,346 MWh	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año

Tabla 19 Ejemplo de capacidad de producción de hidrógeno asociado a un parque de generación de 200 MW (Parte 1)

A medida que aumenta el tamaño del electrolizador los requerimientos de consumo de energía son mayores pero, a su vez, la capacidad de producción de hidrógeno también incrementa. Sin embargo, por disponibilidad de recurso eólico el factor de capacidad comienza a reducirse. Este fenómeno se evidencia en la siguiente tabla.

Ejemplo de capacidad de producción de hidrógeno asociado a un parque de generación de 200 MW (Parte 2)						
Casos	Potencia eólica (MW)	Capacidad de producción (kgH ₂ /h)	Hidrógeno generado (tH ₂ /año)	Máxima producción (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Potencia nominal del electrolizador (kW)
1	200 MW	7.55 kgH ₂ /h	66.2 tH ₂ /año	7.55 kgH ₂ /h	100.0%	500.00 kW
2	200 MW	15.1 kgH ₂ /h	132.3 tH ₂ /año	15.1 kgH ₂ /h	99.9%	999.00 kW
3	200 MW	22.6 kgH ₂ /h	198 tH ₂ /año	22.7 kgH ₂ /h	99.9%	1498.00 kW
4	200 MW	30.1 kgH ₂ /h	264 tH ₂ /año	30.2 kgH ₂ /h	99.7%	1995.00 kW
5	200 MW	44.9 kgH ₂ /h	393 tH ₂ /año	45.3 kgH ₂ /h	99.0%	2969.00 kW
6	200 MW	73.9 kgH ₂ /h	647 tH ₂ /año	75.5 kgH ₂ /h	97.8%	4888.00 kW
7	200 MW	117 kgH ₂ /h	1,023 tH ₂ /año	121 kgH ₂ /h	96.6%	7728.00 kW
8	200 MW	145 kgH ₂ /h	1,270 tH ₂ /año	151 kgH ₂ /h	96.0%	9598.00 kW
9	200 MW	173 kgH ₂ /h	1,516 tH ₂ /año	181 kgH ₂ /h	95.5%	11455.00 kW
10	200 MW	215 kgH ₂ /h	1,881 tH ₂ /año	227 kgH ₂ /h	94.7%	14211.00 kW
11	200 MW	283 kgH ₂ /h	2,479 tH ₂ /año	302 kgH ₂ /h	93.6%	18729.00 kW
12	200 MW	350 kgH ₂ /h	3,066 tH ₂ /año	378 kgH ₂ /h	92.7%	23163.00 kW
13	200 MW	416 kgH ₂ /h	3,642 tH ₂ /año	453 kgH ₂ /h	91.7%	27518.00 kW
14	200 MW	480 kgH ₂ /h	4,208 tH ₂ /año	529 kgH ₂ /h	90.8%	31793.00 kW
15	200 MW	499 kgH ₂ /h	4,371 tH ₂ /año	604 kgH ₂ /h	82.6%	33023.00 kW
16	200 MW	501 kgH ₂ /h	4,387 tH ₂ /año	680 kgH ₂ /h	73.7%	33151.00 kW
17	200 MW	502 kgH ₂ /h	4,395 tH ₂ /año	755 kgH ₂ /h	66.4%	33205.00 kW
18	200 MW	502 kgH ₂ /h	4,399 tH ₂ /año	831 kgH ₂ /h	60.4%	33238.00 kW
19	200 MW	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año	904 kgH ₂ /h	55.4%	33259.00 kW
20	200 MW	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año	904 kgH ₂ /h	51.2%	33259.00 kW
21	200 MW	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año	904 kgH ₂ /h	47.5%	33259.00 kW
22	200 MW	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año	904 kgH ₂ /h	44.3%	33259.00 kW
23	200 MW	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año	904 kgH ₂ /h	41.6%	33259.00 kW
24	200 MW	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año	904 kgH ₂ /h	37.0%	33259.00 kW
25	200 MW	503 kgH ₂ /h	4,402 tH ₂ /año	904 kgH ₂ /h	33.3%	33259.00 kW

Tabla 20 Ejemplo de capacidad de producción de hidrógeno asociado a un parque de generación de 200 MW (Parte 2)

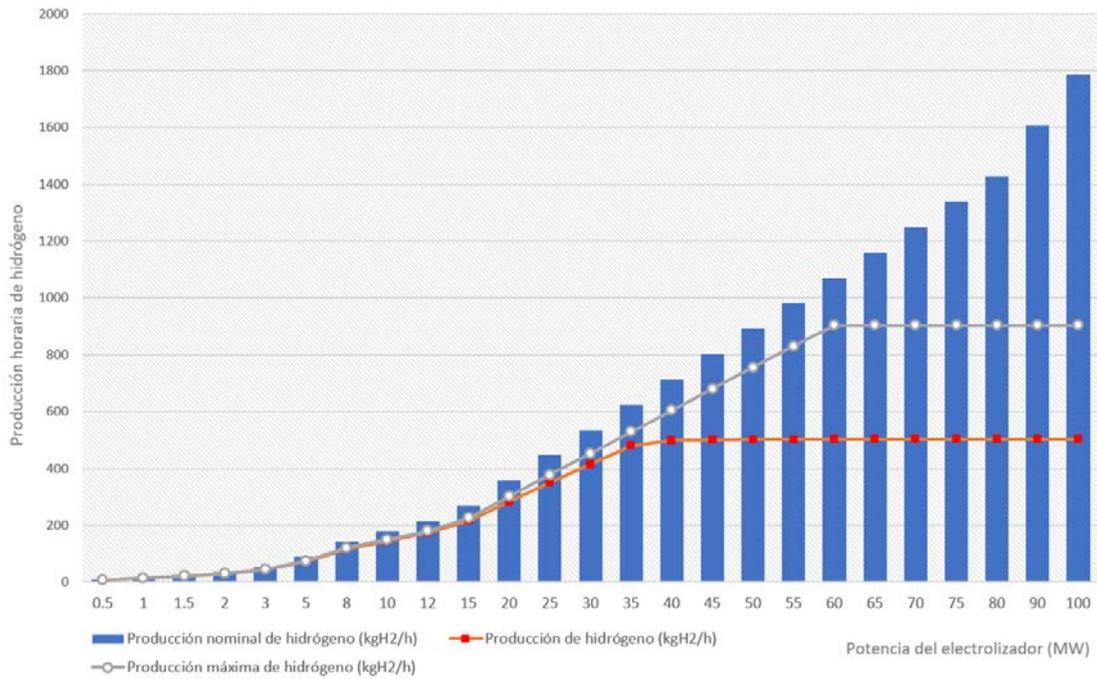


Ilustración 56 Factor de capacidad de electrolizadores hasta

En cuanto a la capacidad de gestión de estos sistemas, debe considerarse que el rango de funcionamiento se sitúa entre un 25-100% lo cual confirma su alta capacidad de gestión si bien a nivel económico no sea un proceso muy recomendable. Para cada una de las 25 opciones presentadas con anterioridad, se define la capacidad de actuación en términos de potencia y energía.

Ejemplo de capacidad de producción de hidrógeno asociado a un parque de generación de 200 MW (Parte 3)					
Casos	Potencia eólica (MW)	Electrolizador (MW)	Producción eólica usada para H2 (MWh)	Capacidad de gestión en potencia (MW)	Capacidad de gestión en energía (MWh)
1	200 MW	0.5 MW	4,358 MWh	0.38 MW	3,268.50 MWh
2	200 MW	1 MW	8,755 MWh	0.75 MW	6,566.55 MWh
3	200 MW	1.5 MW	13,126 MWh	1.13 MW	9,844.50 MWh
4	200 MW	2 MW	17,475 MWh	1.50 MW	13,106.25 MWh
5	200 MW	3 MW	26,004 MWh	2.25 MW	19,503.00 MWh
6	200 MW	5 MW	42,821 MWh	3.75 MW	32,115.75 MWh
7	200 MW	8 MW	67,700 MWh	6.00 MW	50,775.00 MWh
8	200 MW	10 MW	84,082 MWh	7.50 MW	63,061.50 MWh
9	200 MW	12 MW	100,342 MWh	9.00 MW	75,256.50 MWh
10	200 MW	15 MW	124,487 MWh	11.25 MW	93,365.25 MWh
11	200 MW	20 MW	164,065 MWh	15.00 MW	123,048.75 MWh
12	200 MW	25 MW	202,908 MWh	18.75 MW	152,181.00 MWh
13	200 MW	30 MW	241,058 MWh	22.50 MW	180,793.50 MWh
14	200 MW	35 MW	278,504 MWh	26.25 MW	208,878.00 MWh
15	200 MW	40 MW	289,278 MWh	30.00 MW	216,958.50 MWh
16	200 MW	45 MW	290,398 MWh	33.75 MW	217,798.50 MWh
17	200 MW	50 MW	290,876 MWh	37.50 MW	218,157.00 MWh
18	200 MW	55 MW	291,162 MWh	41.25 MW	218,371.50 MWh
19	200 MW	60 MW	291,352 MWh	45.00 MW	218,514.00 MWh
20	200 MW	65 MW	291,352 MWh	48.75 MW	218,514.00 MWh
21	200 MW	70 MW	291,352 MWh	52.50 MW	218,514.00 MWh
22	200 MW	75 MW	291,352 MWh	56.25 MW	218,514.00 MWh
23	200 MW	80 MW	291,352 MWh	60.00 MW	218,514.00 MWh

24	200 MW	90 MW	291,352 MWh	67.50 MW	218,514.00 MWh
25	200 MW	100 MW	291,346 MWh	75.00 MW	218,509.50 MWh

Tabla 21 Ejemplo de capacidad de producción de hidrógeno asociado a un parque de generación de 200 MW (Parte 3)

Dado que la apuesta por la descarbonización del transporte va a suponer un aumento de la demanda eléctrica, **hay que aprovechar este nuevo consumo para dotar a los sistemas eléctricos de mayor capacidad de gestión aún a pesar de que perjudicaría la rentabilidad económica de determinados procesos en esta nueva industria en las islas. De otra forma, no se podría garantizar que la demanda eléctrica de estos sistemas fuera de origen renovable e inviabilizaría el uso de estos combustibles como motor de cambio.**

Adicionalmente, se considera que lo apropiado es que la energía consumida en los procesos de generación de hidrógeno y otros combustibles alternativos de origen renovable se produzca en el mismo sistema eléctrico donde se instala la industria química. De otra forma, es altamente probable que la energía usada para producir los combustibles mencionados tuviera origen fósil y perjudicara el balance de la isla. Las propias estrategias de gestión de demanda que pudieran ser aplicadas estarían totalmente descompasadas de la generación renovable o, incluso peor, del sistema eléctrico al cual se conecta, suponiendo incluso un grave problema para la estabilidad del suministro.

5.3.5.2. Otros procesos industriales gestionables

Del estudio de consumos asociados a la industria canaria se comprobaba anteriormente que sólo supone un 10% de la demanda total de energía eléctrica y que de ese 10% la industria con mayor participación es la alimentaria que suponía un 2% del consumo eléctrico total de las islas para el año 2019.

En el sector industrial existe una gran cantidad de procesos de diversa índole y es difícil reconocer posibles consumos que tengan capacidad de gestión sin entrar a evaluar cada industria por separado. Incluso tratándose de industrias donde los procesos industriales llevados a cabo fueran semejantes, las escalas de producción pueden hacer que la maquinaria empleada sea diferente e incluso las opciones de gestión podrían ser distintas.

A modo de reconocimiento inicial, puede asumirse que aquellos procesos con mayor potencialidad para la gestión de demanda son los que están soportados por algún proceso donde existe una cierta capacidad de almacenamiento energético y no necesariamente debe considerarse el uso de baterías. Como ya ocurría con los depósitos de agua en el caso de las desaladoras o el hidrógeno almacenado en tanques para los electrolizadores, existen otras posibilidades como las que ofrece el almacenamiento en procesos de refrigeración.

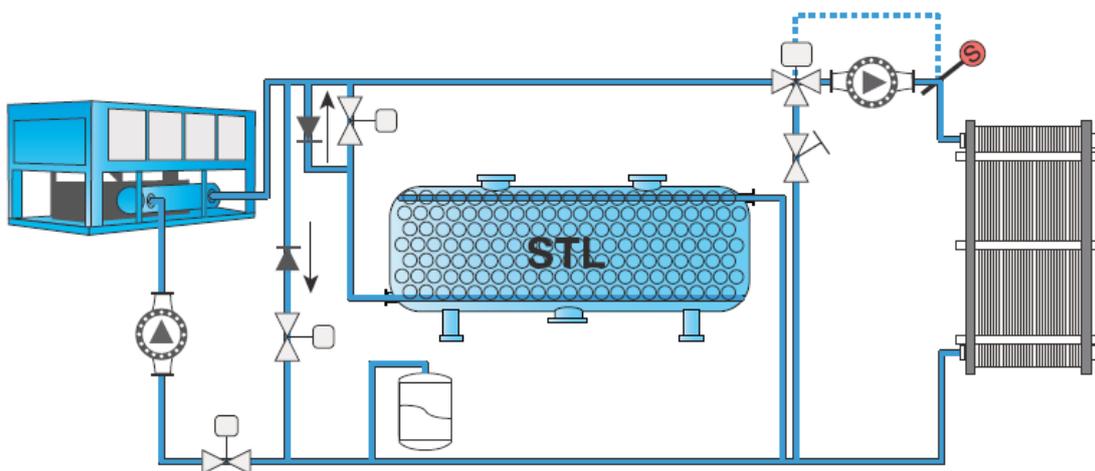
A lo largo de esta estrategia se han ido poniendo como ejemplo varios procedimientos en los cuales la gestión de demanda es posible gracias al uso de la energía térmica, especialmente para funciones de climatización, refrigeración y producción de ACS. A todos estos se puede unir **el uso de cámaras frigoríficas industriales posibilitando que en los momentos en los cuales no sea posible la producción de energía renovable no gestionable, se pueda optar por la parada del proceso durante un tiempo determinado sin que ello comprometa la pérdida de la cadena de frío de los elementos conservados.**

La parada de estos procesos puede ser realizada mediante el uso de variadores de frecuencia consiguiendo reducir el consumo de manera instantánea. Sin embargo, si se pretende forzar la desconexión durante un horizonte de tiempo superior a 30 minutos, con toda probabilidad habría que acudir al uso de sistemas de almacenamiento de frío como los mostrados abajo.



Ilustración 57 Tanque de almacenamiento de frío industrial. Fuente: Cristopia

Los sistemas de almacenamiento de frío pueden ser acoplados al ciclo térmico tanto en paralelo como en serie. En los momentos en los cuales existe máxima producción renovable, esa energía podría ser usada para poner en marcha bombas de calor las cuales producirían frío el cual se almacenaría en estos sistemas de acumulación a temperaturas inferiores a las del proceso industrial al que se conecta. Posteriormente, cuando existe déficit de producción renovable, se utiliza el frío almacenado para alimentar el proceso deteniendo el consumo de las bombas de calor de la instalación. Así pues, los sistema de almacenamiento de frío (en toda la cadena de frío) podrían seguir la estela de otras cargas gestionables como el vehículo eléctrico, que podrían ayudar a aplanar la curva de demanda eléctrica insular.



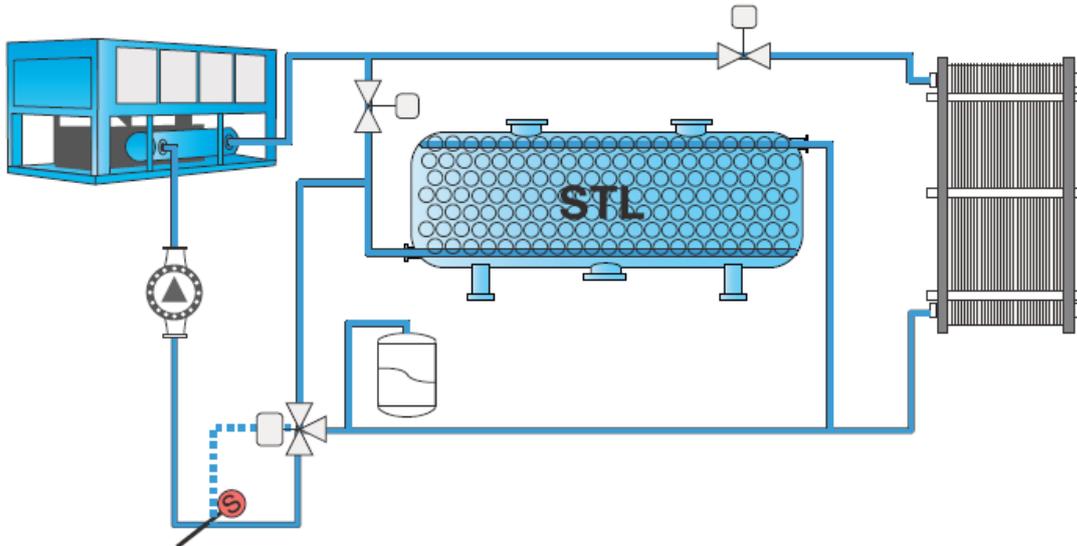


Ilustración 58 Configuración en paralelo (imagen superior) o serie (imagen inferior) de un sistema de almacenamiento en frío acoplado a sistema de refrigeración convencional

Este tipo de sistemas otorgarían capacidad de gestión a toda la industria canaria en la cual actualmente existen procesos térmicos, en este caso de frío industrial. El mismo principio podría estar asociado a la generación de calor aunque lo cierto es que en esos casos se suele acudir al uso de calderas alimentadas con combustibles de distinta tipología.

5.4. Caracterización de la demanda sin aplicar mecanismos de gestión de demanda

Se estima a continuación la demanda eléctrica prevista hasta el año 2040 así como la parte de esta demanda que podría tener la consideración de gestionable conforme al análisis realizado a lo largo del apartado 5.3 de este documento. La estimación de la demanda que aquí se presenta tiene tres componentes básicas:

- **Demanda eléctrica general:** Hace referencia a la evolución a futuro de la demanda eléctrica actual y, por tanto, sólo tiene en cuenta los consumos que actualmente existen en el archipiélago.
- **Demanda derivada del vehículo eléctrico:** Dado que en la actualidad el número de vehículos eléctricos existente es aún bajo, se lleva a cabo un proceso de estimación de la demanda de energía eléctrica producida por el vehículo eléctrico, la cual posteriormente sería agregada a la demanda eléctrica general.
- **Demanda derivada de la producción de combustibles renovables:** Necesariamente, para descarbonizar el sector del transporte también sería necesaria la producción de combustibles sintéticos, y en la obtención de esos combustibles sintéticos se requiere de un consumo de energía eléctrica que debería ser añadido a los dos anteriores.

De la misma forma, sería un error proyectar la demanda eléctrica sin la consideración de una cierta mejora en eficiencia energética. Este efecto de reducción del consumo es pues

proyectado en línea con las determinaciones establecidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

Además, en todos los casos se parten de datos socioeconómicos a partir de los cuales se proyectan las demandas a futuro.

5.4.1. Proyecciones de datos socioeconómicas

Los datos socioeconómicos utilizados para el proceso de estimación de la demanda son en este caso particular la población y el Producto Interior Bruto (PIB).

Población prevista de Canarias.

Existen dos referencias oficiales de datos de población, el informe sobre la **Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico** CES 1/2019 aprobado por el Pleno del Consejo Económico y Social de Canarias con fecha a 22 de mayo de 2019 y que planteaba la evolución prevista de la población de Canarias entre los años 2020 y 2033; y la estimación de población desarrollada por el **Instituto Nacional de Estadística (INE)** en el año 2018 y posteriormente reajustada a finales de septiembre de 2020 donde ya se incluía algunos aspectos como las consecuencias de la crisis sanitaria y los movimientos migratorios para el periodo comprendido entre los años 2020 y 2070 a nivel nacional y para el periodo 2020 – 2035 por Comunidades Autónomas.

La estimación publicada en el informe CES 1/2019 proponía que para el escenario central la población total de Canarias alcanzaría los 2.493.986 habitantes. Para ese mismo año, las estimaciones iniciales del INE establecían una población de 2.541.104, habiéndose rebajado en la revisión de septiembre de 2020 hasta los 2.392.729 la cifra de habitantes. En ninguna de las dos referencias disponibles existe una desagregación de la población a nivel de islas. Esto unido a la necesidad de completar la serie hasta el año 2040 motivó la ejecución de un modelo específico para determinar la población existente en cada isla para el periodo comprendido entre los años 2020 y 2040. Dada la alta correlación existente entre la población de Canarias y la cifra de población nacional se utilizó un método de regresión lineal que en base a la última estimación de población a largo plazo del INE para el global de España, estima la población por islas para el horizonte deseado.

Se presenta en la siguiente tabla la estimación de la población por islas para el periodo comprendido entre el año 2020 y 2040. Adicionalmente, se presenta la evolución histórica para el periodo 2000-2019.

Población de Canarias por islas								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	741.161	709.365	96.310	60.124	82483	18.300	8.533	1.716.276
2005	802.247	838.877	123.039	86.642	85252	21.746	10.477	1.968.280
2010	845.666	906.854	141.437	103.492	87324	22.776	10.960	2.118.509
2015	847.830	888.184	143.209	107.367	82346	20.783	10.587	2.100.306
2019	851.231	917.841	152.289	116.886	82.671	21.503	10.968	2.153.389
2022	885.010	954.264	158.332	121.524	85.952	22.356	11.403	2.238.842
2023	895.121	965.165	160.141	122.913	86.934	22.612	11.534	2.264.418
2025	914.521	986.084	163.612	125.577	88.818	23.102	11.783	2.313.497
2030	959.011	1.034.055	171.571	131.686	93.139	24.226	12.357	2.426.044
2035	985.110	1.062.196	176.241	135.269	95.673	24.885	12.693	2.492.067

2040	1.003.208	1.081.711	179.478	137.755	97.431	25.342	12.926	2.537.851
------	-----------	-----------	---------	---------	--------	--------	--------	-----------

Tabla 22 Población de Canarias por isla

Producto Interior Bruto de Canarias.

En el caso del PIB, podrían usarse varias fuentes de información si bien los horizontes temporales no son compatibles en todos los casos. Entre las fuentes más destacadas se encuentra las previsiones del Banco de España, el Fondo Monetario Internacional (FMI) o la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD).

Como ya es conocido, la crisis sanitaria producida por el virus COVID-19 originó un detrimento de la economía como consecuencia directa de las limitaciones de movilidad. Esta limitación de la movilidad fue necesaria para reducir la curva de contagios y supuso el cierre durante muchos meses de la principal actividad económica del archipiélago, el turismo y el sector servicios en general. Desde el inicio de la pandemia, los expertos han señalado que esta crisis causaría una coyuntura drástica de la economía si bien la recuperación sería igual de rápida. Tras un periodo de confinamiento variable en lo que a restricciones se refiere dependiendo de la evolución cada 15 días de la pandemia, se comenzó a reactivar la economía e incluso el sector turístico mediante la aplicación de ciertas normas como el uso obligatorio de mascarillas o incluso la exigencia de controles PCR a pasajeros para entrar en el archipiélago. A diciembre de 2020 ya se disponían de varias alternativas de vacunas que prometen altas eficacias y se proponían calendarios de vacunación a toda la población comenzando por los colectivos más vulnerables. A Octubre de 2021, la cifra de población vacunada con la pauta completa supone aproximadamente el 85% de la población diana (población que puede ser vacunada).

Los aspectos comentados hacen concluir que es difícil obtener una estimación a largo plazo del PIB ya que nos encontramos en un escenario de gran incertidumbre, agravado incluso en algunos casos como en la isla de La Palma con la erupción del volcán de Cumbre Vieja a finales de septiembre de 2021. Generalmente, las proyecciones de PIB se realizan para un horizonte temporal de cuatro años debido a la alta variabilidad de este indicador. Problemas como la crisis económica del 2008 o la crisis sanitaria del 2020 no son fácilmente predecibles y no siempre es posible encontrar señales explicativas que permitan anteponerse a estas situaciones. Quizás, el organismo más fiable que produce estimaciones a largo plazo es la OECD. No obstante, sus estimaciones se refieren a la situación macroeconómica y se quedan a nivel nacional. Además, dichas estimaciones sólo son revisadas cuando las desviaciones producidas son de considerable importancia.

En línea con todo lo comentado, para los estudios desarrollados en esta estrategia se implementa un modelo específico a partir del cual no sólo se obtiene una estimación hasta el año 2040 del PIB sino que incluso se determina la variación de este indicador por islas. El modelo se basa en una técnica de predicción multivariable y, en concreto, la técnica Random Forest.

El modelo desarrollado usa como datos de partida las estimaciones a largo plazo generadas por la OECD para España en el periodo comprendido entre 2020 y 2060, detectándose los patrones de variación existentes entre dicha señal explicativa y la variable respuesta, en este caso el Producto Interior Bruto de cada isla. Antes de la ejecución del modelo se desarrolló un

análisis de correlaciones con el objetivo de confirmar que el procedimiento de ajuste empleado era válido o, por el contrario, no podría ser aplicado. Se observó que el coeficiente de correlación era superior al 90% en todas las islas cuando se predecía el PIB a precios corrientes, pero en la mayoría de los casos era inferior cuando se analizaba a precios constantes. Es por ello que en una primera fase las estimaciones fueron generadas para precios corrientes y posteriormente se traducían a precios constantes usando como referencia los valores históricos de precios corrientes y constantes para Canarias entre los años 1990 y 2020. De esta forma se lograban las estimaciones de PIB a precios constantes de una forma más precisa.

En el modelo desarrollado ya se tiene en cuenta las previsiones más precisas generadas por el mismo organismo para el periodo comprendido entre 2020 y 2025.

Producto Interior Bruto a precios constantes (miles de €)								
Años	G. Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS
2000	14.967.551	14.535.094	2.490.891	1.598.760	1.194.587	294.065	120.408	35.201.355
2010	15.949.182	18.002.679	2.856.707	1.972.407	1.609.450	421.461	203.627	41.015.511
2020	15.193.984	17.045.601	3.123.473	2.164.679	1.407.288	385.118	182.118	39.502.260
2022	16.408.358	19.107.436	3.447.410	2.468.986	1.566.966	424.862	206.630	43.630.649
2023	16.735.865	19.747.012	3.554.503	2.572.429	1.616.898	438.561	215.660	44.880.928
2025	17.069.893	20.555.821	3.704.566	2.719.974	1.681.175	458.796	229.907	46.420.133
2030	18.054.232	22.180.300	3.773.472	2.791.580	1.854.941	498.114	243.112	49.395.750
2035	18.751.705	23.459.503	3.985.710	2.980.011	1.963.869	527.509	260.382	51.928.688
2040	19.426.683	24.658.494	4.184.972	3.154.932	2.065.847	555.020	276.368	54.322.317

Tabla 23 Producto Interior Bruto a precios constantes en miles de €

5.4.2. Demanda eléctrica general

Para esta estimación se utiliza como base de partida los datos de demanda eléctrica histórica desde el año 2000, a lo cual se une las proyecciones de PIB y población que serían usadas para extrapolar las estimaciones hasta el año 2040. Se vuelve a recurrir a la técnica Random Forest para obtener la estimación de la demanda a futuro. Esta estimación tendencial de la demanda eléctrica serie creciente como consecuencia del PIB y, en menor medida, de la población. La correlación del PIB con la demanda eléctrica adopta un valor medio del 83% en Canarias, si bien su influencia es mayor en las islas capitalinas en las cuales se promedia el 88,4%. Por su parte, la correlación entre la población y la demanda eléctrica alcanza un 90% como media para Canarias siendo su peso mayor en islas como Fuerteventura, Lanzarote o El Hierro.

Además de la demanda tendencial, es importante conocer la demanda que se obtendría al incluir las políticas de eficiencia energética. Se toma como base las políticas de obligado cumplimiento establecidas en el marco del PNIEC 2021-2030. Si bien en dicho documento de planificación se definía como mejora la reducción del consumo en términos de energía primaria del 39,6% para el año 2030, esta tendencia ha sido relajada en el caso de Canarias hasta el 30% ya que, a diferencia de lo que ocurre en la península, las condiciones climáticas de Canarias son muy estables y parte de las acciones propuestas para el Estado no tendrían el mismo efecto en el archipiélago. Además, en los últimos años se ha avanzado en la mejora de la eficiencia en todos los sectores, y a pesar de que sigue quedando camino por delante, cada vez es más difícil conseguir una reducción notoria de la demanda en cualquier sector.

Las políticas de eficiencia energética deben ser naturalmente priorizadas a cualquier otro tipo de actuación siguiendo la base de que la mejor energía es la que no se consume. El planteamiento sugerido es tratar de priorizar estas actuaciones hasta el año 2030. A partir del año 2030 las mejoras que podrían ser obtenidas serán cada vez menores dado que no habría mayor margen de maniobra. Se obtienen dos escenarios que se muestran en la siguiente ilustración. Se representan con áreas la evolución tendencial de la demanda eléctrica y con barras la situación prevista si se aplicaran políticas de eficiencia energética.

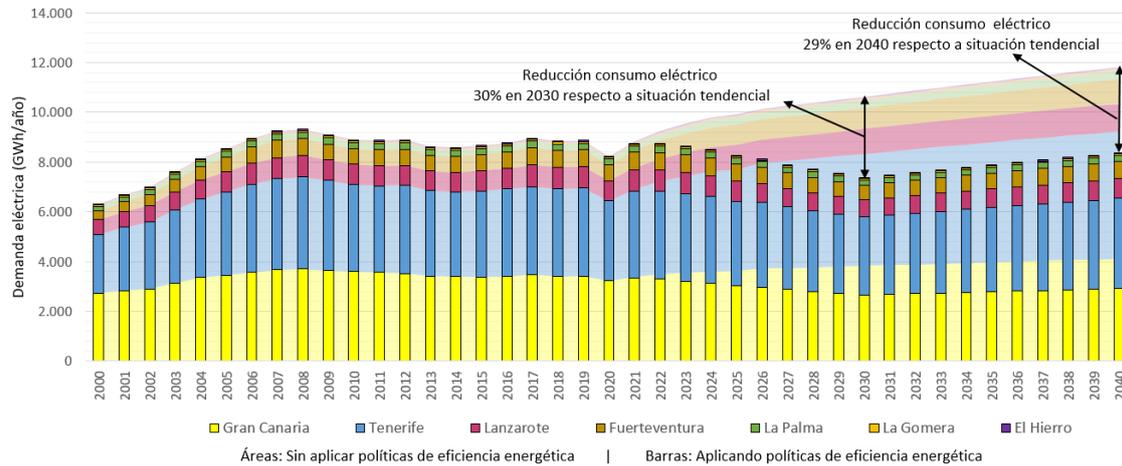


Ilustración 59 Demanda eléctrica de Canarias (GWh/año)

También se presenta a continuación los valores tabulados.

Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	2.720	2.368	595	342	198	47	23	6.292
2010	3.594	3.505	816	617	251	71	41	8.895
2019	3.406	3.547	861	683	261	74	43	8.874
2022	3.292	3.531	860	696	248	68	43	8.739
2023	3.213	3.526	850	698	245	67	44	8.643
2025	3.014	3.412	816	684	234	65	43	8.268
2030	2.656	3.130	694	587	216	58	38	7.379
2035	2.786	3.389	742	638	231	62	42	7.891
2040	2.911	3.632	788	686	246	66	45	8.373

Tabla 24 Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética (GWh/año)

Para el cometido de esta estrategia, también es importante definir el perfil de demanda eléctrica en condiciones normales sin la aplicación de la gestión de demanda. Para presentar estos datos se toma como referencia la demanda eléctrica publicada por islas en la web E-SIOS ajustados para la situación prevista en los años 2030 y 2040. Se muestran inicialmente los datos mediante un mapa de calor que expone la demanda eléctrica para cada día del año y para cada hora del día resaltándose por colores la potencia demandada en cada instante temporal.

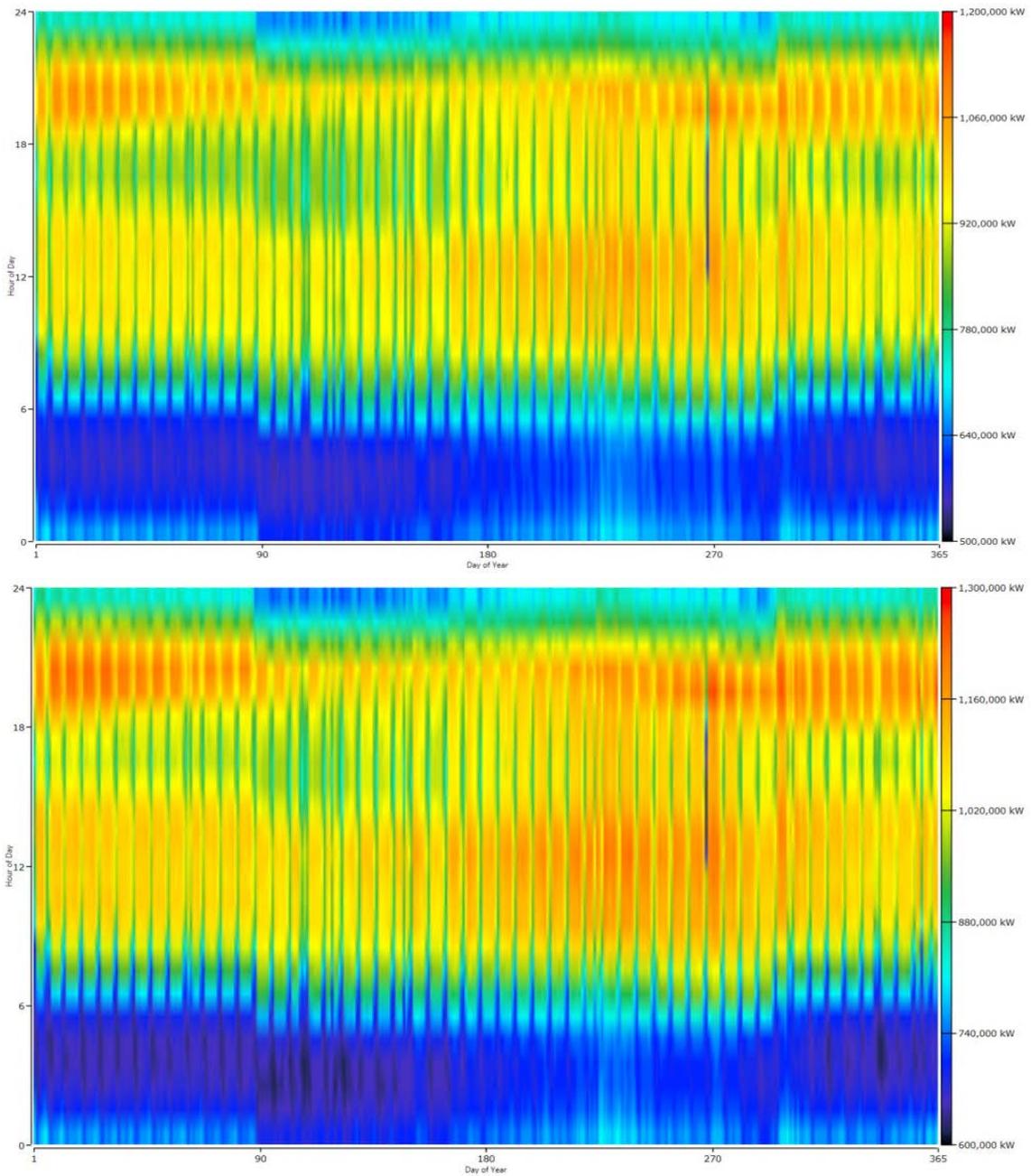


Ilustración 60 Mapa de calor de la demanda tendencial para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

También se muestra en la siguiente ilustración un diagrama de cajas con el que se da señal de la variación de la demanda eléctrica por meses. Esa gráfica da también información de los valores mínimos, medios y máximos, así como el rango de los percentiles 25-75% para todos los meses del año.

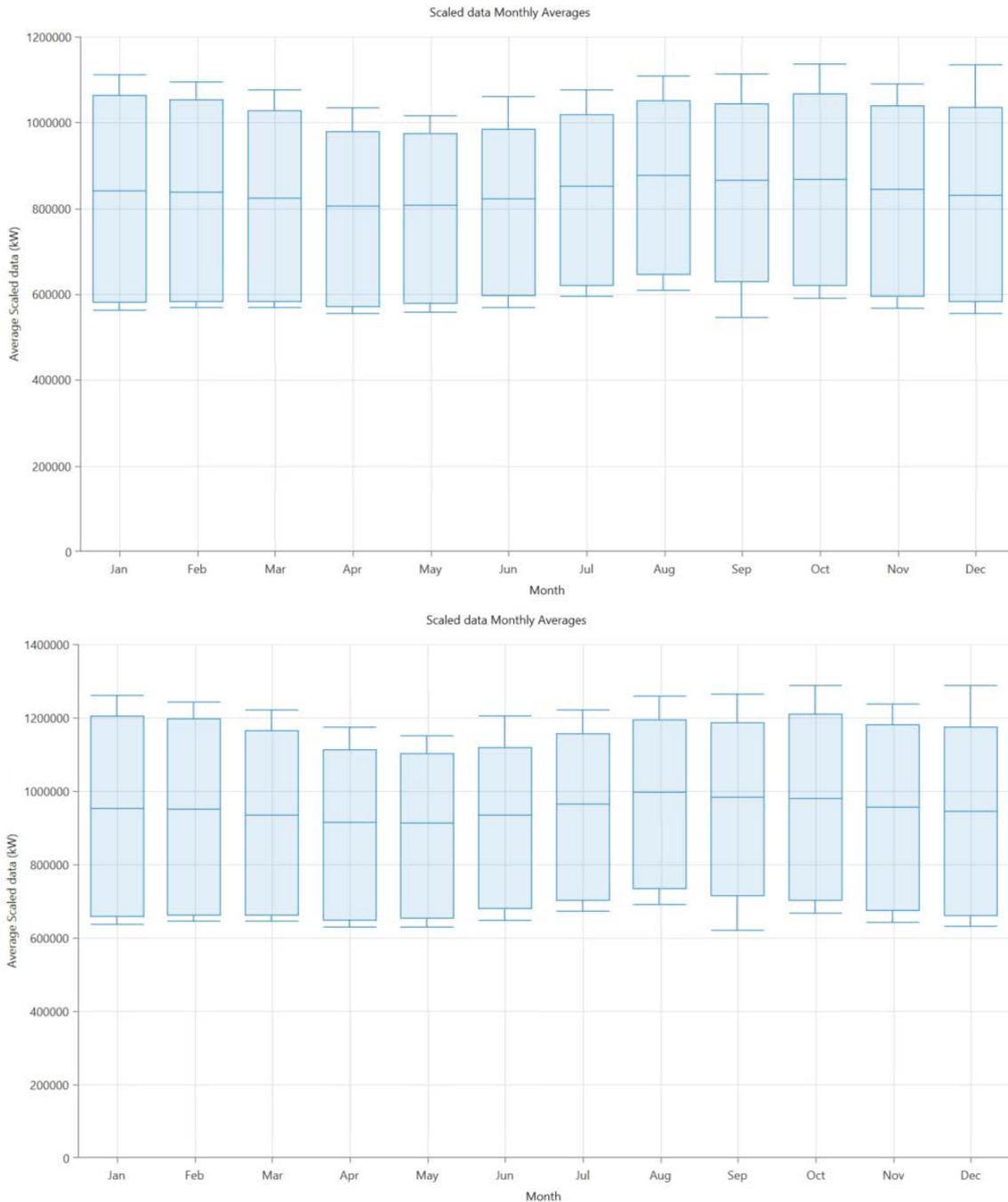


Ilustración 61 Diagrama de cajas para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

Finalmente, se muestra en las siguientes ilustraciones los perfiles de la demanda horaria para días tipo en cada uno de los meses del año. Estos días tipos se corresponden con el valor promedio por horas y meses.

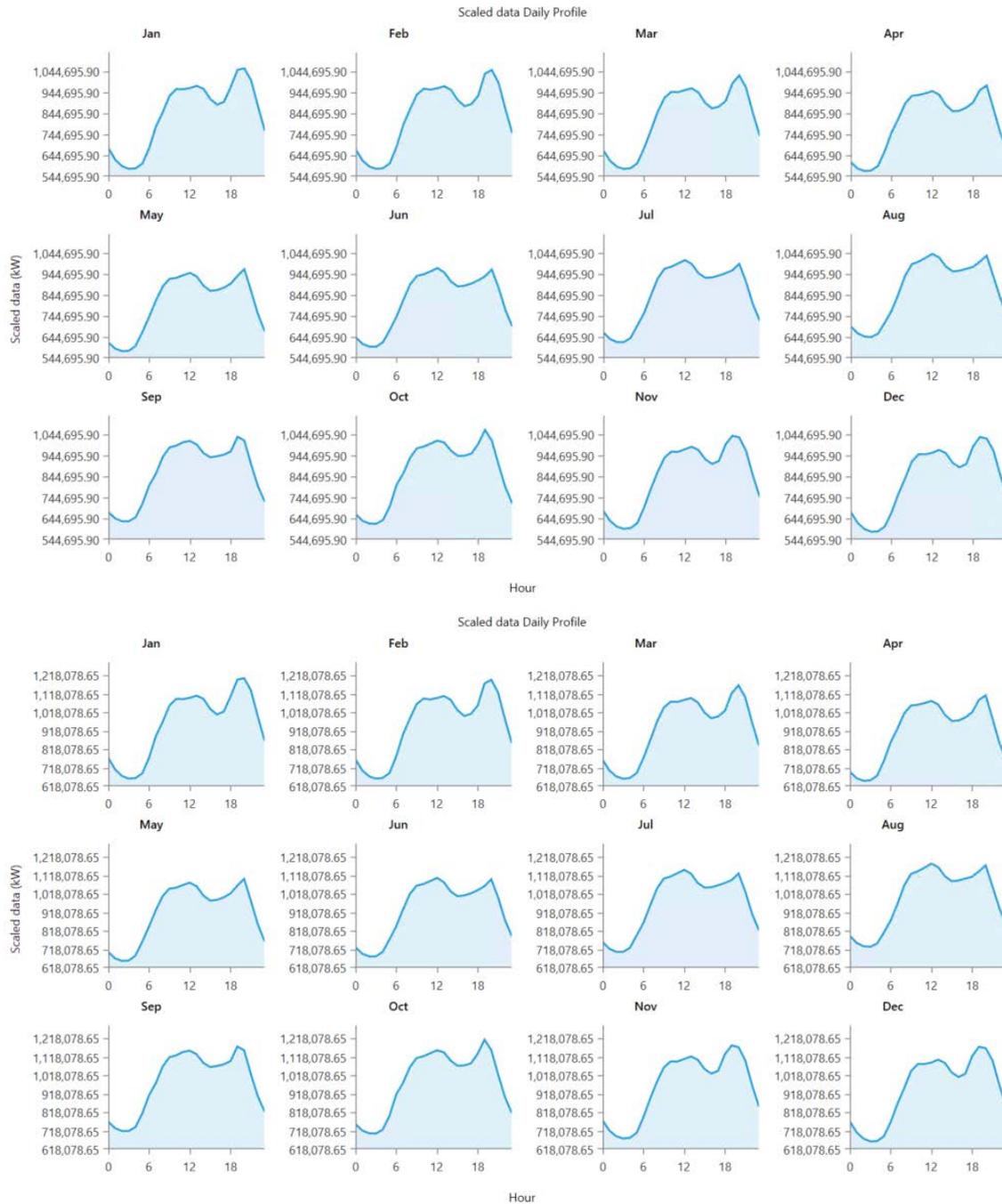


Ilustración 62 Perfiles horarios por meses para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

Las ilustraciones hacen referencia al valor agregado de la demanda tendencial para el conjunto de Canarias. No obstante, en los resultados del diagnóstico también se expondrá cómo sería la demanda tras aplicar los sistemas de gestión considerados en esta estrategia para cada una de las islas.

5.4.3. Demanda derivada del vehículo eléctrico

Como paso previo para la estimación de la demanda eléctrica derivada del vehículo eléctrico, es importante primero disponer de una estimación del número de vehículos eléctricos que existiría en la transformación del transporte terrestre por carretera. Las previsiones de crecimiento del parque automovilístico de Canarias fueron generadas en el marco de la

estrategia del vehículo eléctrico. Ya esta estrategia tomaba en consideración una reducción del ratio de vehículos por habitantes del 20% en 2040 respecto a la situación actual. Asimismo, se considera que la electrificación del transporte por carretera estaría asociada a vehículos ligeros distintos a autobuses y camiones donde estas soluciones presentan cierta problemática.

Parque automovilístico de Canarias en el horizonte 2020 - 2040									
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS	Veh/hab
2005	488.906	578.345	95.157	55.367	57.632	12.346	6.504	1.294.257	0,66
2019	654.793	751.702	131.242	90.645	69.694	15.711	9.139	1.722.927	0,80
2022	655.351	755.787	160.650	91.356	64.451	13.869	8.832	1.750.297	0,782
2023	673.680	772.139	162.485	92.843	63.805	13.786	9.045	1.787.782	0,790
2025	708.851	803.516	166.007	95.697	62.564	13.626	9.452	1.859.714	0,804
2030	789.506	875.470	174.083	102.241	59.720	13.261	10.386	2.024.668	0,835
2035	836.821	917.681	178.820	106.080	58.051	13.046	10.934	2.121.434	0,851
2040	869.631	946.951	182.106	108.742	56.894	12.898	11.314	2.188.536	0,862

Tabla 25 Parque automovilístico previsto de Canarias en el horizonte 2020 – 2040

En la propia estrategia del vehículo eléctrico de Canarias se realizaba un reconocimiento de la demanda eléctrica que sería necesaria para este tipo de movilidad. Para cada tipo de vehículo se definía los kilómetros anuales recorridos y el consumo medio actual, estimándose la cantidad de combustibles que se requiere en cada caso. A partir de ese cálculo se definía la energía total necesaria y se traducía a energía eléctrica asumiendo los consumos medios de vehículos eléctricos. La siguiente tabla presenta las cifras obtenidas.

Demanda eléctrica debida al vehículo eléctrico a 2040 (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2018	2	2	0	0	0	0	0	5
2022	34	40	13	4	5	1	1	100
2023	59	70	21	7	8	2	2	168
2025	125	148	38	16	16	4	4	350
2030	391	465	98	52	45	11	8	1.070
2035	802	953	180	111	89	20	13	2.167
2040	1.359	1.612	284	190	146	31	18	3.640

Tabla 26 Demanda eléctrica debido al vehículo eléctrico a 2040 (GWh/año)

Por otra parte, además de la electrificación del transporte por carretera es deseable que también se produzca una electrificación del transporte marítimo en barcos de recreo y pesca de pequeño calado en operación en cercanías a la costa. Ya existe una multitud de modelos comerciales de esta tipología de barcos y permitiría reducir el consumo de gasolinas y gasóleos en el sector naval.

Teniendo en cuenta la demanda actual de combustibles tipo gasolina y gasoil para el sector naval, se determina cuál sería la demanda eléctrica prevista por comparación de consumos eléctricos (cantidad de energía almacenada en forma de combustible respecto a la energía almacenada en forma de electricidad). Se muestra en la siguiente tabla los resultados obtenidos.

Electrificación progresiva de barcos de gasolina y gasoil en escenario a 2040 - GWh								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	144	22	2	0	0	0	0	168
2023	222	36	3	0	0	0	0	261

2025	404	68	4	0	0	0	0	477
2030	869	173	10	1	1	0	0	1.054
2035	1.337	304	15	1	1	0	0	1.659
2040	1.752	465	19	2	2	0	0	2.240

Tabla 27 Electrificación progresiva de barcos de gasolina y gasoil en el escenario a 2040 (GWh/año)

De la suma de demanda eléctrica tendencial, la demanda eléctrica debida al vehículo eléctrico y la demanda eléctrica del transporte marítimo de cercanías, se genera la siguiente proyección por islas y para el conjunto de Canarias. El área representa el consumo de energía eléctrica sin incluir la electrificación del transporte y las barras los valores singulares de cada isla considerando esta electrificación.

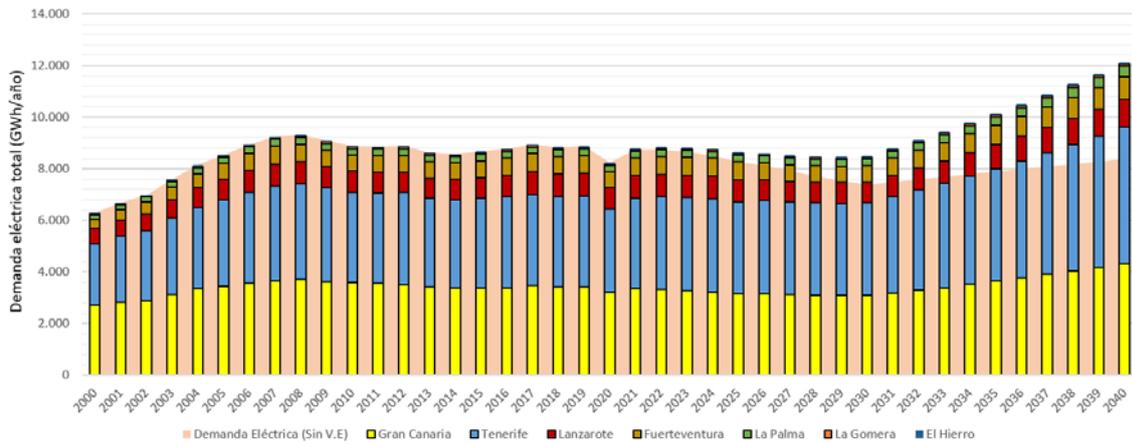


Ilustración 63 Demanda eléctrica agregada (General + V.E + T. Marítimo-Cercanías) a 2040 (GWh/año)

En lo que respecta al perfil de demanda, en el apartado 3.6.1 de la estrategia del vehículo eléctrico se llevaba a cabo un reconocimiento de los distintos perfiles tipo de curva de demanda por clase de punto de recarga y localización como se ilustra en la siguiente figura.

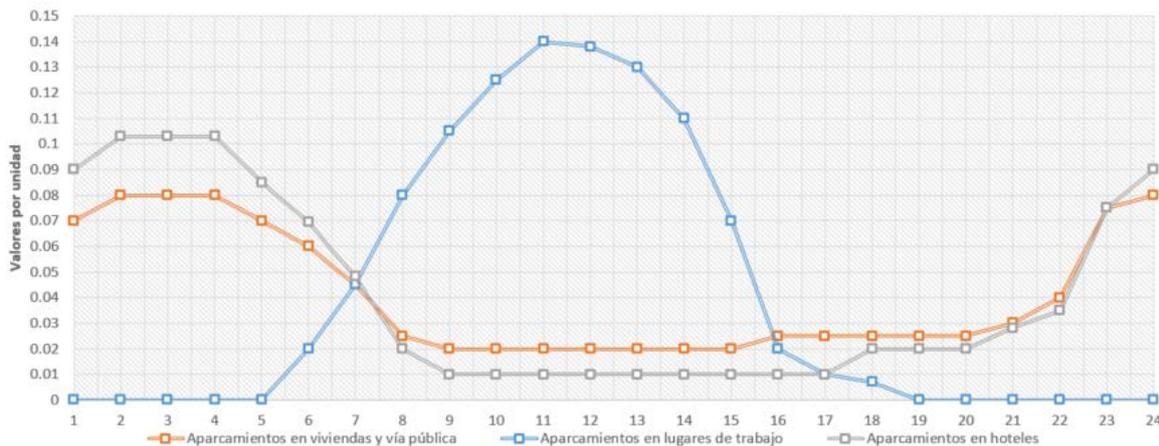


Ilustración 64 Perfiles de consumo para viviendas, vías públicas, lugares de trabajo y hoteles

Conociendo el número de puntos de recarga se pudo generar una curva de demanda horaria de referencia la cual era usada para determinar cuál sería la situación si no se implementaran políticas de gestión de demanda. Siguiendo las mismas bases de desarrollo se ha replicado la demanda allí expuesta, presentándose a continuación el mapa de calor de la demanda eléctrica derivada del vehículo eléctrico en la situación prevista sin gestión de demanda.

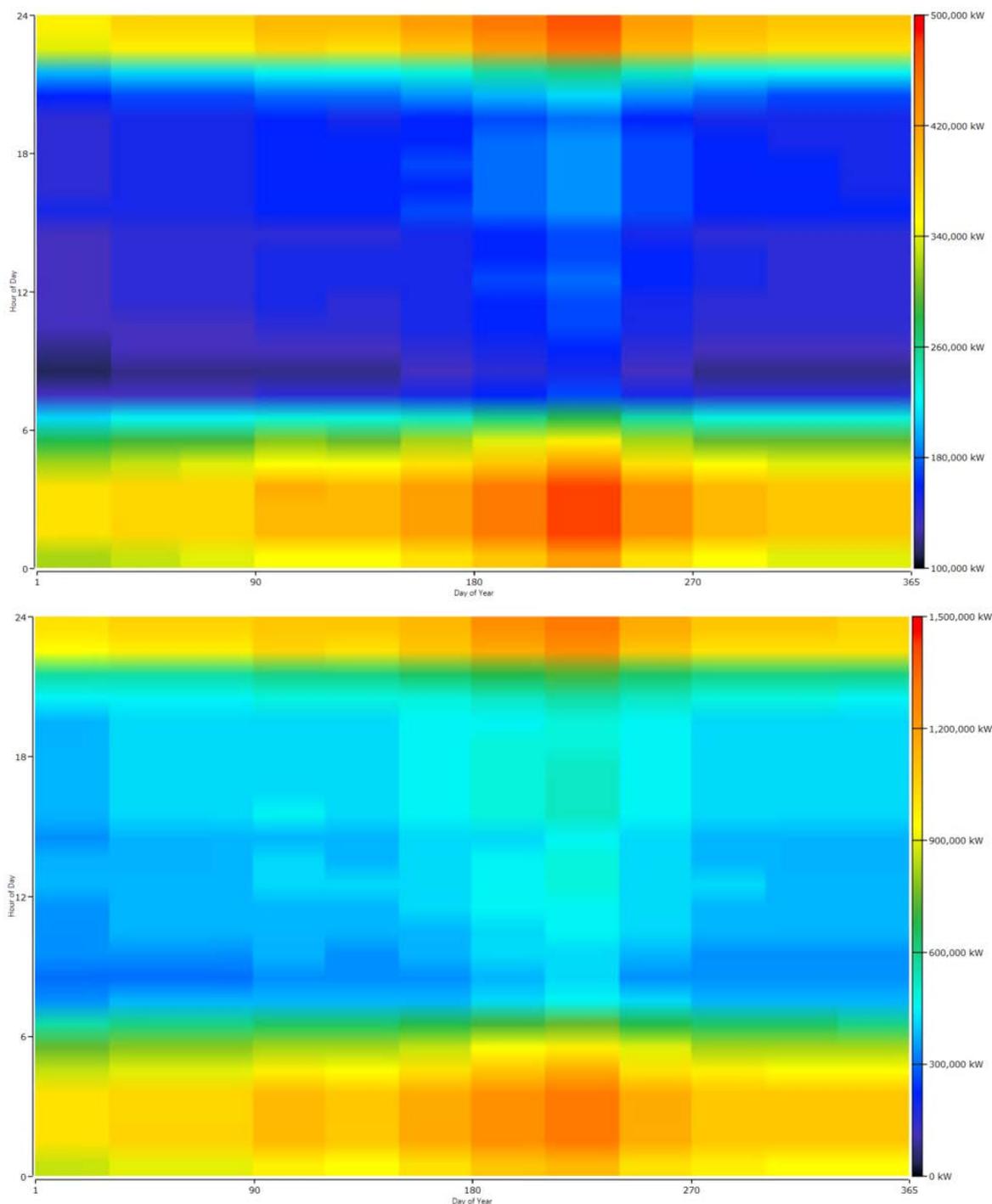


Ilustración 65 Mapa de calor de la demanda del VE para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

También se expone en las siguientes ilustraciones los diagramas de caja por meses para el caso de la serie temporal de vehículo eléctrico en la situación de referencia en la cual no se aplicarían políticas de gestión de demanda. La variación estacional se formulaba principalmente teniendo en cuenta la demanda actual de combustibles tipo gasolina y gasoil para el sector transporte según los datos facilitados por CORES.

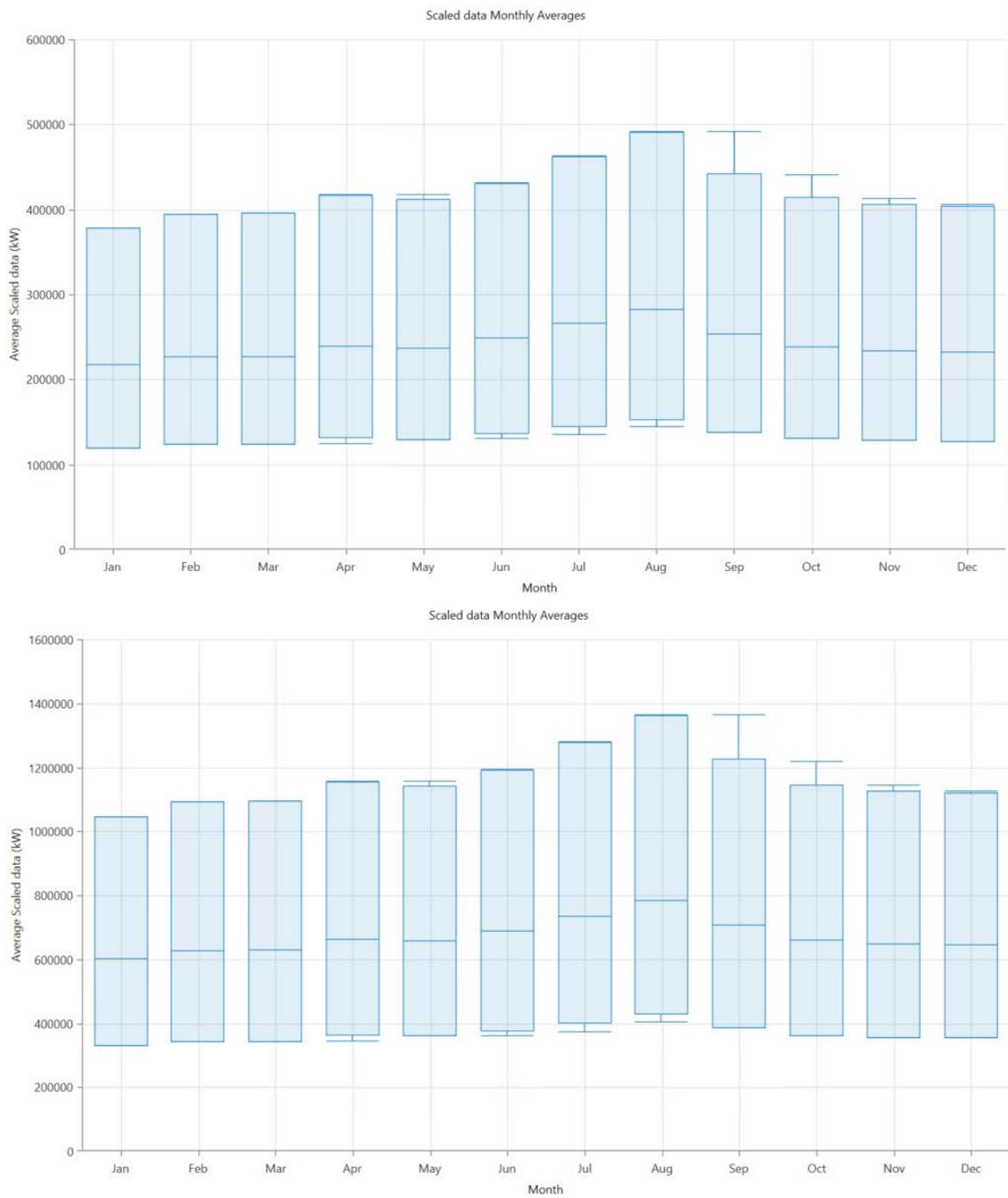


Ilustración 66 Diagrama de caja de la demanda del VE para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

Por último, se muestran los perfiles de demanda horaria del transporte eléctrico para cada mes. Se aprecia que la estructura de precios actual forzaría a que la mayor parte del consumo se sitúe en horas supervalde incluso en el caso de que esto no fuera lo mejor para el sistema eléctrico si no existiera suficiente producción renovable en esas horas.

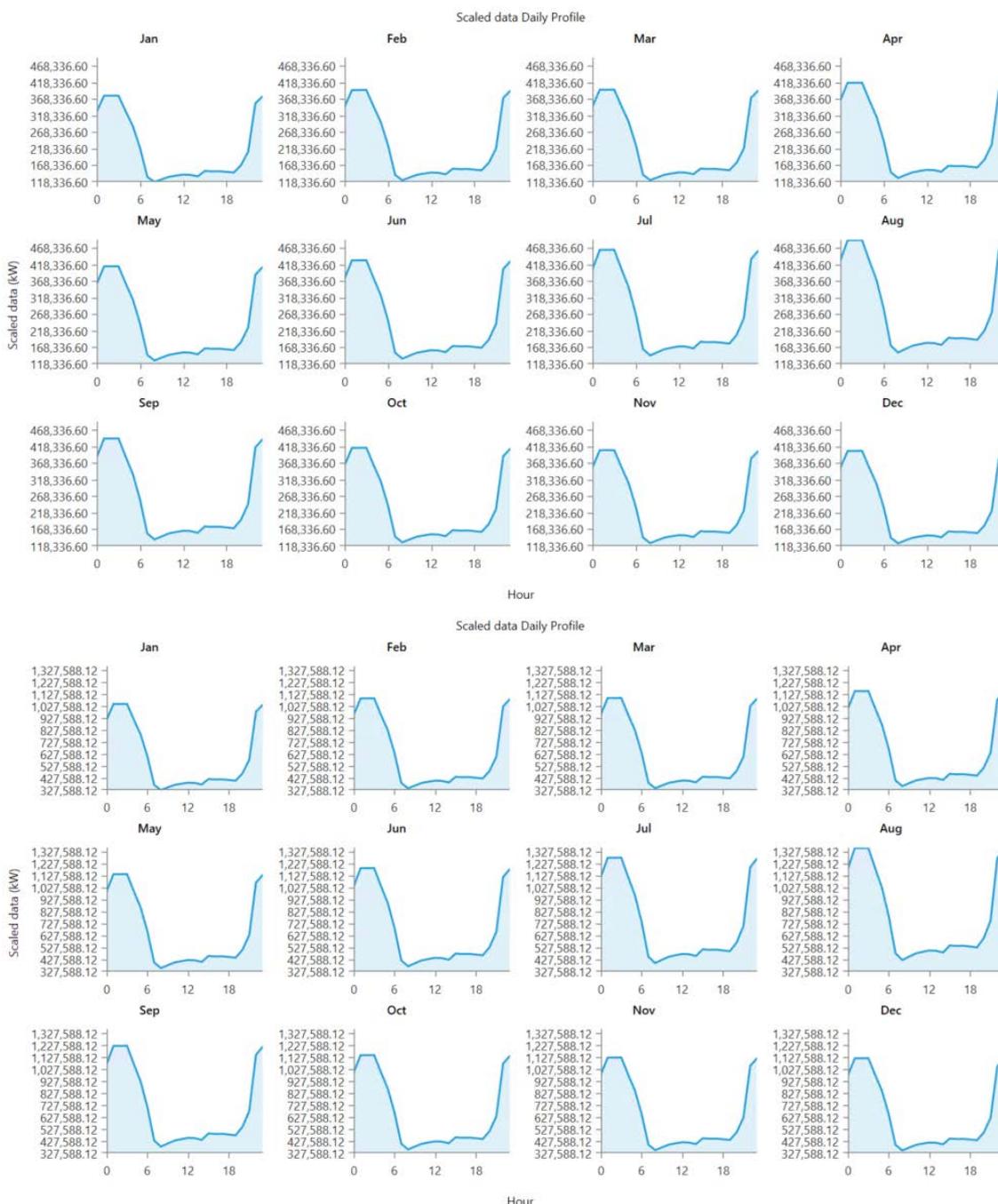


Ilustración 67 Perfiles de demanda del VE para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

Como ya se explicaba en el apartado 5.4.2, estas ilustraciones hacen referencia al total de Canarias si bien los valores por islas se especificarían en el reconocimiento llevado a cabo en el apartado 5.7.

5.4.4. Demanda derivada de la producción de combustibles renovables

Además del aumento de la demanda eléctrica producida por el vehículo eléctrico, también se produciría un aumento de la demanda eléctrica a consecuencia de la producción de combustibles renovables y, en concreto hidrógeno para el transporte terrestre pesado y amoníaco para el transporte marítimo. Además se ha proyectado el desarrollo experimental de la producción de queroseno sintético. Este análisis se ahonda en la estrategia del hidrógeno

verde, sin embargo en las siguientes tablas se presenta la estimación de energía eléctrica consumida por año para lograr la descarbonización de estos subsectores con anterioridad a 2040.

Las cifras expuestas en la siguiente tabla hacen referencia a la cantidad de hidrógeno que se necesita para el transporte terrestre pesado y el consumo eléctrico anual que esto supondría.

Necesidades energéticas para abastecer la movilidad terrestre basada en hidrógeno								
Año	Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)							
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	11.485	6.507	3.190	1.489	337	369	372	23.748
2023	17.940	10.773	4.911	2.338	607	568	563	37.699
2025	32.131	21.554	8.527	4.233	1.388	986	938	69.758
2030	44.160	36.270	10.933	5.953	2.792	1.266	1.084	102.458
2035	91.747	75.355	22.715	12.368	5.801	2.630	2.252	212.868
2040	142.628	117.145	35.311	19.227	9.018	4.089	3.501	330.919
Año	Consumo eléctrico (MWh/año)							
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	616	349	171	80	18	20	20	1.274
2023	963	578	263	125	33	30	30	2.023
2025	1.724	1.157	458	227	74	53	50	3.743
2030	2.370	1.946	587	319	150	68	58	5.498
2035	4.924	4.043	1.220	663	312	141	121	11.423
2040	7.655	6.285	1.896	1.030	484	220	187	17.757

Tabla 28 Necesidades energéticas para abastecer la movilidad terrestre basada en hidrógeno

De la misma forma, se muestra en la siguiente tabla la cantidad de amoníaco que sería necesaria para descarbonizar el transporte marítimo y el consumo de energía eléctrica necesaria para alimentar a los procesos tanto de producción de hidrógeno, nitrógeno como el propio reactor y sus servicios auxiliares.

Necesidades energéticas para abastecer la movilidad marítima basada en amoníaco								
Año	Síntesis de amoníaco (tNH ₃ /año)							
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	4.669	7.749	0	0	0	0	0	12.418
2030	14.474	24.014	0	0	0	0	0	38.488
2035	24.279	40.279	0	0	0	0	0	64.558
2040	34.084	56.544	0	0	0	0	0	90.628
Año	Consumo eléctrico (MWh/año)							
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	1.989	3.301	0	0	0	0	0	5.290
2030	6.166	10.230	0	0	0	0	0	16.396
2035	10.343	17.159	0	0	0	0	0	27.502
2040	14.520	24.088	0	0	0	0	0	38.608

Tabla 29 Necesidades energéticas para abastecer la movilidad marítima basada en amoníaco

Por perfiles de demanda en este caso deberían estar totalmente alineados con la producción renovable, pero esto no sería posible sin la aplicación de políticas de gestión de demanda. De manera natural el sistema debería trabajar a potencia constante durante todo el tiempo, sólo variando la producción en aquellos instantes en los cuales por cantidad de producto generado

no interesa mantener los sistemas en funcionamiento. Es por ello que en este caso no se plantean los perfiles base sin gestión de demanda porque desde un punto de vista conceptual no encajaría en la definición de combustible renovable.

5.5. Caracterización de la demanda aplicando mecanismos de gestión de demanda

El consumo eléctrico anual debe coincidir antes y después de la aplicación de mecanismos de gestión de demanda, sólo produciéndose un desplazamiento del consumo a aquellas horas en las cuales resulte más propicio el suministro energético por condiciones de la cantidad de energía renovable producida.

En este apartado se presentan los perfiles modificados para las situaciones de referencia de los años 2030 y 2040.

5.5.1. Resumen de la capacidad de gestión

Se muestra en la siguiente tabla un resumen de los ratios de capacidad de gestión de demanda conforme al análisis en detalle expuesto en el apartado 5.3 de este documento.

Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía		
Sector	Uso final	Gestionabilidad
Residencial	Termos eléctricos	25%
	Aires acondicionados	5%
	Electrodomésticos con función diferida	15%
	Electrodomésticos con función continua	13%
	Total general	58%
	Total realista	30%
Comercial y turístico	Climatización	6%
	Agua Caliente Sanitaria	2%
	Alumbrado	0%
	Total general	8%
	Total realista	6%
Tratamiento del agua	Desalación	15%
	Sistemas de bombeo de agua	10%
	Tratamiento de aguas residenciales	15%
	Total general	40%
	Total realista	15%
Vehículo eléctrico	Vehículo eléctrico	20%
	Total general	20%
	Total realista	20%
Industria química	Generación de combustibles sintéticos	40%
	Total general	40%
	Total realista	40%

Tabla 30 Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía

Por otra parte, usando como referencia los datos recabados del Anuario Energético de Canarias y la estimación de demanda realizada para los años de referencia (considerados en este caso 2030 y 2040), se estima la demanda eléctrica por subsectores tal como se presenta en la siguiente tabla.

En esta tabla también se presenta la estimación de demanda eléctrica derivada de la electrificación del transporte y por la producción de combustibles verde. Respecto a este

último consumo conviene comentar que no se concibe directamente como una demanda eléctrica que haya que añadirla a la demanda para uso final de la energía sino más bien como una demanda semejante a la producida por las bombas de los sistemas de bombeo en una centra de bombeo reversible. Esa es la razón por la que se muestra la fila “Total demanda eléctrica”, referida a la demanda tendencial más la demanda del vehículo eléctrico y “Demanda eléctrica + Combustibles verdes” que incluye además el consumo derivado de electrolizadores.

Estimación de demanda eléctrica para los años 2030 y 2040										
Año	Demanda	Tipo de uso	G. Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2030	Demanda tendencial	Residencial	866,1	1.184,3	269,7	181,7	98,2	27,6	14,2	2.641,9
		Comercios	462,3	513,6	98,5	81,8	23,1	3,0	2,7	1.185,0
		Agricultura	40,6	58,9	2,0	2,6	19,9	1,8	2,5	128,4
		Industrial	283,6	283,2	45,5	35,2	11,5	2,5	2,0	663,6
		AAPP	632,0	435,6	52,9	73,0	32,3	12,6	8,3	1.246,7
		Hostelería	316,4	543,6	211,6	168,8	16,4	5,4	0,5	1.262,6
		Otros usos	55,0	110,8	13,8	43,9	14,5	5,1	7,8	250,9
		Total	2.656,0	3.130,0	694,0	587,0	216,0	58,0	38,0	7.379,0
	Vehículo eléctrico	427,0	475,0	100,0	52,0	45,0	11,0	8,0	1.118,0	
	Combustibles renovables	8.535,9	12.176,0	587,0	319,0	150,0	68,0	58,0	21.893,9	
	Total demanda eléctrica	3.083,0	3.605,0	794,0	639,0	261,0	69,0	46,0	8.497,0	
Demanda eléctrica + Combustibles verde	11.618,9	15.781,0	1.381,0	958,0	411,0	137,0	104,0	30.390,9		
2040	Demanda tendencial	Residencial	949,3	1.374,2	306,3	212,3	111,9	31,4	16,8	3.002,2
		Comercios	506,7	596,0	111,8	95,6	26,3	3,4	3,2	1.343,0
		Agricultura	44,5	68,3	2,3	3,1	22,7	2,0	3,0	145,9
		Industrial	310,8	328,6	51,7	41,2	13,1	2,9	2,4	750,7
		AAPP	692,6	505,5	60,0	85,3	36,8	14,3	9,8	1.404,4
		Hostelería	346,8	630,7	240,2	197,3	18,7	6,1	0,5	1.440,3
		Otros usos	60,3	128,6	15,7	51,3	16,5	5,8	9,2	287,4
		Total	2.911,0	3.632,0	788,0	686,0	246,0	66,0	45,0	8.374,0
	Vehículo eléctrico	1.433,0	1.640,0	288,0	190,0	146,0	31,0	18,0	3.747,0	
	Industria química	22.174,4	30.372,9	1.895,9	1.030,3	484,5	219,6	187,3	56.365,0	
Total demanda eléctrica	4.344,0	5.272,0	1.076,0	876,0	392,0	97,0	63,0	12.121,0		
Demanda eléctrica + Combustibles verde	26.518,4	35.644,9	2.971,9	1.906,3	876,5	316,6	250,3	68.486,0		

Tabla 31 Estimación de demanda eléctrica para los años 2030 y 2040

Teniendo en cuenta esta configuración, se ha realizado una proyección de la demanda eléctrica que podría ser gestionable conforme a los sistemas descritos. Esa demanda gestionable ha sido sectorizada para los mismos tipos de uso de la energía referidos en el cuadro anterior en los años 2030 y 2040.

Para el horizonte hasta el año 2030, en el sector residencial se ha optado por priorizar la gestión de demanda asociada a los termos eléctricos dado que se considera la opción de gestión más factible en el corto plazo de tiempo. A eso se uniría la gestión de electrodomésticos con función diferida (lavadoras, secadoras y lavavajillas). De los 1.319,6 GWh de carácter gestionable, el termo eléctrico supondría el 50% de la capacidad, seguido del vehículo eléctrico con un 17%. La gestión de demanda de electrodomésticos con función diferida asume un 10%, seguido del control de la climatización del turismo (6%), control de la climatización del comercio (6%) y otro 12% de la capacidad de gestión asociado al tratamiento del agua.

Para el año 2040 el vehículo eléctrico tendría la misma importancia en la gestión de demanda que los termos eléctricos suponiendo ambos un 33% de la capacidad total, cifrada en 2.247,6 GWh. El resto de mecanismos asociados al sector residencial también tendrían cierta importancia con un 13% del total, seguido de la climatización en comercios (4%) y en el turismo (4%). Los procesos para el tratamiento del agua supondrían el restante 12%.

La producción de combustibles sintéticos permitiría incrementar de una manera muy significativa las posibilidades de gestión de demanda en Canarias. Es importante tener en cuenta que no toda la demanda eléctrica asociada a este subsector puede ser gestionada. Si bien en la producción del hidrógeno y otros productos necesarios como el nitrógeno sí es viable técnicamente el trabajo a cargas parciales entre 100% - 20%, otras demandas como los reactores difícilmente pueden gestionarse. Aun así, sólo en la producción del hidrógeno se focaliza más del 70% del consumo eléctrico asociado a la producción de combustibles como el amoniaco o el queroseno. A la vista de lo comentado se consideró que la capacidad de gestión de demanda eléctrica de esta industria podría tomar como un valor realista una cifra del 40%. Necesariamente, partiendo de la premisa de que todos los combustibles deben ser producidos con energías renovables la gestión mencionada es una condición obligatoria.

Estimación de la capacidad de gestión para los años 2030 y 2040												
Año	Demanda	Sector	Tipo de uso	G. Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	
2030	Demanda tendencial	Residencial	Termos eléctricos	216,54	296,07	67,43	45,42	24,56	6,89	3,55	660,47	
			Resto residencial	43,31	59,21	13,49	9,08	4,91	1,38	0,71	132,09	
		Comercial	Climatización	27,74	30,82	5,91	4,91	1,39	0,18	0,16	71,10	
		Turístico	Climatización	18,98	32,61	12,69	10,13	0,99	0,32	0,03	75,75	
		AAPP*	EDAM	30,64	8,98	8,27	4,12	0,00	0,00	0,20	52,21	
			Bombeo	61,28	17,96	16,55	8,24	0,00	0,00	0,39	104,42	
	Total				398,5	445,7	124,3	81,9	31,8	8,8	5,0	1.096,0
	Vehículo eléctrico				85,4	95,0	20,0	10,4	9,0	2,2	1,6	223,6
	Combustibles renovables				3.414,4	4.870,4	234,8	127,6	60,0	27,2	23,2	8.757,6
	Total demanda eléctrica				483,9	540,7	144,3	92,3	40,8	11,0	6,6	1.319,6
Demanda eléctrica + Combustibles verde				3.898,3	5.411,0	379,1	219,9	100,8	38,2	29,8	10.077,2	
2040	Demanda tendencial	Residencial	Termos eléctricos	237,33	343,56	76,57	53,08	27,97	7,85	4,20	750,55	
			Resto residencial	94,93	137,42	30,63	21,23	11,19	3,14	1,68	300,22	
		Comercial	Climatización	30,40	35,76	6,71	5,73	1,58	0,21	0,19	80,58	
		Turístico	Climatización	20,81	37,84	14,41	11,84	1,12	0,37	0,03	86,42	
		AAPP*	EDAM	64,86	19,53	18,37	9,09	0,00	0,00	0,41	112,27	
			Bombeo	64,86	19,53	18,37	9,09	0,00	0,00	0,41	112,27	
		EDAR	32,43	9,77	9,19	4,54	0,00	0,00	0,21	56,13		
	Total				545,6	603,4	174,3	114,6	41,9	11,6	7,1	1.498,4
Vehículo eléctrico				286,6	328,0	57,6	38,0	29,2	6,2	3,6	749,2	
Combustibles renovables				8.869,8	12.149,2	758,4	412,1	193,8	87,9	74,9	22.546,0	
Total demanda eléctrica				832,2	931,4	231,9	152,6	71,1	17,8	10,7	2.247,6	

Demanda eléctrica + Combustibles verde	9.702,0	13.080,6	990,2	564,7	264,8	105,6	85,7	24.793,6
--	---------	----------	-------	-------	-------	-------	------	----------

Tabla 32 Estimación de la capacidad de gestión para los años 2030 y 2040

A la vista de lo descrito en el párrafo anterior, para el año 2030 si la capacidad de gestión acumulada era del 15,5% de la demanda eléctrica total, con la producción de combustibles renovables incrementa al 33,1%. Para el año 2040 se pasa de una capacidad del 18,5% al 36,2%. Se resumen todas las cifras aportadas a continuación.

En las siguientes figuras se ilustra la comparativa entre la demanda eléctrica y la capacidad de gestión que se obtendría por sectores para ambos años.

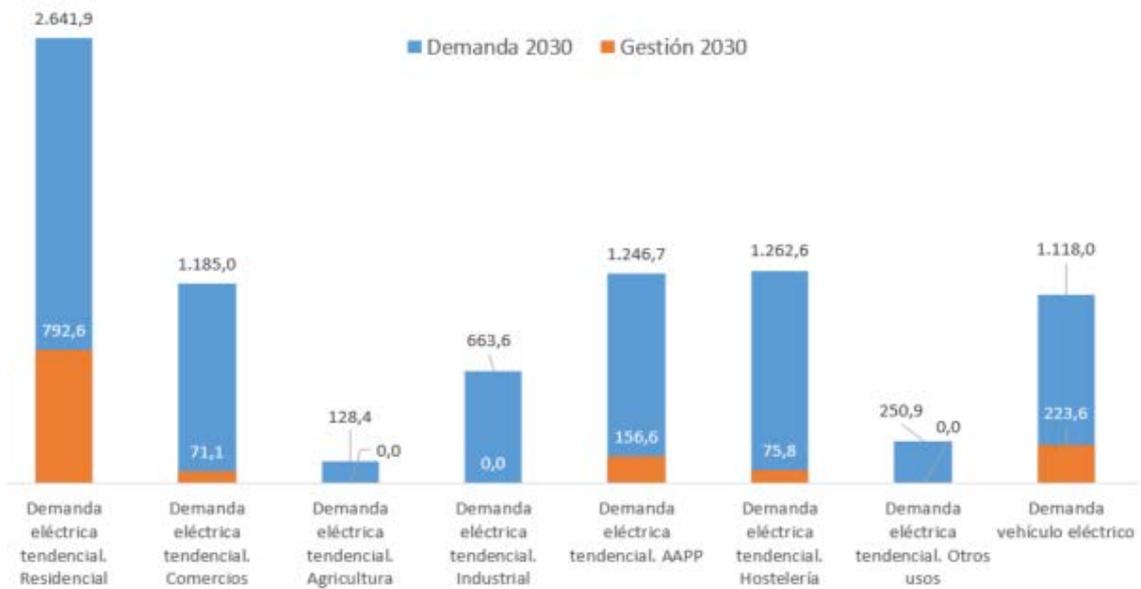


Tabla 33 Estimación de la capacidad de gestión para el año 2030

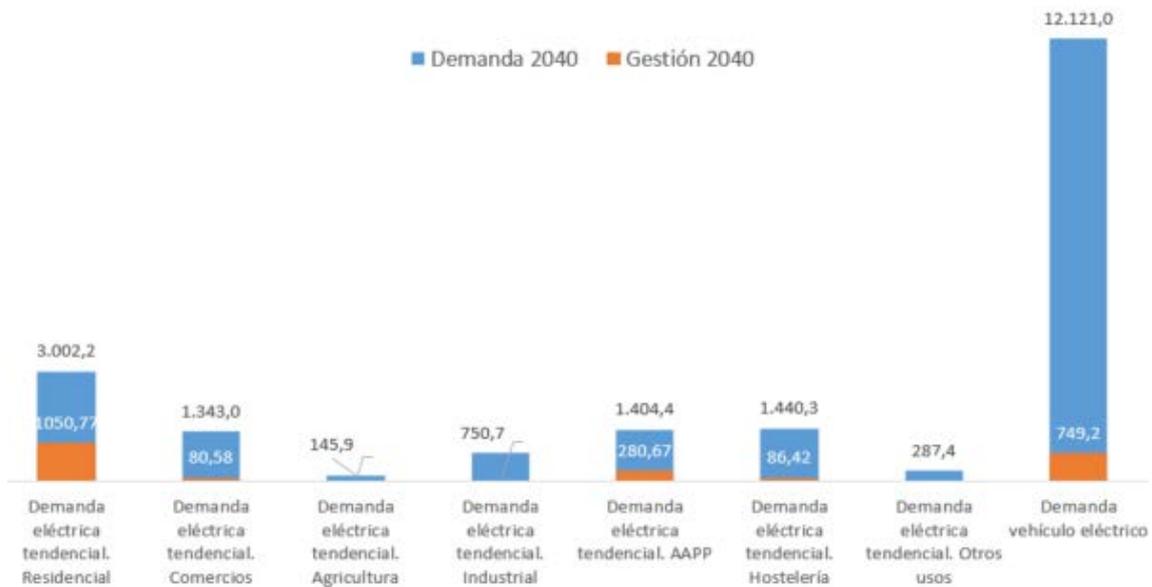


Tabla 34 Estimación de la capacidad de gestión para el año 2040

5.5.2. Perfiles de demanda asociados a gestión de demanda tendencial

Usando como referencia los ratios de gestionabilidad mencionados en el apartado 5.5.1 se ha desarrollado un modelo de optimización el cual define el momento en el cual la demanda eléctrica de origen gestionable debería ser consumida tratando de que su consumo pueda corregir desviaciones en la generación renovable de origen no gestionable. Este modelo fuerza a que de manera diaria el consumo de energía sea igual antes y después de haber aplicado los mecanismos de gestión, pero aquellos consumos que se entiendan gestionables serían satisfechos preferentemente en horas en las cuales existe un exceso de generación renovable. En todo caso, también se comprueba que no se vulneran los aspectos relacionados con la estabilidad del sistema y, en concreto, las determinaciones establecidas en el Real Decreto 738/2015 y los Procedimientos de Operación en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares. Se presenta a continuación la formulación a ese problema.

Función objetivo:

$$\min \sum_{t=1}^N Fossil_t \cdot Gen_{Cost_t} + \sum_{t=1}^N Bat_{Discharge_t} \cdot \frac{T_{Step}}{60} \cdot Storage_{Cost_t} \quad (1)$$

Sujeto a:

$$DO_t + DS_t - DB_t - DN_t = 0 \quad (2)$$

$$PV_t + Wind_t + \frac{T_{Step}}{60} \cdot Bat_{Discharge_t} - \frac{T_{Step}}{60} \cdot Bat_{Charge_t} + Fossil_t - DN_t - VE_{Surplus_t} = 0 \quad (3)$$

$$\sum_{t=1}^N DS_t - \sum_{t=1}^N DB_t = 0 \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^N DB_t - \sum_{t=1}^N Deficit_t \leq 0 \quad (5)$$

$$DSM_t - DB_t \geq 0 \quad (6)$$

$$DSM_t - DS_t \geq 0 \quad (7)$$

$$\frac{T_{Step}}{60} \cdot Bat_{charge_t} \leq PV_t + Wind_t \quad (8)$$

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \frac{T_{Step}}{60} \cdot Bat_{charge_t} \cdot \eta^{In} - \frac{T_{Step}}{60} \cdot \frac{Bat_{Discharge_t}}{\eta^{Out}} \quad (9)$$

$$0 \leq Bat_{Discharge_t} \leq Bat_t^{Max Output} \cdot Z_t \quad (10)$$

$$0 \leq Bat_{charge_t} \leq Bat_t^{Max Output} \cdot (1 - Z_t) \quad (11)$$

$$E_t^{Min} \leq SOC_t \leq E_t^{Max} \quad (12)$$

$$DN_t, DO_t, DS_t, DB_t, Deficit_t \geq 0 \quad (13)$$

$$Wind_t, PV_t, Fosil_t, VE_{Surplus_t} \geq 0 \quad (14)$$

$$Bat_{Discharge_t}, Bat_{charge_t} \geq 0 \quad (15)$$

Donde:

T_{Step} = Resolución de los datos de partida. Unidad: minutos.

$Fosil$ = Energía que debería ser proveída con generación convencional al no disponer de la suficiente generación renovable en el instante t. Unidad: MWh.

PV = Energía producida en el instante t con plantas fotovoltaicas. Unidad: MWh.

$WIND$ = Energía producida en el instante t con parques eólicos. Unidad: MWh.

Bat_{charge} = Carga de sistemas de almacenamiento a gran escala instalados en la isla. Toda la energía almacenada se fuerza a que sea de origen renovable. Unidad: MW.

$Bat_{Discharge}$ = Energía proveída por el sistema de almacenamiento energético para cubrir la demanda del vehículo eléctrico cuando no existe recurso renovable y no hay posibilidad de gestión de demanda con VE. Unidad: MW.

Gen_{Cost} = Coste de generación de los sistemas eléctricos insulares de Canarias actuales como referencia de los costes de generación convencional. Unidad: €/MWh.

$Storage_{Cost}$ = Coste de uso de sistemas de almacenamiento energético a gran escala. Unidad: €/MWh.

SOC = Estado de carga de la batería. Unidad: MWh.

E_t^{Min}, E_t^{Max} = Niveles mínimo y máximo de la batería en términos energéticos (capacidad).
 Unidad: MWh.

$Bat_t^{Max Output}$ = Potencia máxima de la batería. Unidad: MW.

Z_t = Variable binaria que marca si la batería está siendo cargada o descargada en el instante t.
 Unidad: Binaria (0,1).

DO = Curva de demanda del sistema eléctrico antes de la aplicación de sistemas de gestión de demanda. Unidad: MWh.

DS = Demanda del sistema eléctrico que es trasvasada a otra hora del día debido a la aplicación de gestión de demanda y causa aumento de la demanda. Unidad: MWh.

DB = Demanda del sistema eléctrico que es deducida de una hora concreta del día debido a la aplicación de gestión de demanda y causa una reducción de la demanda. Unidad: MWh.

DN = Curva de demanda del sistema eléctrico considerando la gestión de demanda. A efectos prácticos se obtiene con las variables DO , DS y DB como se muestra en el modelo de optimización. Unidad: MWh.

DSM = Máxima reducción de la demanda en la hora t debido a la aplicación de mecanismos de gestión de la demanda. Este límite define lo máximo que puede bajar o subir la demanda en un periodo. Unidad: MWh.

$Déficit$ = Variable intermedia calculada para definir las horas en las que debería incrementarse o reducirse la demanda gestionable por el recurso renovable disponible. Se calcula como la diferencia entre $EERR$ y DO , seleccionándose sólo los valores negativos (déficit de demanda). Unidad: MWh.

$VE_{Surplus}$ = Energía renovable que sería excedentaria en el abastecimiento a la demanda del sistema eléctrico. Este exceso podría ser aprovechado por otros consumos energéticos existentes en la isla. Unidad: MWh.

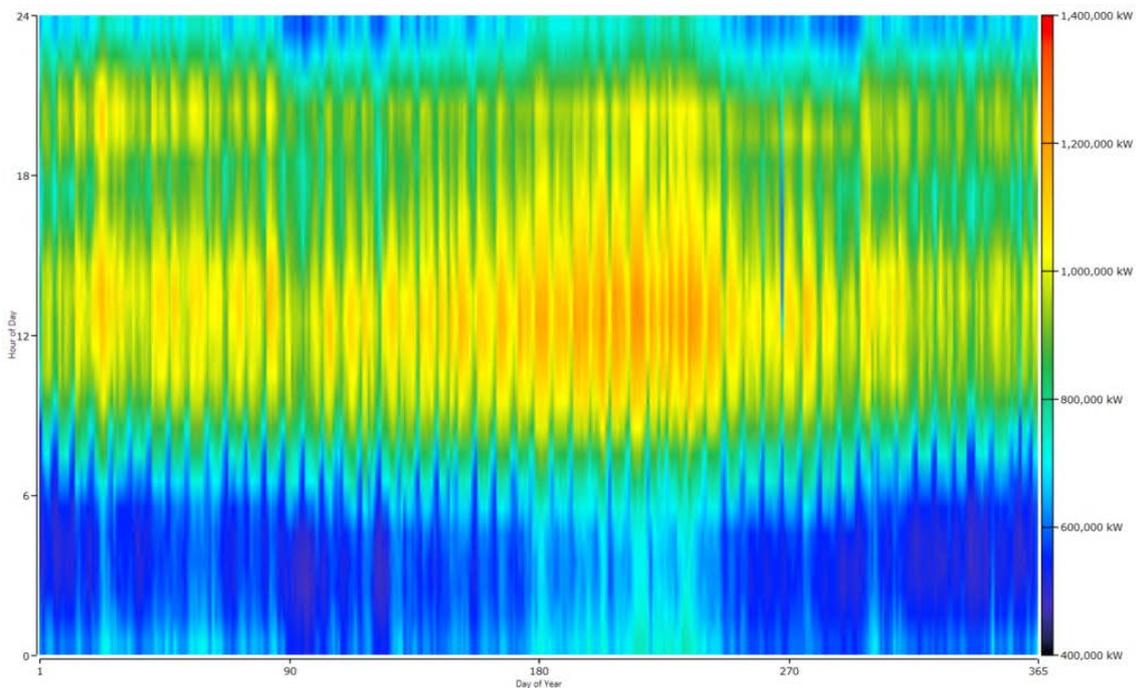
Para el desarrollo del ensayo se ha considerado como variables de referencia los valores expuestos en la siguiente tabla en lo que respecta a las tecnologías de generación de origen renovable. Estos cálculos han sido ejecutados por islas, sólo reflejándose en la siguiente tabla el valor total para Canarias a efectos de sintetizar la información.

Parque de generación considerado para el ensayo						
Tecnología	Situación actual		Año 2030		Año 2040	
	Área ocupada	Potencia	Área ocupada	Potencia	Área ocupada	Potencia
Fotovoltaica autoconsumo	0,06 km ²	5 MW	2,26 km ²	225 MW	4,17 km ²	414 MW
Fotovoltaica zonas antropizadas	0,40 km ²	40 MW	2,65 km ²	265 MW	10 km ²	1.000 MW
Eólica on-shore	10,65 km ²	159 MW	38,32 km ²	572 MW	113,9 km ²	1.700 MW
Eólica off-shore	1,06 km ²	5 MW	34,91 km ²	165 MW	201,02 km ²	950 MW

Tabla 35 Parque de generación considerado para el ensayo

Tras ejecutar el modelo se genera el mismo set de gráficas que las expuestas en el apartado 5.4.2 para los años 2030 y 2040. En el primer set de gráficos se muestran los mapas de calor. La principal diferencia apreciable es el aumento de la demanda en las horas comprendidas entre las 10:00 y las 16:00. Esto se debe a la importancia de la generación solar en el balance energético simulado a modo de ejemplo.

El aporte de la generación fotovoltaica se suma en esas horas a la generación eólica, siendo necesario en estos instantes situar la mayor parte de la demanda para evitar el uso de sistemas de almacenamiento energético. Así pues, se conseguiría una respuesta semejante a la que se obtienen con el almacenamiento energético pero evitando los problemas que supone esta tecnología entre otras cosas por la ocupación de espacio para la instalación de sistemas de acumulación. Además, la implementación es de menor coste y aún más modulable.



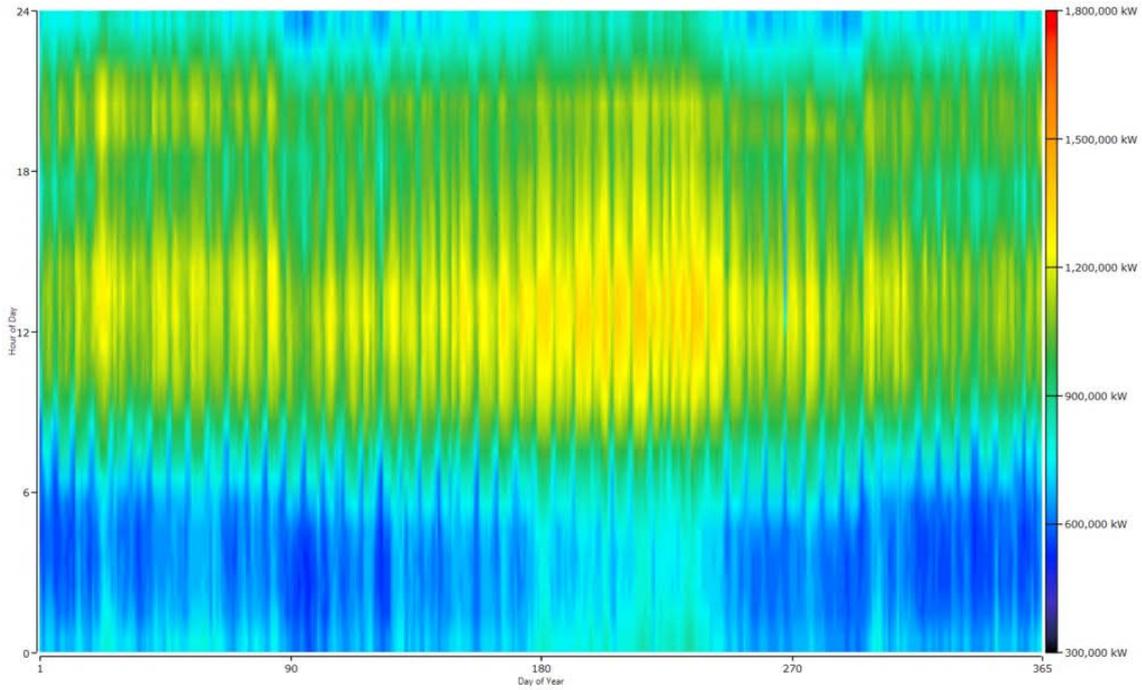
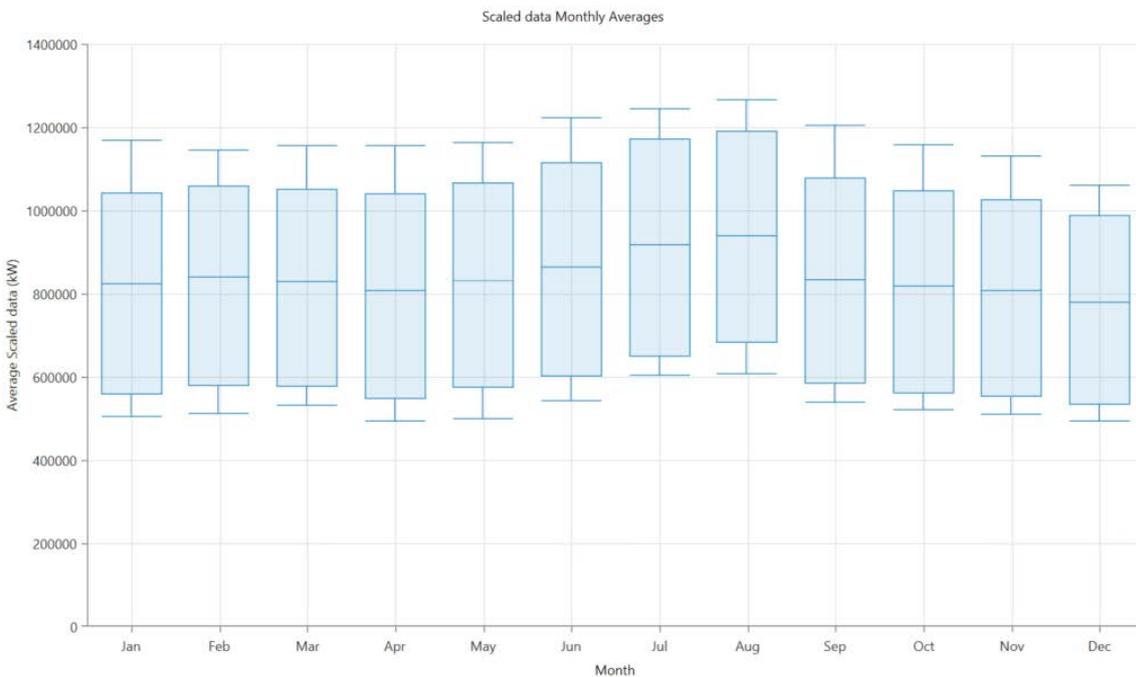


Ilustración 68 Mapa de calor de la demanda tendencial gestionada para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

En lo que se refiere a la variación estacional, se observa en la siguiente gráfica que el perfil obtenido es prácticamente el mismo antes y después de aplicar los mecanismos referidos, lo que confirma que la gestión de demanda sólo se aplica para el control dentro del horizonte de un día tal y como se ha programado, no habiendo consumos que puedan ser paralizados por meses o estaciones.



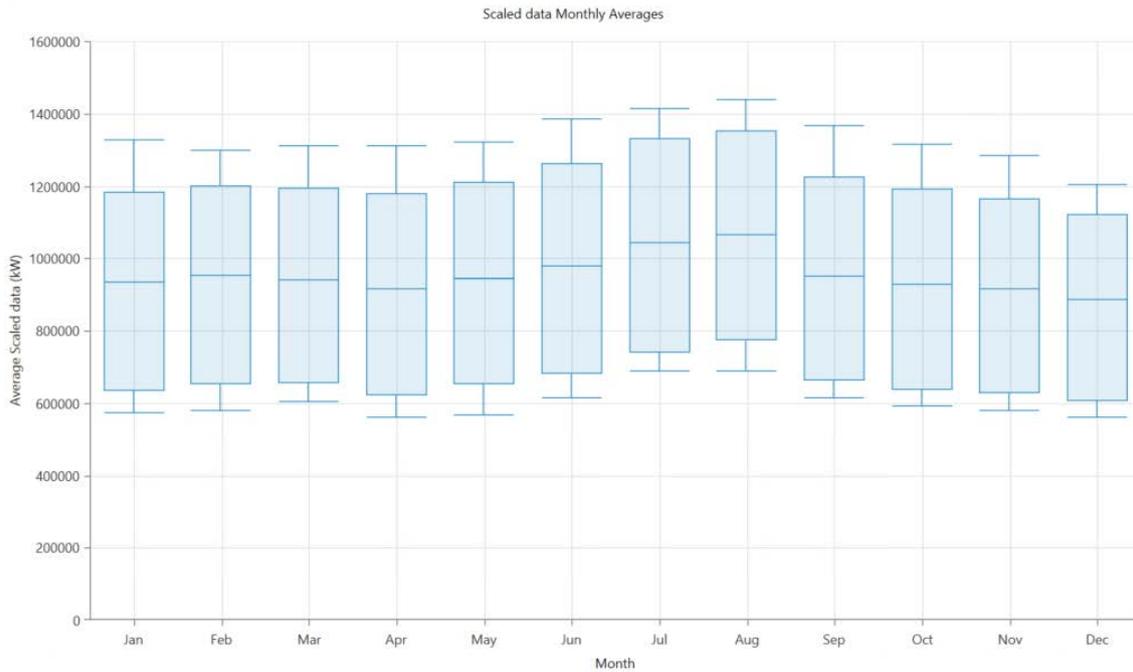


Ilustración 69 Diagrama de cajas de la demanda tendencial gestionada para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

El aumento de la demanda en los perfiles tipo se aprecian a la perfección en las siguientes gráficas. Además se observa que por meses la variación del perfil tipo ahora sí es mayor. Ese aumento en la variabilidad se produce como consecuencia de la intensidad del recurso solar y eólico por meses. Así, en meses como en Julio se observa que incrementa la base y la punta de demanda en comparación con lo que ocurre en otros meses como enero y febrero.

Lo que parece que sí es claro es que no siempre en horas valle es necesario disponer demanda ya que no siempre existe gran recurso eólico en esos instantes y, obviamente, nunca hay recurso solar. Las políticas de llenado de valles sí son adecuadas para la situación actual, pero a medida que aumente el recurso renovable, se debería tender a esta solución. Por tanto, los perfiles tienden a parecerse a una distribución bimodal con máximos a las 12:00 y a las 18:00 horas.

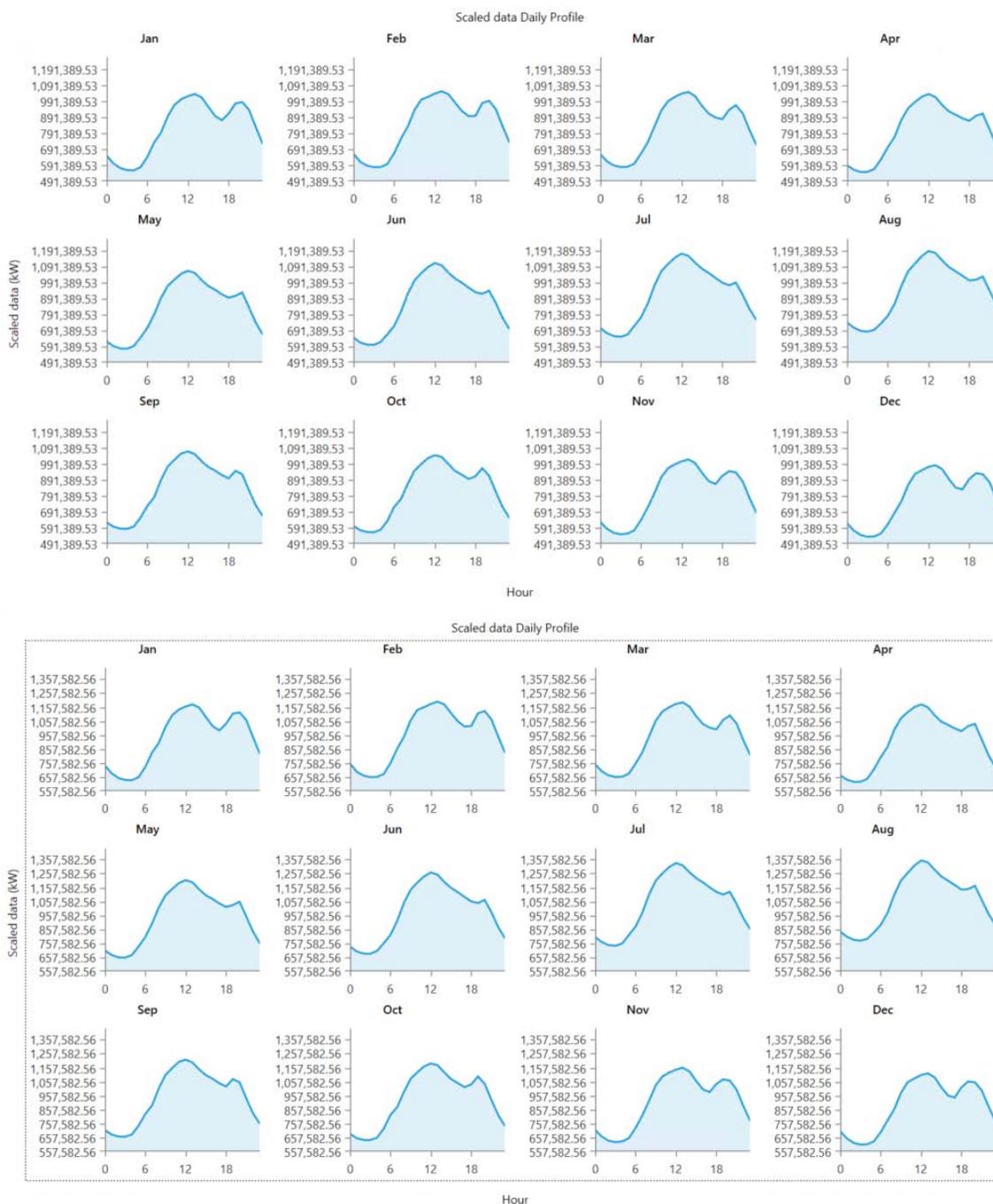


Ilustración 70 Perfiles horarios por meses de la demanda tendencial gestionada para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

5.5.3. Perfiles de demanda asociados a gestión de demanda del vehículo eléctrico

Para simular la gestión de demanda asociada al vehículo eléctrico se utiliza como referencia el modelo de optimización expuesto en el apartado anterior. Aun así, las curvas en este caso presentan otras limitaciones relacionadas con los momentos en los que deben estar las baterías cargadas para poder usar el vehículo eléctrico. Esto se controla a través del parámetro DSM que define la máxima reducción de la demanda en la hora t debido a la aplicación de mecanismos de gestión de la demanda. Este límite define lo máximo que puede bajar o subir la demanda en un periodo determinado. Como ya se procedía en el apartado anterior, se muestran las curvas específicas obtenidas en el caso del vehículo eléctrico.

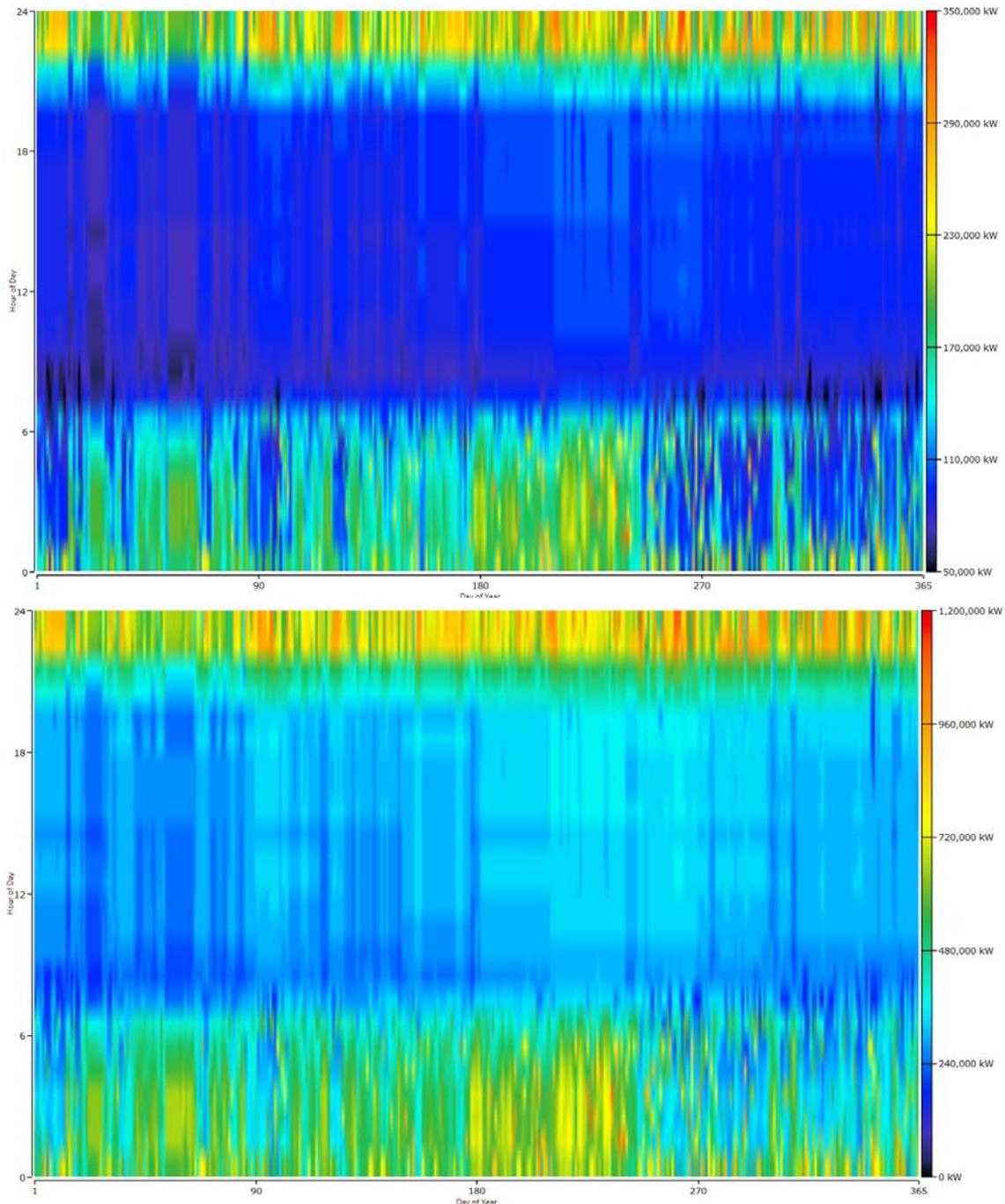


Ilustración 71 Mapa de calor de la demanda VE gestionada para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

La principal diferencia respecto a las curvas expuestas en el apartado 5.4.3 es el aumento de la variabilidad respecto a la situación en la cual no se aplica este mecanismo. Esto se debe a que la demanda del vehículo eléctrico se estaría adaptando a la fluctuación de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas en las islas. Por tanto, el perfil intradiario no es tan continuo al que pudiera ocurrir si la carga no se interrumpe en función de la energía disponible.

Como sucedía en el anterior grupo de gráficas, la variación mensual seguiría siendo la misma.

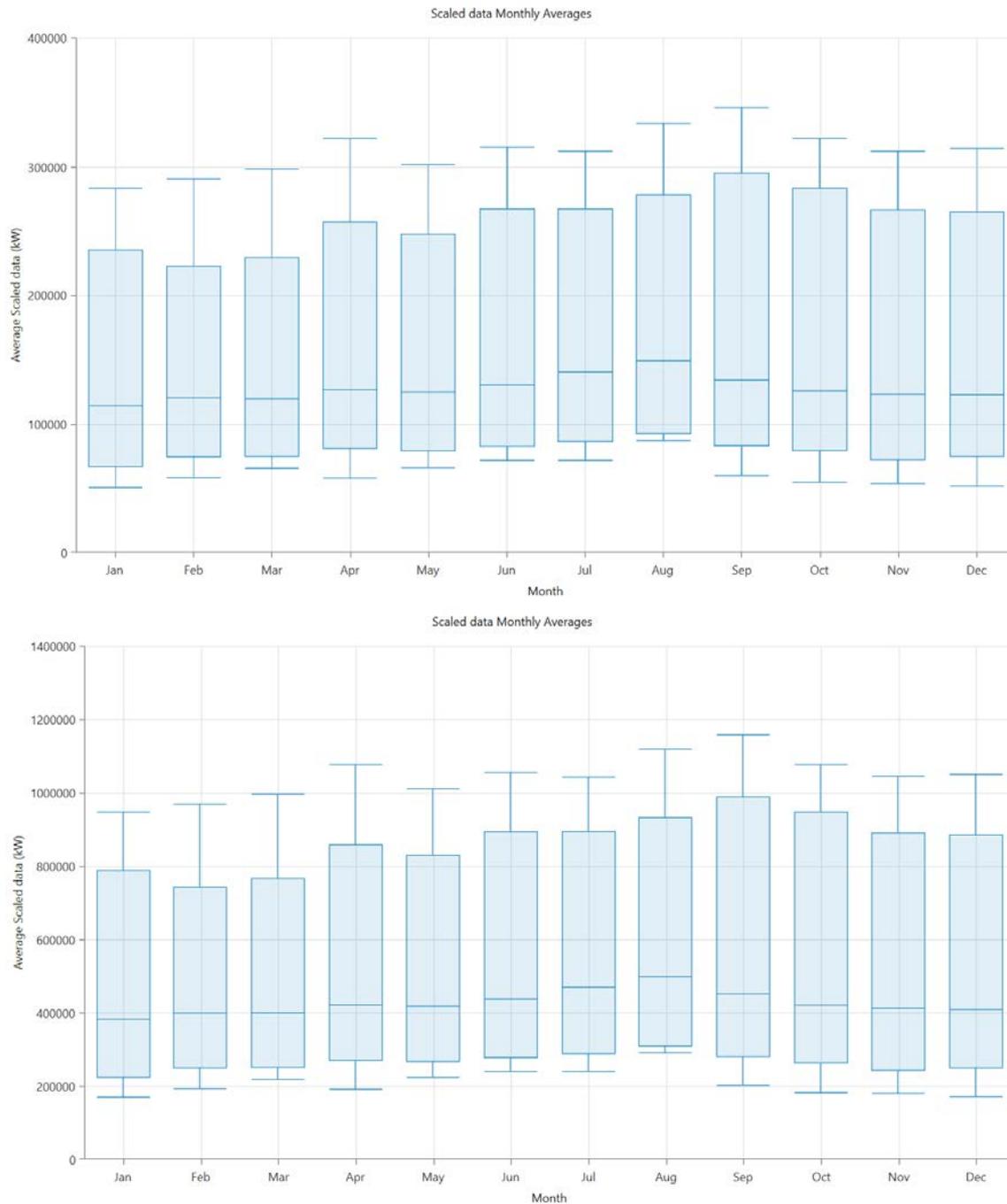


Ilustración 72 Diagrama de cajas de la demanda VE gestionada para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

Los perfiles horarios reflejan que la mayor parte de la demanda se sitúa entre las 18:00 y las 6:00, horas el periodo supervalle.

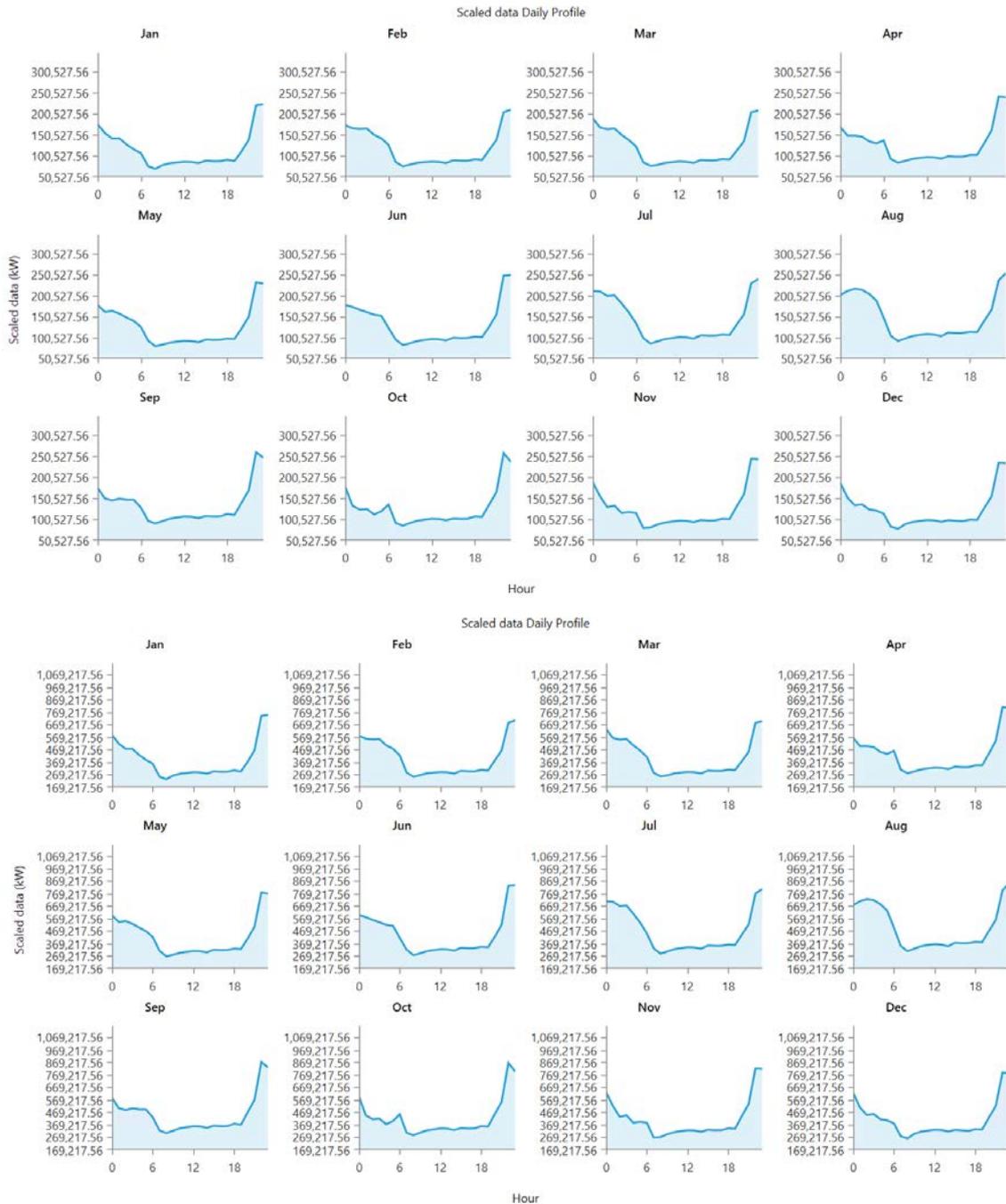


Ilustración 73 Perfiles horarios por meses de la demanda VE gestionada para 2030 (superior) y 2040 (inferior)

Es importante tener en cuenta que estas curvas se refieren explícitamente a la demanda del vehículo eléctrico y no incluye la demanda del resto del sector eléctrico. La suma de ambas curvas sí que tiende a generar un consumo continuo como se demuestra en la siguiente gráfica.

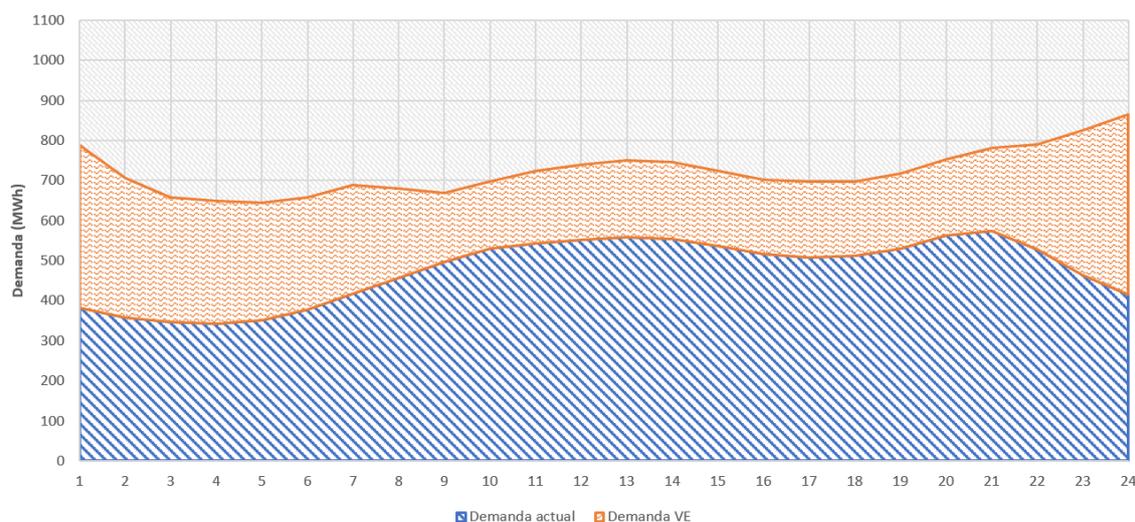


Ilustración 74 Perfiles horarios de gestión de demanda VE + actual

5.5.4. Perfiles de demanda asociados a gestión de demanda en la producción de combustibles renovables

El consumo de energía eléctrica asociado a la producción de combustibles verdes siempre debe estar asociado con la producción de energía eléctrica dado que en caso contrario no tendría sentido proponer el uso de combustibles tales como el hidrógeno, el amoníaco o el queroseno de síntesis para sustituir los actuales.

De acuerdo con lo anterior, la curva de consumo eléctrico debe estar totalmente acompasada con la producción eólica y fotovoltaica, teniendo una forma idéntica a la ya descrita en el apartado 5.5.2 de este documento.

Los aspectos relativos a la producción de combustibles renovables se tratan de manera específica en la Estrategia canaria del hidrógeno verde, no entrándose a valorar en este punto cómo sería el perfil tipo de este nuevo consumo energético para la situación particular de las Islas Canarias.

5.6. Desagregación de la demanda gestionable en el ámbito geográfico

Continuando con la línea establecida, tras definir la propuesta de modelo de gestión de demanda que podría ser implantada en Canarias, analizar todas las posibilidades de gestión reconocidas en la situación particular del archipiélago, cuantificar el consumo máximo no crítico o gestionable por sectores y caracterizar los perfiles de demanda, **se desciende hasta el último nivel que supondría desagregar la demanda gestionable en el ámbito geográfico.**

Hasta el momento el estudio se ha centrado en el análisis de la situación a nivel macro para toda Canarias reconociéndose la factibilidad técnica y la mejora que supondría este eslabón en el archipiélago. No obstante, otra de las ventajas de esta estrategia de integración de energías renovables es su capacidad para ser desarrollada a diferentes escalas y, especialmente, en cualquier punto de la red eléctrica de los sistemas insulares.

En el ámbito de la estrategia del autoconsumo fotovoltaico de Canarias se realizó un análisis pormenorizado de la demanda eléctrica de la edificación usando como referencia los datos catastrales y un Sistema de Información Geográfica. Es por ello que en este trabajo se ha propuesto que la demanda de la edificación cuantificada en aquel estudio pueda ser a su vez desagregada a efectos de reconocer el potencial de gestión de cada edificio. En este análisis se usa como referencia los resultados expuestos en el apartado 5.5.1 en cuanto a la fracción de la demanda que tendría la consideración de gestionable frente a la demanda crítica.

A partir de este punto, se agrega las capacidades de gestión por regiones usando la arquitectura definida en el apartado 5.1.

Así pues, este estudio propone un innovador enfoque donde no únicamente se determina las capacidades de gestión sino que adicionalmente reconoce el potencial existente por regiones. Esto supone una valiosa fuente de información ya que a efectos de planificación se conocería en qué zonas sería más sensato comenzar a implementar esta clase de mecanismos. Naturalmente, deberían ser priorizadas aquellas áreas en las cuales actualmente existen más desequilibrios en la gestión normal del sistema o incluso donde mayor capacidad de generación renovable no gestionable hay instalada.

5.6.1. Redes HAN. Gestión de demanda vinculada a edificios

Como referencia para determinar la capacidad y el alcance de las redes HAM en el archipiélago, se considera que la mejor fuente de datos disponible a nivel geográfico son los datos catastrales. Es por ello que para este análisis particular se usa la información pública proporcionada por la Dirección General de Catastro del Ministerio de Hacienda. Tanto a través de su web como mediante una API desarrollada por dicha institución, el usuario puede acceder a toda la información catastral disponible de Canarias. Las consultas se realizan por términos municipales, accediéndose a distintos datos de interés para el desarrollo del estudio.

En general, se ha accedido a datos de edificaciones (BU). Según las especificaciones INSPIRE (conjunto de datos catastrales), se considera edificio a toda construcción, superficial o subterránea, con el propósito de alojar personas, animales y cosas, o la producción y distribución de bienes o servicios y que sean estructuras permanentes en el terreno. Además, se matiza que la representación de edificios en España es compleja, razón por la que los

elementos de construcción se trazan según los volúmenes construidos, señalándose con números romanos si dichas edificaciones son superficiales o subterráneas. Por todo ello, a modo de ejemplo, un recinto etiquetado como –I+II define que dicha construcción tiene una planta bajo rasante y dos sobre rasante.

Los datos de construcciones fueron generados usando el modelo INSPIRE 2D extended BU, el cual desagrega las construcciones en tres conjuntos de objeto:

- **Building:** Se refiere al objeto principal que define el edificio y representa la geometría de la huella de los edificios en una serie de atributos definidos en un esquema 2D extendido.
- **BuildingPart:** Lo definen como cada una de las construcciones de una parcela que tiene un volumen homogéneo y que pueden ser sobre o bajo rasante. Estos contienen los atributos de altura.
- **OtherConstructions:** Se refieren al conjunto de datos catastrales que marca la ubicación de piscinas.

De los conjuntos de datos mencionados, se descargan capas en formato shape en las que se puede acceder a una tabla de atributos donde, por cada referencia catastral se presentan los siguientes datos característicos:

- **INSPIRED:** Se refiere al identificador único de cada obstáculo u objeto de la capa shape.
- **Referencia catastral:** Referencia catastral de cada edificio contenido en la capa.
- **Fecha de inscripción:** Fecha en la que se ha dado de alta en la base de datos el objeto mencionado.
- **Condición:** Se refiere al estado de conservación del edificio. Existen tres categorías: ruinoso, deficiente y funcional.
- **Fecha de construcción:** Fecha en la que se construye el inmueble. Este parámetro puede tener dos atributos, beginning y end. Si sólo hay una construcción la fecha se presenta en el primer atributo. En el caso de que en el edificio exista más de una construcción se presenta en beginning la fecha de construcción de la primera vivienda y en end la fecha de construcción de la última vivienda.
- **Fecha de baja:** También se presenta la fecha de baja de una construcción determinada.
- **Geometría:** Muestra las coordenadas de los vértices en un anillo exterior el cual se presenta en el sentido de las agujas del reloj.
- **Tipo de uso:** Se define el uso dominante del edificio. En general se estima calculando los metros cuadrados del inmueble que están siendo usados para una actividad concreta. Se distinguen entre **Residencial, Agricultura, Industrial, Oficinas, Comercios y Servicios públicos.**
- **Número de edificios:** Número de inmuebles de la parcela catastral que contiene el edificio.
- **Wellings:** Número de inmuebles de la parcela catastral que contiene el edificio, destinados a vivienda.

- **Área oficial:** Presenta la superficie del edificio en metros cuadrados y el tipo de superficie medida.
- **Condición del edificio:** Indica con números romanos si el edificio se encuentra sobre o bajo rasante y cuántas plantas cumplen esa condición según el ejemplo descrito con anterioridad en este apartado.

El conjunto de datos de edificios es también ofrecido por la sede de catastro mediante servicios WMS y WFS. La aplicación que permite el acceso directamente desde el sistema SIG se produce mediante ficheros ATOM los cuales se actualizan cada 6 meses (según las bases establecidas en el manual “Cartografía Catastral INSPIRE”). Por tanto, en algunos casos la información no estaba actualizada y hubo que acceder a este a través de la sede oficial de Catastro (web).

Los datos catastrales son usados en este caso particular para repartir la demanda en el ámbito geográfico. Tal como se relataba en la Estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias, la demanda era en aquel caso repartida usando como referencia el último dato disponible de demanda eléctrica por isla y la superficie total edificada. Se estimaba con ello un ratio de demanda por metro cuadrado que, a partir del tamaño del edificio, hacía posible calcular el consumo en cada construcción.

El procedimiento que ha sido aplicado en este caso es semejante. Sin embargo, en este caso interesa disponer de la demanda para los años de referencia (2030 y 2040), por lo cual la referencia no puede ser la demanda actual. Por tanto, se usa la superficie total ocupada por edificio, isla y sector para este cálculo.

Superficie total ocupada por sector (Lanzarote)			
Lanzarote	Área media edificio (m ²)	Número de edificios	Total ocupado (m ²)
Residencial	289	78.975	22.848.389
Comercial	2.294	1.231	2.824.337
AAPP	6.715	405	2.719.642
Oficinas	1.310	129	168.988
Agricultura	290	1.980	573.334
Industrial	752	1.021	767.442
Sin clasificar	105	501	52.740

Tabla 36 Superficie total ocupada por sector (Lanzarote)

Superficie total ocupada por sector (Fuerteventura)			
Fuerteventura	Área media edificio (m ²)	Número de edificios	Total ocupado (m ²)
Comercial	3.364	831	2.795.369
Residencial	344	50.255	17.308.865
Oficinas	931	34	31.650
AAPP	4.694	252	1.182.842
Agricultura	251	630	158.362
Industrial	434	1.401	608.392
Sin clasificar	129	237	30.518

Tabla 37 Superficie total ocupada por sector (Fuerteventura)

Superficie total ocupada por sector (Gran Canaria)			
Gran Canaria	Área media edificio (m ²)	Número de edificios	Total ocupado (m ²)
Comercial	1.734	2.745	4.760.067
Residencial	281	265.815	74.750.478
Oficinas	2.224	722	1.605.881
AAPP	2.769	2.033	5.628.458
Agricultura	337	4.705	1.584.413
Industrial	749	7.024	5.259.934
Sin clasificar	201	3.364	677.797

Tabla 38 Superficie total ocupada por sector (Gran Canaria)

Superficie total ocupada por sector (Tenerife)			
Tenerife	Área media edificio (m ²)	Número de edificios	Total ocupado (m ²)
Comercial	2.509	2.480	6.222.262
Residencial	227	327.550	74.435.511
Oficinas	1.781	309	550.328
AAPP	2.429	1.502	3.647.986
Agricultura	259	9.454	2.447.504
Industrial	447	6.936	3.097.545
Sin clasificar	76	2.994	228.637

Tabla 39 Superficie total ocupada por sector (Tenerife)

Superficie total ocupada por sector (La Gomera)			
La Gomera	Área media edificio (m ²)	Número de edificios	Total ocupado (m ²)
Residencial	184	8.745	1.611.152
Comercial	885	175	154.918
AAPP	4.610	163	751.430
Oficinas	322	24	7.733
Agricultura	184	1.394	256.283
Industrial	138	474	65.427
Sin clasificar	57	391	22.114

Tabla 40 Superficie total ocupada por sector (La Gomera)

Superficie total ocupada por sector (La Palma)			
La Palma	Área media edificio (m ²)	Número de edificios	Total ocupado (m ²)
Comercial	1.114	384	427.768
Residencial	246	26.323	6.470.760
AAPP	1.933	491	949.329
Oficinas	820	117	95.940
Agricultura	184	6.337	1.168.388
Industrial	301	1.689	508.651
Sin clasificar	514	339	174.410

Tabla 41 Superficie total ocupada por sector (La Palma)

Superficie total ocupada por sector (El Hierro)			
El Hierro	Área media edificio (m ²)	Número de edificios	Total ocupado (m ²)
Comercial	425	85	36.160
Residencial	173	5.235	905.165
AAPP	928	108	100.265
Oficinas	384	24	9.215
Agricultura	186	189	35.207
Industrial	107	1.107	117.980
Sin clasificar	18	254	4.626

Tabla 42 Superficie total ocupada por sector (El Hierro)

Superficie total ocupada en metros cuadrados por sector (Canarias)							
Sectores	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	74.750.478	74.435.511	22.848.389	17.308.865	6.470.760	1.611.152	905.165
Comercios	4.760.067	6.222.262	2.824.337	2.795.369	427.768	154.918	36.160
Oficinas	1.605.881	550.328	168.988	31.650	95.940	7.733	9.215
Agricultura	1.584.413	2.447.504	573.334	158.362	1.168.388	256.283	35.207
Industrial	5.259.934	3.097.545	767.442	608.392	508.651	65.427	117.980
Administración pública	5.628.458	3.647.986	2.719.642	1.182.842	949.329	751.430	100.265

Tabla 43 Superficie total ocupada en metros cuadrados por sector (Canarias)

Por otra parte, en línea con el estudio realizado en el apartado 5.4 de este documento, se obtienen las siguientes demandas distribuidas por sectores para 2030 y 2040. Es importante comentar que en esta demanda distribuida se tiene en consideración no sólo la demanda eléctrica tendencial sino que incluso se añade la derivada del vehículo eléctrico dado que tendría una distribución equivalente.

Distribución de consumo por tipos de uso 2030 (GWh/año)							
Tipo de uso	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	993,66	1.360,24	307,83	197,78	118,69	32,81	17,18
Comercios	530,36	589,94	112,38	89,03	27,91	3,57	3,30
Agricultura	46,56	67,62	2,33	2,85	24,08	2,12	3,08
Industrial	325,33	325,28	51,92	38,34	13,90	3,02	2,47
A	725,00	500,35	60,33	79,48	39,01	15,00	10,03
Hostelería	362,96	624,31	241,45	183,74	19,87	6,38	0,55
Otros usos	63,13	127,26	15,75	47,78	17,54	6,10	9,39
Total	3.047,00	3.595,00	792,00	639,00	261,00	69,00	46,00

Tabla 44 Distribución de consumo por tipos de uso 2030 (GWh/año)

Distribución de consumo por tipos de uso 2040 (GWh/año)							
Tipo de uso	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	1.392,49	1.984,17	416,65	271,14	178,26	46,12	23,53
Comercios	743,24	860,54	152,12	122,05	41,92	5,02	4,52
Agricultura	65,25	98,64	3,15	3,91	36,16	2,98	4,22
Industrial	455,91	474,48	70,28	52,56	20,87	4,25	3,38
A	1.016,00	729,86	81,66	108,96	58,59	21,08	13,74
Hostelería	508,64	910,67	26,81	251,89	29,84	8,97	0,75
Otros usos	88,47	185,64	21,32	65,50	26,34	8,57	12,86
Total	4.270,00	5.244,00	1.072,00	876,00	392,00	97,00	63,00

Tabla 45 Distribución de consumo por tipos de uso 2040 (GWh/año)

A partir de estos datos se generan unos nuevos ratios de demanda por metro cuadrado de edificación.

Ratio de consumo por unidad de superficie para 2030 (kWh/m ² año)							
Tipo de uso	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	13,29	15,74	16,33	12,92	18,34	20,36	18,98
Comercios	111,42	94,81	39,79	31,85	65,25	23,06	91,17
Agricultura	29,39	27,63	4,06	18,00	20,61	8,28	87,62
Industrial	61,85	105,01	67,66	63,02	27,32	46,16	20,90
Administraciones públicas	128,81	137,16	22,18	67,19	41,09	19,96	100,05

Tabla 46 Ratio de consumo por unidad de superficie para 2030 (kWh/m² año)

Ratio de consumo por unidad de superficie para 2040 (kWh/m ² año)							
Tipo de uso	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	18,63	22,96	22,11	17,71	27,55	28,63	25,99
Comercios	156,14	138,30	53,86	43,66	98,01	32,42	124,87
Agricultura	41,18	40,30	5,50	24,67	30,95	11,65	120,00
Industrial	86,68	153,18	91,58	86,39	41,04	64,89	28,62
Administraciones públicas	180,51	200,07	30,03	92,11	61,72	28,06	137,03

Tabla 47 Ratio de consumo por unidad de superficie para 2040 (kWh/m² año)

Usando como referencia la superficie construida de cada edificio y los ratios anteriormente estimados, se consigue redistribuir la demanda eléctrica para los años 2030 y 2040. Es importante hacer constar que, naturalmente, la superficie construida de Canarias continuará variando durante estos veinte años y, a pesar de que este efecto se esté representando a nivel GIS con un aumento del ratio del consumo, lo que realmente sucedería es que el ratio permanecería constante (con ligeras variaciones) y lo que aumentaría sería la superficie construida. Como es imposible determinar la ubicación de estos edificios futuros, la única posibilidad de simulación es la realizada con este procedimiento. No obstante, a nivel de distribución de la capacidad de gestión no es nada que no se equilibrara con la realidad ya que lo natural es que esas nuevas edificaciones se sitúen en zonas más densamente pobladas.

Sobre las demandas cuantificadas se realiza posteriormente un reparto de la demanda eléctrica por subsectores usando los siguientes ratios por sectores.

Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía		
Sector	Uso final	Gestionabilidad
Residencial	Termos eléctricos	25%
	Aires acondicionados	5%
	Electrodomésticos con función diferida	15%
	Electrodomésticos con función continua	13%
	Total general	58%
	Total realista	30%
Comercial y turístico	Climatización	6%
	Agua Caliente Sanitaria	2%
	Alumbrado	0%
	Total general	8%
	Total realista	6%
Tratamiento del agua	Desalación	15%
	Sistemas de bombeo de agua	10%
	Tratamiento de aguas residenciales	15%

	Total general	40%
	Total realista	15%
Vehículo eléctrico	Vehículo eléctrico	20%
	Total general	20%
	Total realista	20%
Industria química	Generación de combustibles sintéticos	40%
	Total general	40%
	Total realista	40%

Tabla 48 Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía

Como resultado de este análisis se genera una capa GIS que determina la demanda total por edificio y la demanda que podría tener la consideración de gestionable para toda la geografía de Canarias como se representa en la siguiente ilustración.

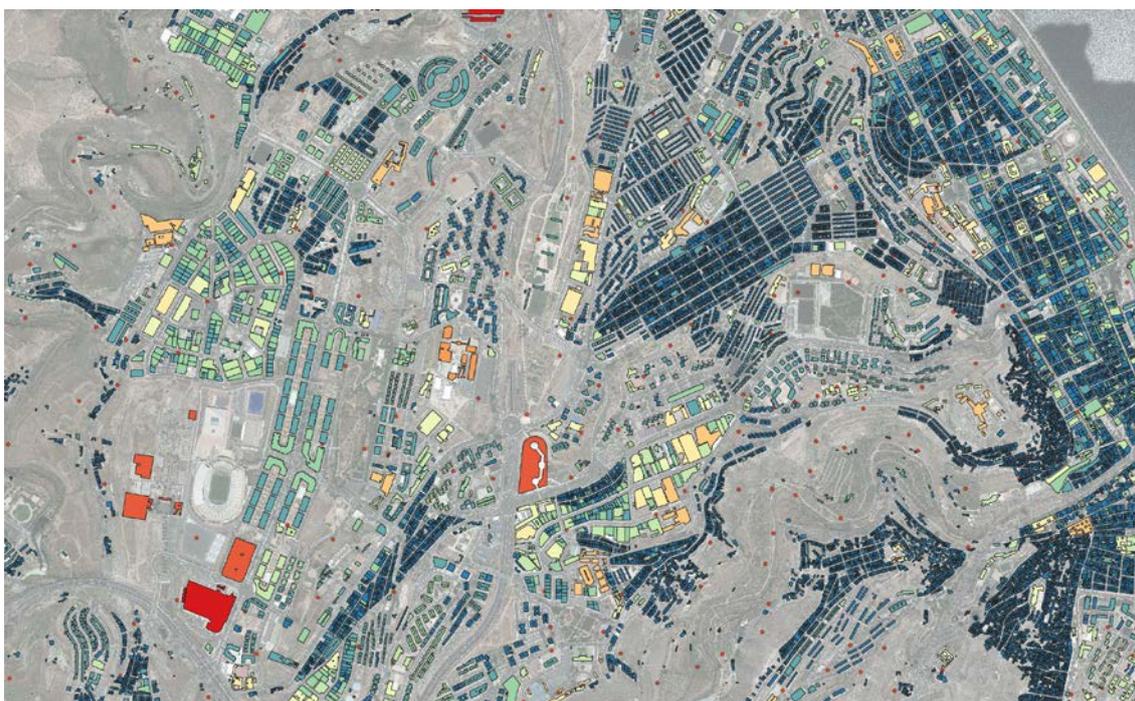


Ilustración 75 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en Gran Canaria

Al disponerse de los datos distribuidos por edificios se puede estimar la capacidad de gestión de demanda tanto a nivel de comarcas como por municipios. Este análisis además cuantifica la inversión derivada de este eslabón, asumiéndose que para el sector residencial el coste rondaría los 500 € (análisis realizado en el apartado 5.3.1), para el sector comercial y hotelero los 1.500 € (apartado 5.3.2) y para el vehículo eléctrico los 400 € (sólo cuantifica lo referente a la gestión de demanda y no el punto de recarga en su totalidad).

5.6.2. Redes NAN. Gestión de demanda vinculada a centros de transformación

Las redes NAN proponen la agregación de los datos por regiones o comarcas. En línea con el procedimiento que ha sido puesto en marcha con la instalación de los contadores inteligentes, en cada centro de transformación se instalan concentradores que recaban los datos vía PLC de los distintos contadores instalados en su ámbito. Con independencia de que las redes NAN sean generadas mediante comunicación PLC u otras alternativas como NarrowBand, lo más adecuado se considera que estas redes se establezcan también a nivel de centro de transformación.

Los datos de la ubicación exacta de los centros de transformación de Canarias no se encuentran disponibles. No obstante, tomando como referencia las capas publicadas en el Anuario Energético de Canarias 2019 de la red de distribución de energía eléctrica (imágenes por islas), se ha realizado un análisis de las localizaciones en las cuales se deberían encontrar esos centros de transformación por cambios de sección y fines de línea en todo su trazado. Se demuestra a continuación el reparto realizado para el caso singular de la isla de Tenerife.

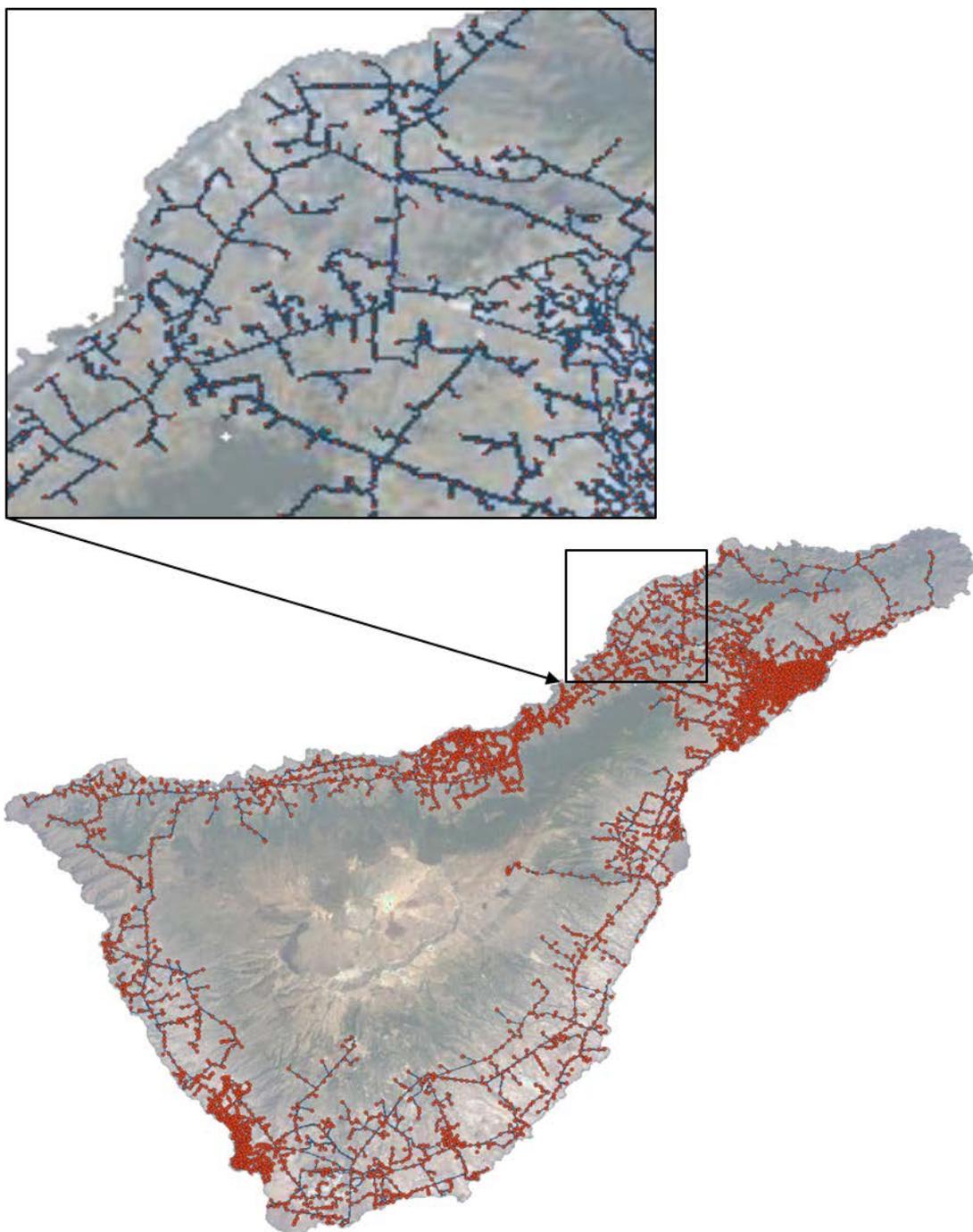


Ilustración 76 Proyección del mapa general de la situación de redes NAN en Tenerife

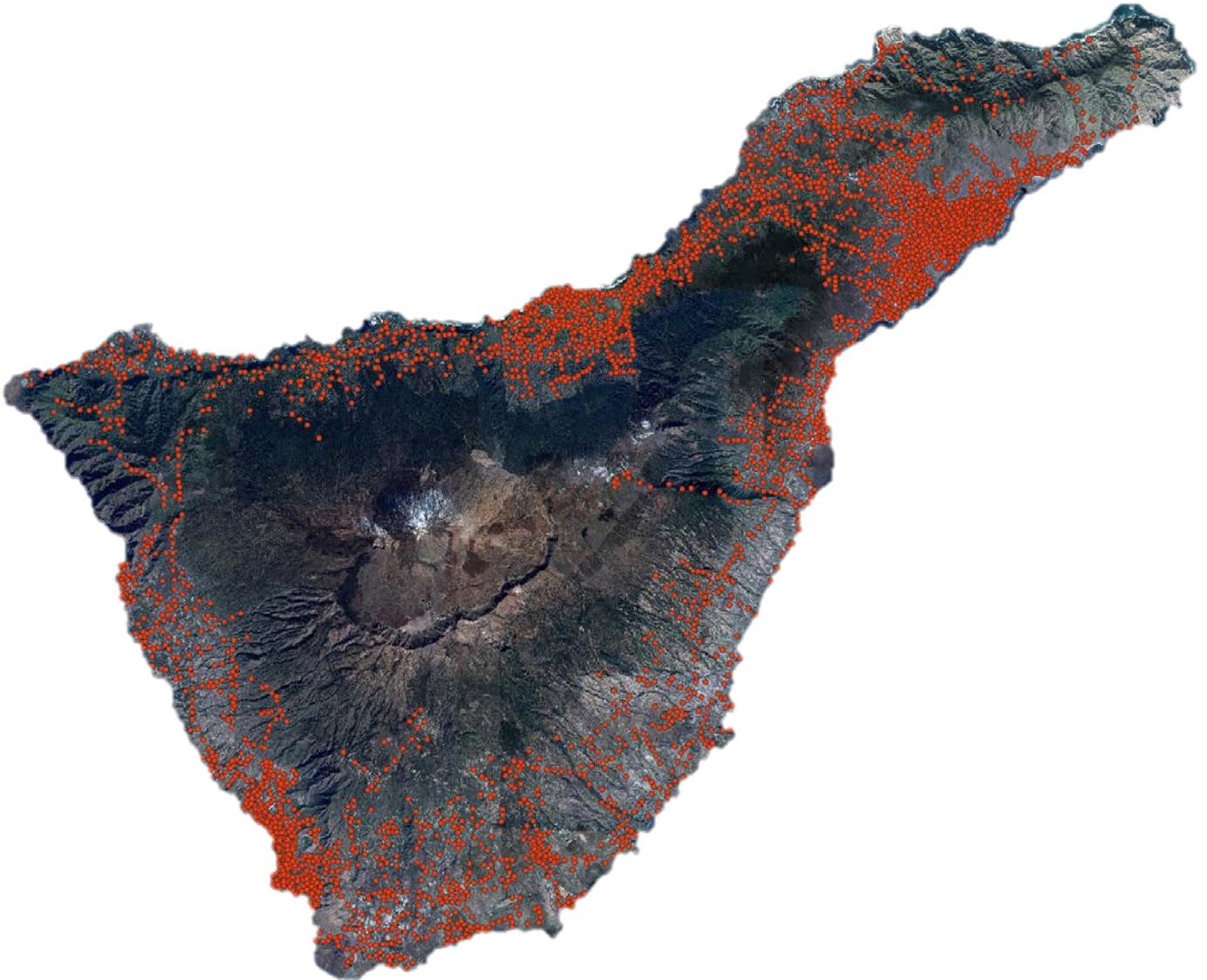


Ilustración 77 Resultado del mapa general de la situación de redes NAN en Tenerife

El anuario energético también presenta la cifra total de centros de transformación existentes en cada isla. Esta información también es usada para confirmar que existen tanto puntos reconocidos como centros de transformación en cada isla, asegurando con ello que el análisis refleja la situación real de las islas.

Es posible que no todos los centros de transformación se ubiquen realmente en los puntos descritos, pero es la mejor aproximación que ha sido pensada para resolver esta carencia de datos geográficos y siempre puede ser mejorado con el aporte de datos de la red de distribución (ajuste del modelo).

Una vez reconocida la ubicación de los centros de transformación y la demanda por edificación, es posible realizar un reparto de la demanda eléctrica por centro de transformación y, en el ámbito de este estudio, por red NAN. Además, fruto del estudio realizado en el apartado 5.6.1, se conoce la capacidad de gestión en cada zona. Por tanto, se estimaría la capacidad de gestión por red NAN.

La metodología aplicada a partir de este punto es semejante a aquella que fue implementada en el ámbito de la Estrategia canaria de almacenamiento energético para la estimación del almacenamiento distribuido (“Utility-Scale Energy Storage”). Para distribuir la demanda eléctrica por centros de transformación, inicialmente, se calcula la distancia de cada inmueble respecto a todos los centros de transformación de la isla usando el método expuesto a continuación.

$$D = \sqrt{(0.9996d)^2 + (e_B - e_A)^2} \cdot \left(\frac{\frac{e_B + e_A}{2} + R_0}{R_0} \right) \quad (16)$$

Donde d es la distancia planar entre los puntos A y B asumiendo que ambos se encuentran a nivel del mar, e_B es la elevación del punto B , e_A es la elevación del punto A y R_0 es el radio de la Tierra (valor constante).

Posteriormente, se selecciona aquel centro de transformación que presenta menor distancia medida en metros respecto a cada inmueble, creándose una nueva columna en el archivo vectorial de origen en la que se introduce esa información. A partir de este archivo modificado se puede determinar la suma de la demanda de todas las filas que se haya considerado conectadas a un mismo centro de transformación.

Con la aplicación del procedimiento mencionado, se dispondría de un nuevo archivo vectorial que marcaría la posición de todos los centros de transformación de Canarias, la demanda eléctrica asociada a ellos y su capacidad de gestión de redes NAN. En este archivo no hay riesgos de que la demanda de un determinado inmueble esté asociada a más de un centro de transformación.

El citado procedimiento permite definir el número de redes NAN que existirían por comarcas y municipios, la capacidad de gestión asociada a cada una de ellas y, como consecuencia, su potencialidad para gestionar desvíos de producción.

5.6.3. Redes WAN. Gestión de demanda vinculada a sistemas eléctricos

En el último eslabón se evalúa la red WAN. A efectos de este estudio se considera que habría una red WAN por isla. Esta red WAN agregaría la capacidad de gestión conferida por las distintas redes NAN detectadas con el procedimiento descrito en el apartado 5.6.2. La red WAN se situaría en el despacho de control como ya se realiza en la actualidad para la gestión de los sistemas eléctricos canarios.

A efectos de cálculo, se considera que no se requieren desarrollos de planificación diferentes a los ya mencionados para las redes NAN. Todos los puntos existentes por islas definen la red WAN y la agregación es la suma de la capacidad de gestión de toda la isla en su conjunto sin necesidad de que haya que hacer ningún tipo de cálculo para estimar su valor.

5.7. Análisis de la demanda gestionable por islas

Para finalizar el diagnóstico se procede a exponer en este apartado los resultados obtenidos sobre la capacidad de gestión de demanda por islas, así como su desagregación geoespacial mediante el procedimiento definido en el apartado 5.6 de este documento. En los siguientes apartados se analiza la situación de cada una de las islas del archipiélago.

5.7.1. Lanzarote

A pesar de que la capacidad de gestión se ha evaluado por edificio, a efectos de síntesis de los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla por municipios para la situación particular de la isla de Lanzarote.

Esta capacidad de gestión de demanda depende directamente del tipo de edificación existente en cada término municipal y la demanda estimada según los ratios de consumo calculados por área de edificación según el procedimiento explicado en el apartado 5.6. Por consiguiente, no todos los municipios tendrían una misma aptitud para proveer servicios de gestión de demanda.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Lanzarote								
Municipio	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
San Bartolomé	150.367,8	203.528,1	9.064,1	12.268,6	15.182	7,6	226,9	307,2
Haría	45.603,5	61.725,9	5.956,7	8.062,6	3.355	2,4	149,1	201,9
Arrecife	200.102,7	270.846,1	22.284,7	30.163,2	10.204	7,0	557,9	755,2
Tías	120.933,0	163.687,1	14.251,4	19.289,8	4.970	2,7	356,8	482,9
Yaiza	114.327,7	154.746,6	11.859,5	16.052,3	2.779	1,9	296,9	401,9
Teguise	131.159,0	177.528,4	16.338,9	22.115,3	6.955	3,8	409,1	553,7
Tinajo	30.539,3	41.336,0	4.590,3	6.213,2	2.470	1,3	114,9	155,6
Total	793.032,9	1.073.398,1	84.345,8	114.165,0	45.915	27	2.112	2.858

Tabla 49 Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Lanzarote

La cifra total de la demanda eléctrica distribuida por municipios hace referencia al total obtenido como la suma de la demanda tendencial (consumos ya existentes en la actualidad) y la derivada del vehículo eléctrico. Los resultados se presentan tanto para 2030 como para 2040 en términos de MWh. En las dos siguientes columnas se resume la capacidad total de gestión de demanda para los mismos años asumiendo que se implementa las medidas que se detallan en este diagnóstico y más concretamente en el apartado 5.6.1.

Seguidamente se expone el total de redes HAN que existirían en cada municipio, así como la inversión total y el ahorro obtenido en la factura eléctrica de los usuarios si éstos implementaran estas medidas de gestión energética en sus consumos.

Además se expone a continuación algunas imágenes de cómo quedaría distribuida la gestión de demanda por emplazamientos, marcándose en colores cálidos aquellas localizaciones en las cuales existe mayor potencialidad para la gestión conforme a su actividad y consumo.

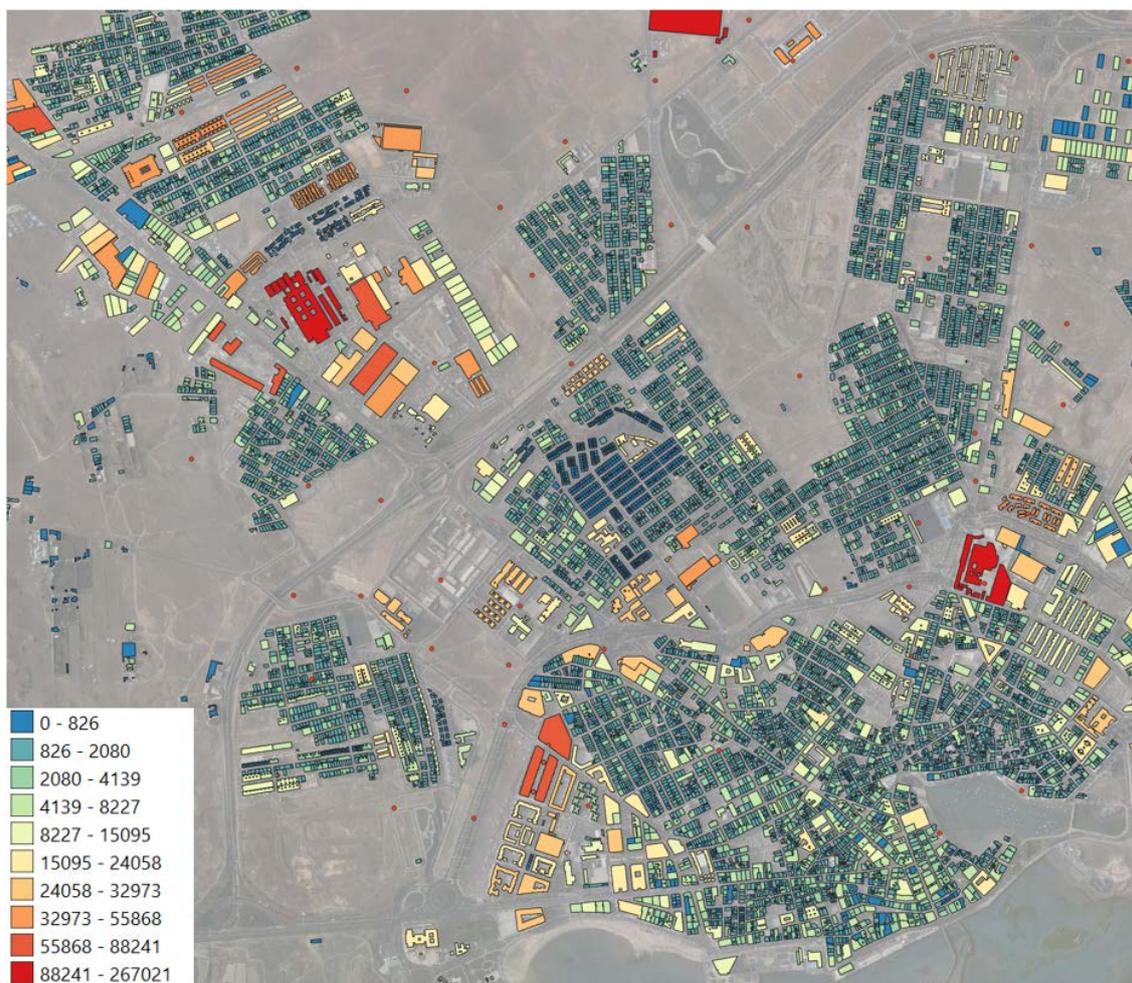


Ilustración 78 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en Lanzarote - kWh

La inversión conjunta para alcanzar este objetivo de capacidad de gestión sería de 27 M€. La capacidad de gestión total de la isla permitiría bajo esta situación que para el 2030 el 10,5% de la demanda fuera gestionable mientras que la fracción restante se consideraría de carácter no gestionable. Para el año 2040 la capacidad de gestión de demanda prácticamente se mantendría en el mismo porcentaje. No obstante, en valores absolutos, la capacidad de gestión en el año 2040 sería 30.000 MWh/año superior. Existiría aproximadamente 45.000 redes HAN en la isla de Lanzarote y el ahorro en la factura eléctrica de todos los usuarios se aproximaría a los 2,8 M€/año, lo cual confirma el gran interés económico de este tipo de sistemas.

Las siguientes ilustraciones muestran los mapas de calor antes y después de la aplicación de los mecanismos de gestión de demanda en la isla de Lanzarote para el año 2030. Estos mapas de calor resumen en una única imagen las potencias horarias para un año tipo. Nuevamente es importante aclarar que no se está buscando un aplanamiento de la curva de demanda sino más bien localizar en la medida de lo posible la demanda en aquellas horas en las cuales existe máxima producción renovable. Esto es contrario con el procedimiento de gestión que se realiza en la actual el cual está más orientado a garantizar que los grupos de generación térmica operen el máximo tiempo posible en condiciones nominales.

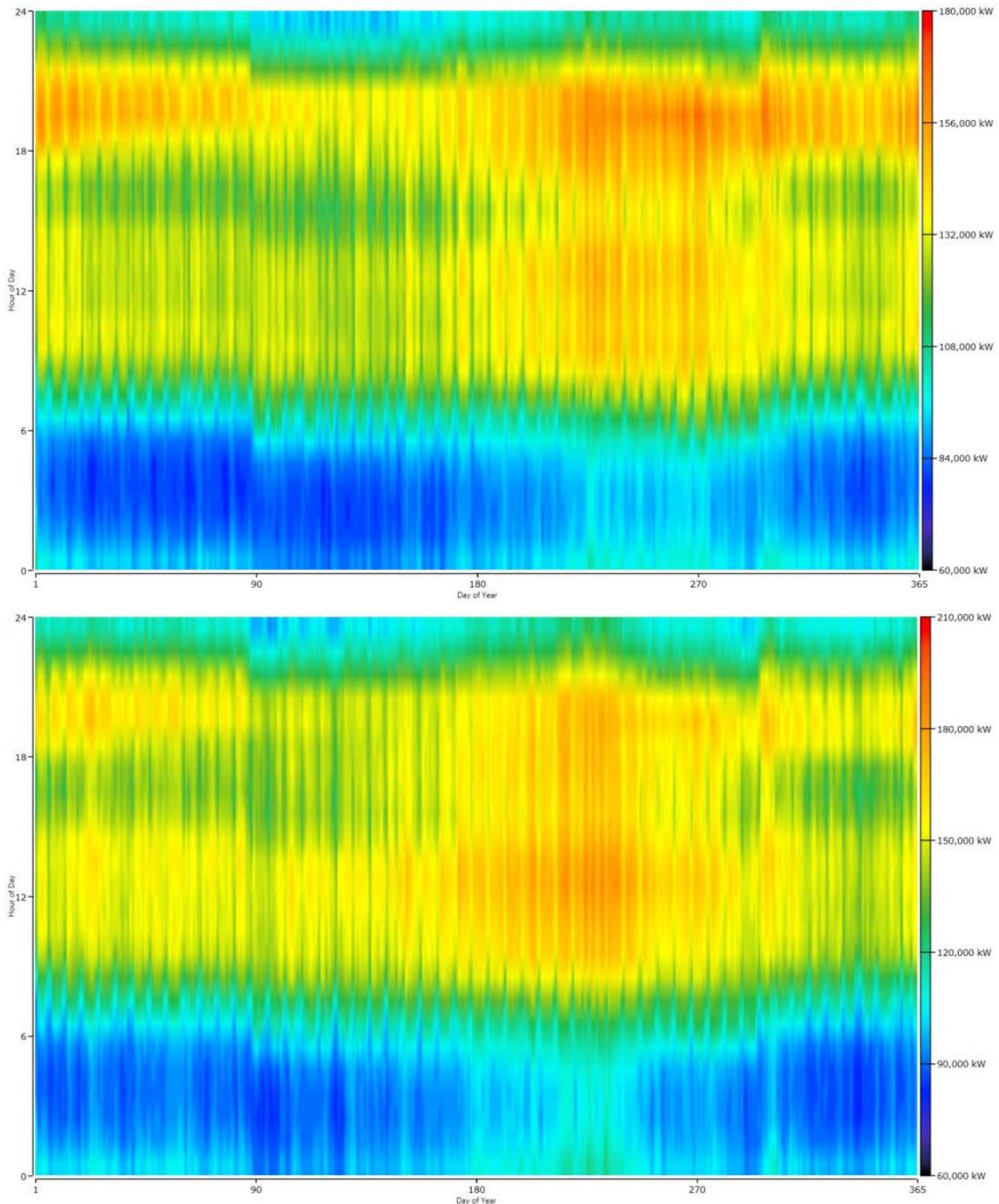


Ilustración 79 Mapa de calor de demanda eléctrica tendencial antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en Lanzarote

Adicionalmente, se expone a continuación las curvas de demanda típicas horarias de tres meses concretos (Enero, Julio y Septiembre), las cuales sintetizan los perfiles que existirían en la isla antes y después los mecanismos de gestión mencionados. Se presenta en color azul la demanda eléctrica tendencial y en naranja la demanda eléctrica debida al vehículo eléctrico. Ambos casos se refieren a la situación proyectada para el año 2030 a modo de ejemplo aunque el mismo ejercicio podría ser realizado con los perfiles producto generados para el año 2040.

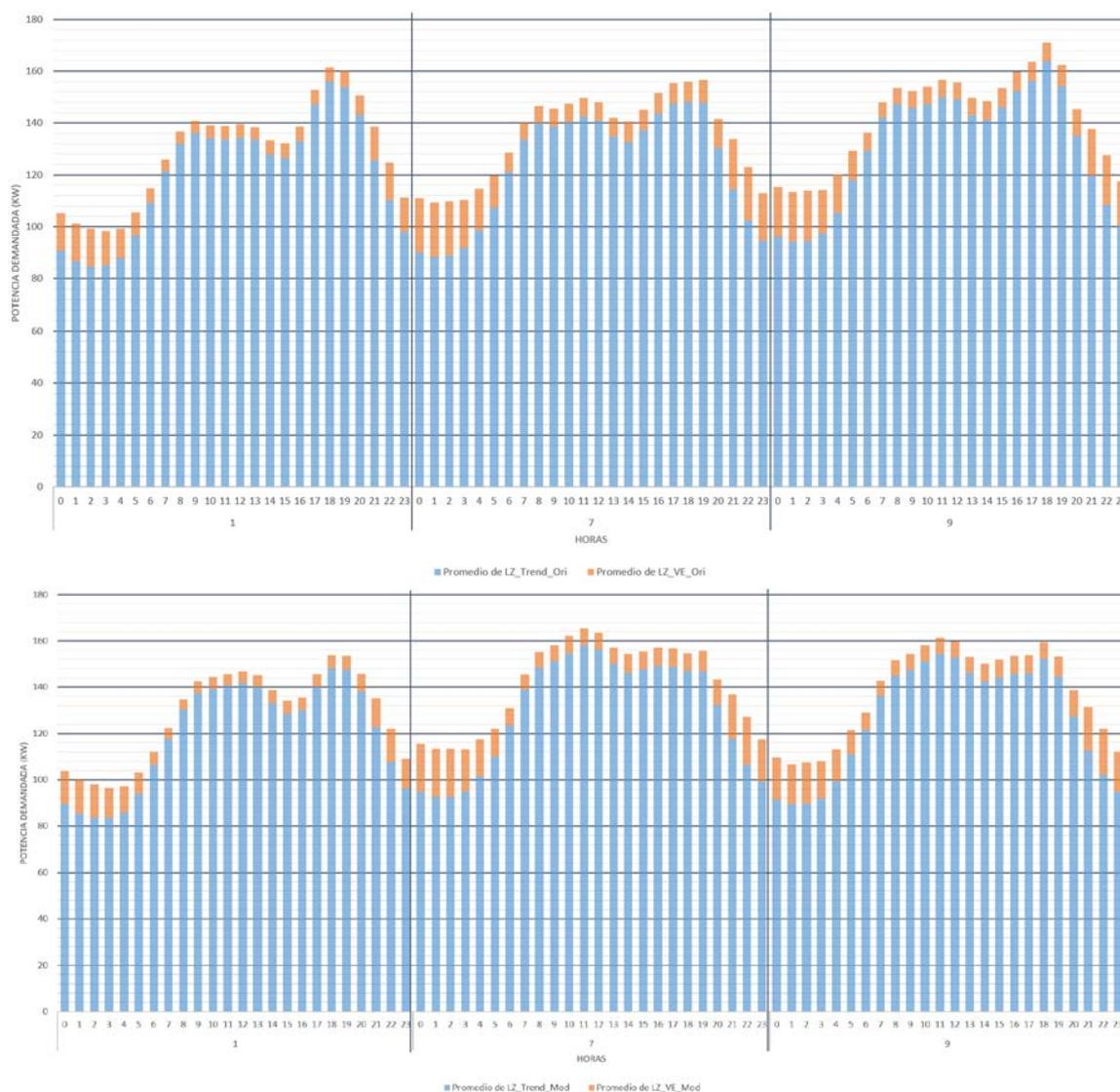


Ilustración 80 Perfiles de demanda eléctrica horaria antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en Lanzarote en los meses de Enero, Julio y Septiembre

En cierto sentido parece que se tiende a un aplanamiento de la curva de demanda. No obstante, interesaría que la punta de demanda se ubicara en horas comprendidas entre las 10:00 – 14:00 dado que son en esas horas en las cuales la producción fotovoltaica se suma a la eólica y previsiblemente sería en ese tramo horario donde mayor probabilidad de vertidos se produciría. Tanto antes como después, las puntas de demanda parecen estar situadas en los 160 kW.

Seguidamente, se realiza la distribución en redes NAN. En el caso singular de la isla de Lanzarote habría un total de 688 redes NAN distribuidas conforme a como se muestra en la siguiente figura. Se aprecia claramente que las redes se distribuyen principalmente en las regiones en las cuales hay más densidad de población y, por tanto, donde se registra un mayor número de consumidores.

Del total de redes NAN disponibles, tendrían capacidades de gestión inferiores a los 200 MWh/año un total de 469 posiciones. A medida que se exige una mayor capacidad de gestión,

el número de redes disponibles sería inferior. Esta información también se sintetiza en la siguiente tabla.

Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. Lanzarote					
Rangos de redes NAN	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
0 - 200 MWh	469	402	66,97	66,48	1.005.000 €
200 - 400 MWh	154	165	285,26	295,84	412.500 €
400 - 600 MWh	47	72	483,95	493,81	180.000 €
800 - 1000 MWh	17	42	847,75	875,22	105.000 €
1000 - 1200 MWh	1	6	1116,64	1054,63	15.000 €
1200 - 1400 MWh	0	0	-	-	- €
1400 - 1600 MWh	0	1	-	1511,41	2.500 €
Total redes NAN	688	688	161,32	218,35	1.720.000 €

Tabla 50 Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. Lanzarote



Ilustración 81 Mapa general de la situación de redes NAN en Lanzarote

Se representa en la siguiente ilustración cada posición de red NAN marcando en color azul las que tienen baja capacidad de gestión y en rojo las que tendría alta o muy alta capacidad de gestión conforme con su proximidad a consumidores (consumo total aguas debajo de los transformadores de potencia para distribución).

- 6 - 4191
- 4191 - 19760
- 19760 - 50676
- 50676 - 87828
- 87828 - 154544
- 154544 - 210422
- 210422 - 288830
- 288830 - 375121
- 375121 - 514698
- 514698 - 1511413

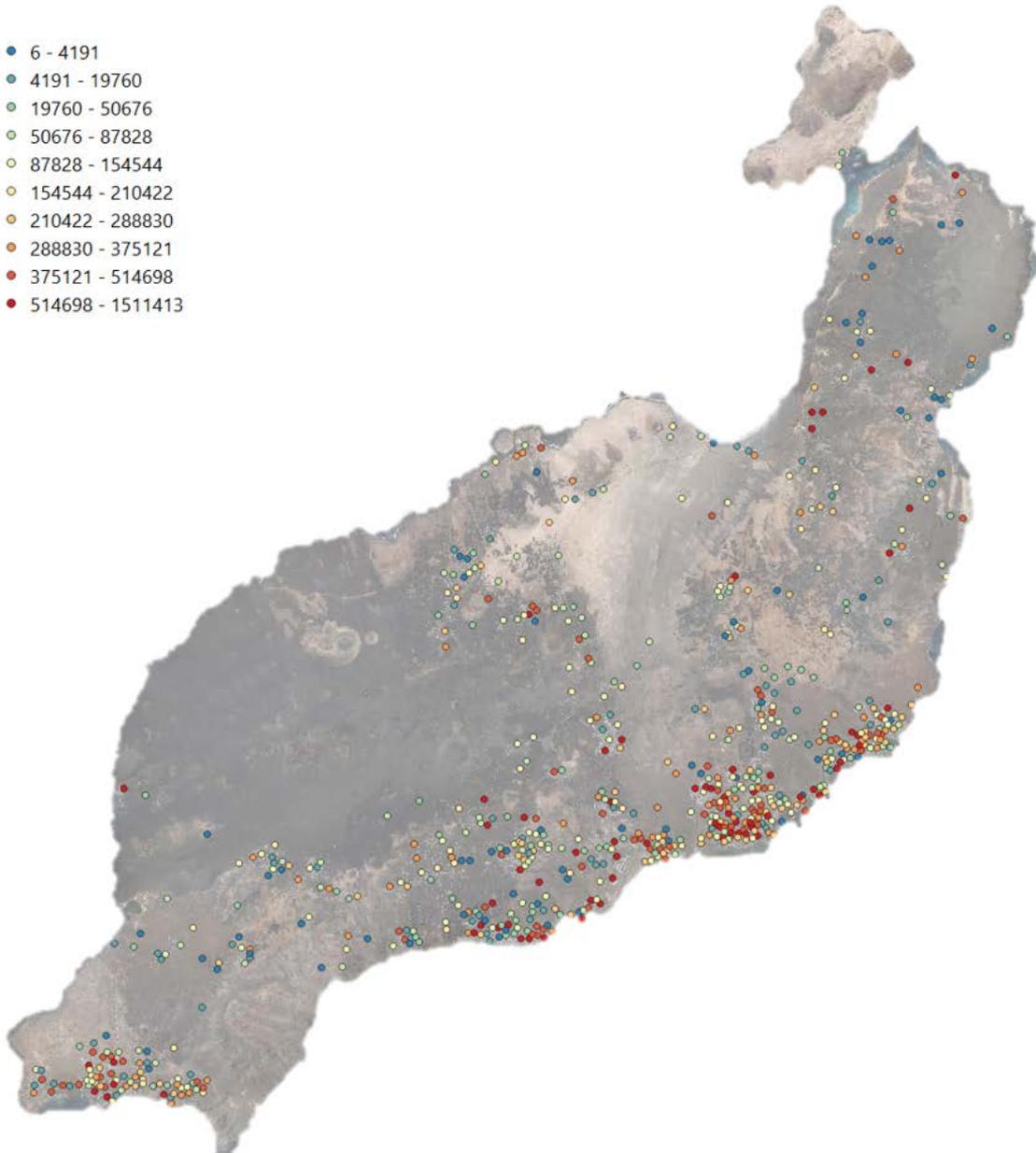


Ilustración 82 Distribución de redes NAN y capacidad de gestión en kWh (mapa de color). Lanzarote

5.7.2. Fuerteventura

Siguiendo un mismo esquema al ya proyectado para la isla de Lanzarote, se analiza a continuación la situación para Fuerteventura.

En la isla de Fuerteventura se ha estimado que para el año 2030 sería factible que 55.469 MWh pudieran ser gestionados frente a una demanda total de 638.393 MWh. Por ello, la demanda gestionable supondría el 8,7% de la demanda total. Las cifras serían parecidas para el año 2040 ya que aunque aumenta la capacidad de gestión hasta los 76.042 MWh/año, representaría aproximadamente un 9% de la demanda total.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Fuerteventura								
Municipio	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
Puerto del Rosario	251.015,2	344.114,7	15.060,9	20.646,9	32.149	22,6	377,1	516,9
Betancuria	5.354,4	7.340,2	634,3	869,6	489	0,4	15,9	21,8
Tuineje	78.212,5	107.220,9	8.272,4	11.340,5	4.742	2,6	207,1	283,9
La Oliva	102.433,7	140.425,6	13.241,4	18.152,6	4.444	3,3	331,5	454,5
Pájara	112.596,0	154.356,9	9.320,2	12.777,0	2.539	1,5	233,3	319,9
Antigua	88.781,3	121.709,5	8.939,3	12.254,8	3.185	2,4	223,8	306,8
Fuerteventura. Total	638.393,0	875.167,9	55.468,6	76.041,4	47.548	33	1.389	1.904

Tabla 51 Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Fuerteventura



Ilustración 83 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en Fuerteventura - kWh (Ejemplo 1)



Ilustración 84 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en Fuerteventura - kWh (Ejemplo 2)

En esta isla existiría un total de 47.548 redes HAN de las cuales el 67,6% se situarían en Puerto del Rosario. La inversión ascendería hasta los 33 M€ y permitiría un ahorro de 1,4 M€/año en 2030 y de 1,9 M€/año en el año 2040.

Los aspectos anteriormente mencionados resumen la situación que se produciría en la isla desde el punto de vista energético. Para analizar la situación en términos de potencia nuevamente debería recurrirse a los mapas de calor.

En la situación particular de Fuerteventura se nota más si cabe la variabilidad que se produciría en la demanda eléctrica como consecuencia del recurso renovable no gestionable. Dado que aproximadamente un 10% de la demanda anual sería diferible, ese consumo energético tendería a cambiar conforme a las condiciones meteorológicas de la isla. Aun así, parece que no existe un cambio drástico en cuanto al aumento de las puntas de demanda. En general en el tramo horario comprendido entre las 18:00 – 24:00 se reduce el consumo pero aumenta en el tramo de las 10:00 – 14:00 horas.

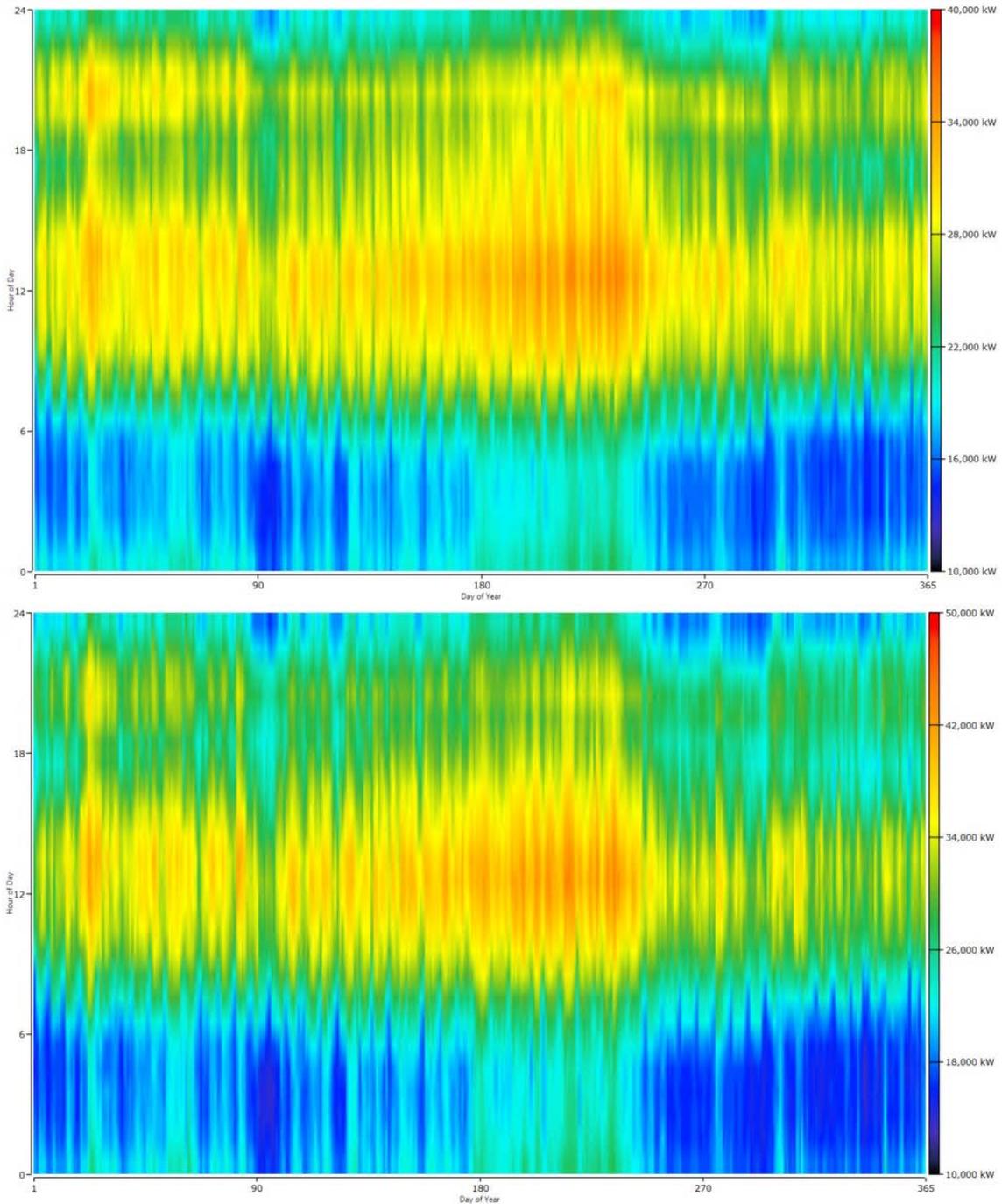


Ilustración 85 Mapa de calor de demanda eléctrica tendencial antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en Fuerteventura

Se expone a continuación las curvas de demanda típicas horarias por meses para el mismo año de referencia a modo de síntesis si bien este ejercicio también se ha realizado para el año 2040.



Ilustración 86 Perfiles de demanda eléctrica horaria antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en Fuerteventura en los meses de Enero, Julio y Septiembre

Se aprecia perfectamente en las ilustraciones anteriores la intensificación de las puntas de demanda en horas solares y, de manera más acentuada en los meses de más producción.

Continuando con el análisis en el caso de Fuerteventura habría un total de 732 redes NAN, número muy parecido al existente en Lanzarote. También existe mayor presencia de redes NAN con capacidad de gestión hasta 200 MWh/año.

Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. Fuerteventura					
Rangos de redes NAN	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
0 - 200 MWh	610	550	58,83	63,39	1.375.000 €
200 -400 MWh	97	128	270,39	286,94	320.000 €
400 - 600 MWh	15	34	463,99	482,34	85.000 €
800 - 1000 MWh	8	14	894,94	910,50	35.000 €
1000 - 1200 MWh	2	1	1060,84	1108,16	2.500 €
1200 - 1400 MWh	0	3	-	1266,44	7.500 €
1400 - 1600 MWh	0	2	-	1454,30	5.000 €
Total redes NAN	732	2850	105,79	145,02	1.830.000 €

Tabla 52 Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. Fuerteventura

Se representa en la siguiente ilustración la localización de las redes NAN proyectadas para esta isla.

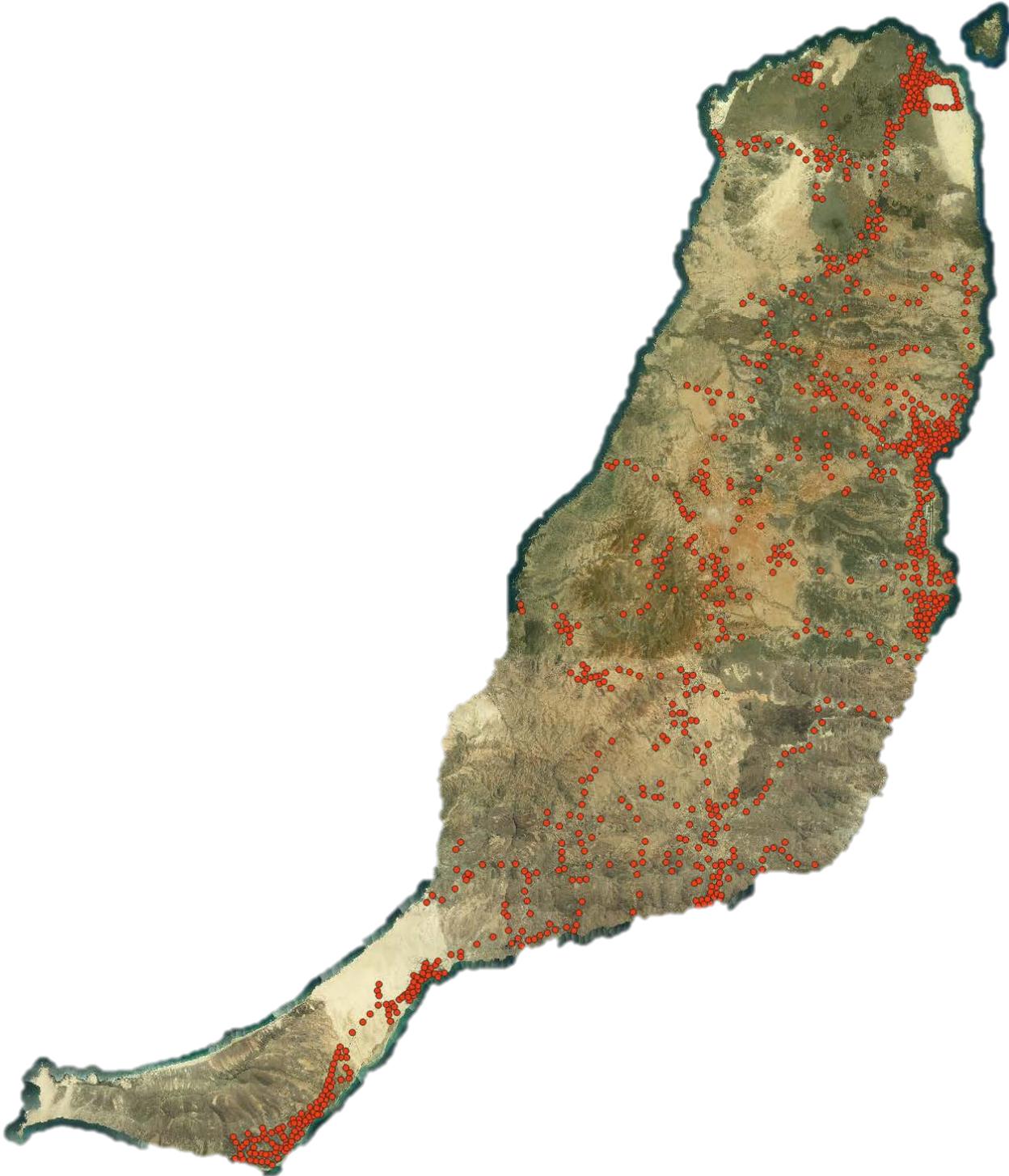


Ilustración 87 Mapa general de la situación de redes NAN en Fuerteventura

Y también se presenta en la próxima ilustración la capacidad de gestión anual por red NAN identificada, asumiéndose los mismos principios a los ya manifestados para Lanzarote en el subapartado anterior.

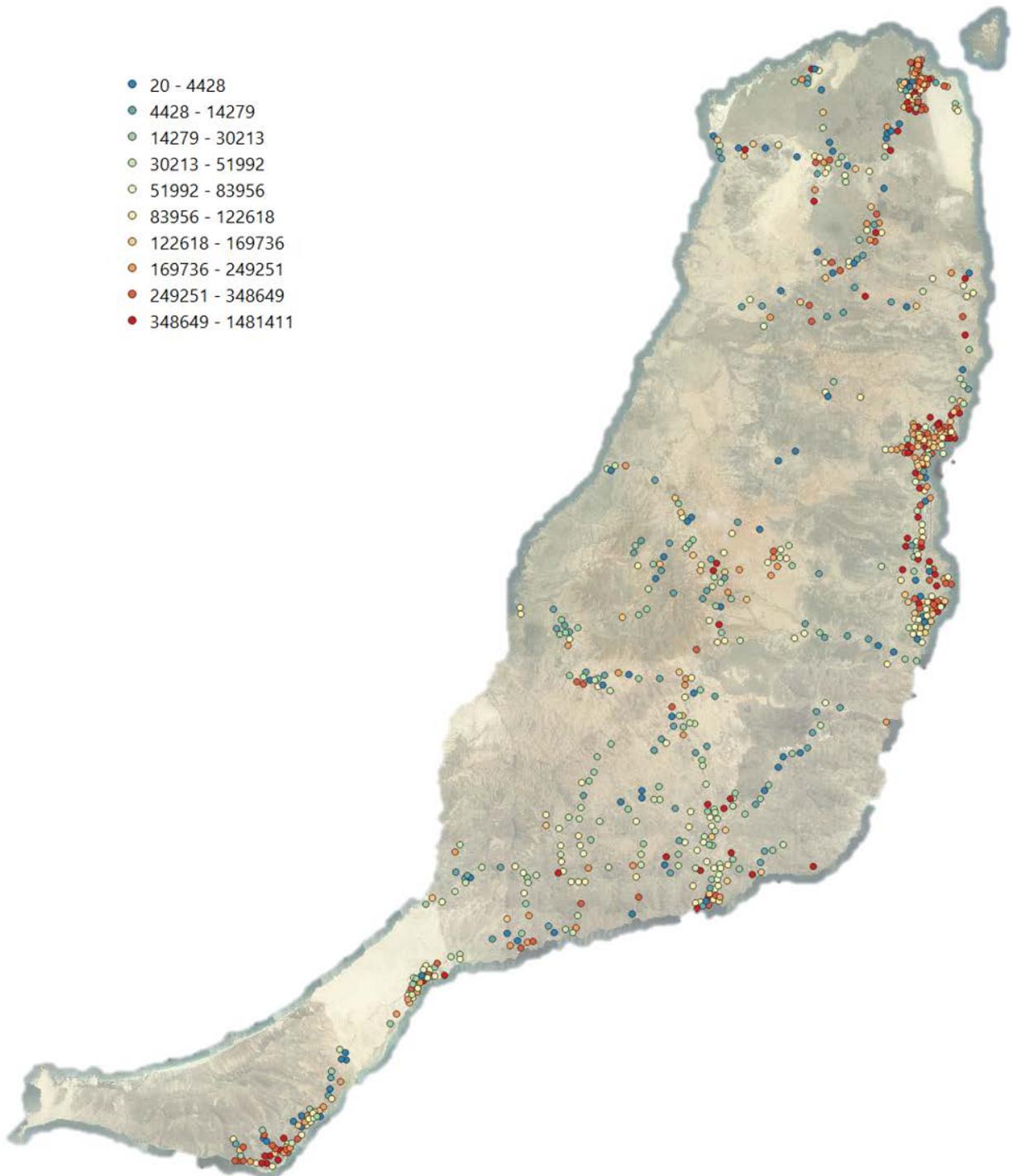


Ilustración 88 Distribución de redes NAN y capacidad de gestión en kWh (mapa de color). Fuerteventura

5.7.3. Gran Canaria

En el caso de Gran Canaria, la demanda de energía eléctrica de carácter gestionable sería del 8,7% en el año 2030 y del 12,85% en el año 2040 según la proyección realizada por sectores y municipios. Naturalmente, los municipios donde mayor capacidad existiría son Las Palmas de Gran Canaria, San Bartolomé de Tirajana y Telde dada la alta densidad de ocupación de esos territorios y, concretamente, la importancia del sector turístico y comercial.

En total existiría 283.044 redes HAN requiriéndose una inversión estimada de 184 M€ para su configuración. Con esa inversión se lograría un ahorro por parte de los usuarios de 6,6 M€/año en el año 2030 y 13,7 M€/año en el año 2040.

Se presenta en la siguiente tabla el reparto de la capacidad de gestión de demanda por municipios para Gran Canaria.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Gran Canaria								
Municipio	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
Vega de San Mateo	36.637,9	51.343,5	2.203,9	4.120,1	8.698	5,4	55,2	103,2
Tejeda	9.203,1	12.897,0	1.055,6	2.257,8	1.731	1,0	26,4	56,5
Firgas	22.482,4	31.506,3	2.717,4	5.821,7	3.227	1,8	68,0	145,8
Valleseco	14.089,4	19.744,5	1.919,2	4.040,0	2.516	1,9	48,0	101,1
Artenara	4.658,7	6.528,6	525,8	1.111,8	711	0,4	13,2	27,8
Ingenio	132.818,6	186.129,2	13.541,7	28.811,5	9.019	6,1	339,0	721,3
Mogán	197.797,3	277.188,9	14.227,7	27.864,1	3.774	2,2	356,2	697,6
Agüimes	231.410,4	324.293,5	15.600,9	33.794,2	8.415	6,3	390,6	846,1
Arucas	95.625,0	134.006,8	11.473,7	24.203,7	10.114	7,5	287,3	606,0
Santa Brígida	43.452,8	60.893,8	6.142,5	12.940,1	5.389	3,6	153,8	324,0
Teror	37.545,6	52.615,6	4.932,5	10.429,4	5.718	4,0	123,5	261,1
Agaete	16.369,7	22.940,1	2.095,9	4.382,3	1.858	1,3	52,5	109,7
Valsequillo	35.097,6	49.185,1	2.106,3	3.935,8	10.621	8,2	52,7	98,5
Telde	359.417,8	503.680,4	30.109,2	63.653,6	17.409	12,2	753,8	1.593,6
Moya	26.210,9	36.731,4	3.538,7	7.472,5	3.892	2,4	88,6	187,1
Santa María de Guía	35.587,6	49.871,8	2.136,1	3.991,7	12.595	6,8	53,5	99,9
San Bartolomé de Tirajana	601.161,8	842.455,1	36.069,7	67.396,4	113.280	75,2	903,0	1.687,3
Las Palmas de Gran Canaria	889.333,1	1.246.292,2	86.149,1	180.335,7	40.515	22,7	2.156,8	4.514,9
Gáldar	67.371,2	94.412,5	7.728,4	16.295,1	7.566	4,9	193,5	408,0
La Aldea de San Nicolás	40.071,8	56.155,7	4.290,4	9.117,8	3.758	2,0	107,4	228,3
Santa Lucía de Tirajana	149.919,8	210.094,4	17.517,3	36.668,6	12.238	7,8	438,6	918,0
Gran Canaria. Total	3.046.262,4	4.268.966,4	266.082,3	548.643,9	283.044	184	6.662	13.736

Tabla 53 Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Gran Canaria

También se muestra a continuación algunas imágenes del mapa general de gestión de demanda por edificación conforme con la metodología implementada.

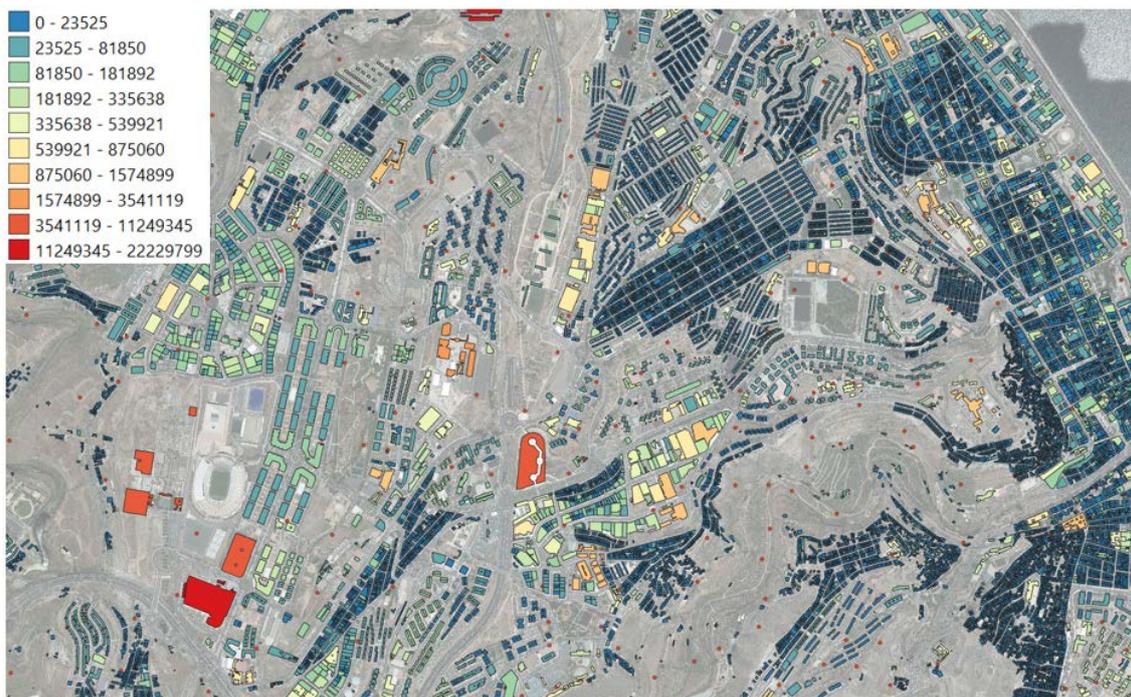


Ilustración 89 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en Gran Canaria – kWh (Ejemplo 1)

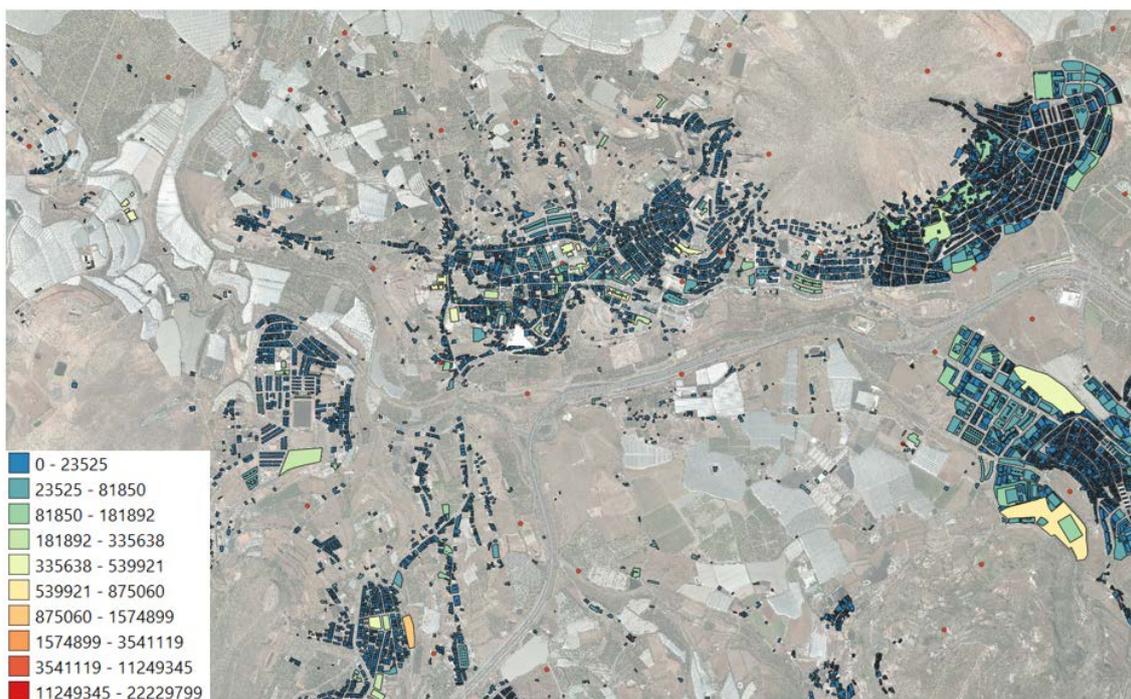


Ilustración 90 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en Gran Canaria – kWh (Ejemplo 2)

Las siguientes ilustraciones muestran los mapas de calor antes y después de la aplicación de los mecanismos de gestión de demanda en la isla de Gran Canaria para el año 2030. Las imágenes ponen de manifiesto que el aumento de la variabilidad de la demanda es quizás más notorio en el tramo comprendido entre las 0:00 – 6:00 horas, así como entre las 10:00 – 18:00 horas. La punta de demanda anual aumenta en unos 30 MW y se producen en horas diurnas según el modelo de gestión implementado.

En relación con las puntas de demanda, es importante señalar que la capacidad de gestión que aporta los mecanismos diseñados podría incluso hacer viable la limitación de valores máximos producidos durante el año aunque esto suponga una pérdida de producción renovable si las redes no estuvieran dimensionadas para aguantar el incremento de demanda mencionado.

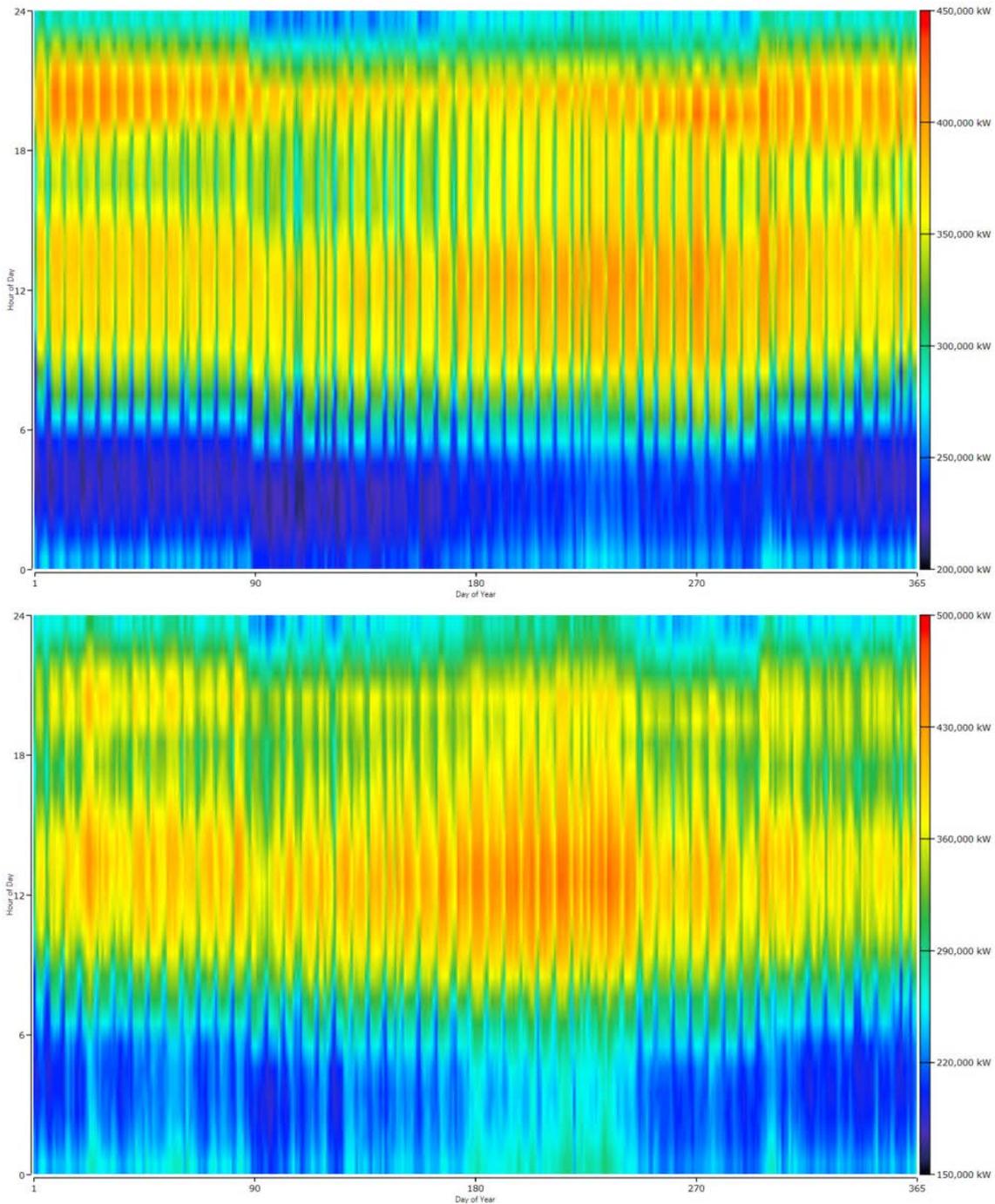


Ilustración 91 Mapa de calor de demanda eléctrica tendencial antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en Gran Canaria

Se exponen a continuación los perfiles horarios medios de demanda para los meses de Enero, Julio y Septiembre del año 2030 antes y después de la aplicación de políticas de gestión de demanda.



Ilustración 92 Perfiles de demanda eléctrica horaria antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en Gran Canaria en los meses de Enero, Julio y Septiembre

También se presenta abajo la distribución de redes NAN para la situación de Gran Canaria. En esta isla existiría un total de 2.891 redes NAN. Prácticamente el 90% de las redes mencionadas tendría una capacidad inferior a 600 MWh/año. Esa capacidad aumentaría hasta los 1.200 MWh antes del año 2040.

Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. Gran Canaria					
Rangos de redes NAN	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
0 - 300 MWh	2.465	1.901	83,42	96,18	4.752.500 €
300 - 600 MWh	317	539	415,75	426,63	1.347.500 €
600 - 900 MWh	57	230	723,19	723,18	575.000 €
900 - 1200 MWh	22	106	1079,69	1037,78	265.000 €
1200 - 1500 MWh	9	43	1353,97	1317,49	107.500 €
1500 - 1800 MWh	11	21	1612,75	1644,38	52.500 €
1800 - 2100 MWh	5	10	1926,92	1962,95	25.000 €
2100 - 3000 MWh	5	26	2417,84	2494,57	65.000 €
3000 - 4000 MWh	0	10	-	3421,80	25.000 €
4000 - 5000 MWh	0	2	-	4149,23	5.000 €
5000 - 6000 MWh	0	3	-	5444,86	7.500 €
Total redes NAN	2.891	2.891	157,00	319,42	7.227.500 €

Tabla 54 Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. Gran Canaria

Se representa la distribución de redes NAN en la siguiente ilustración para la isla de Gran Canaria.

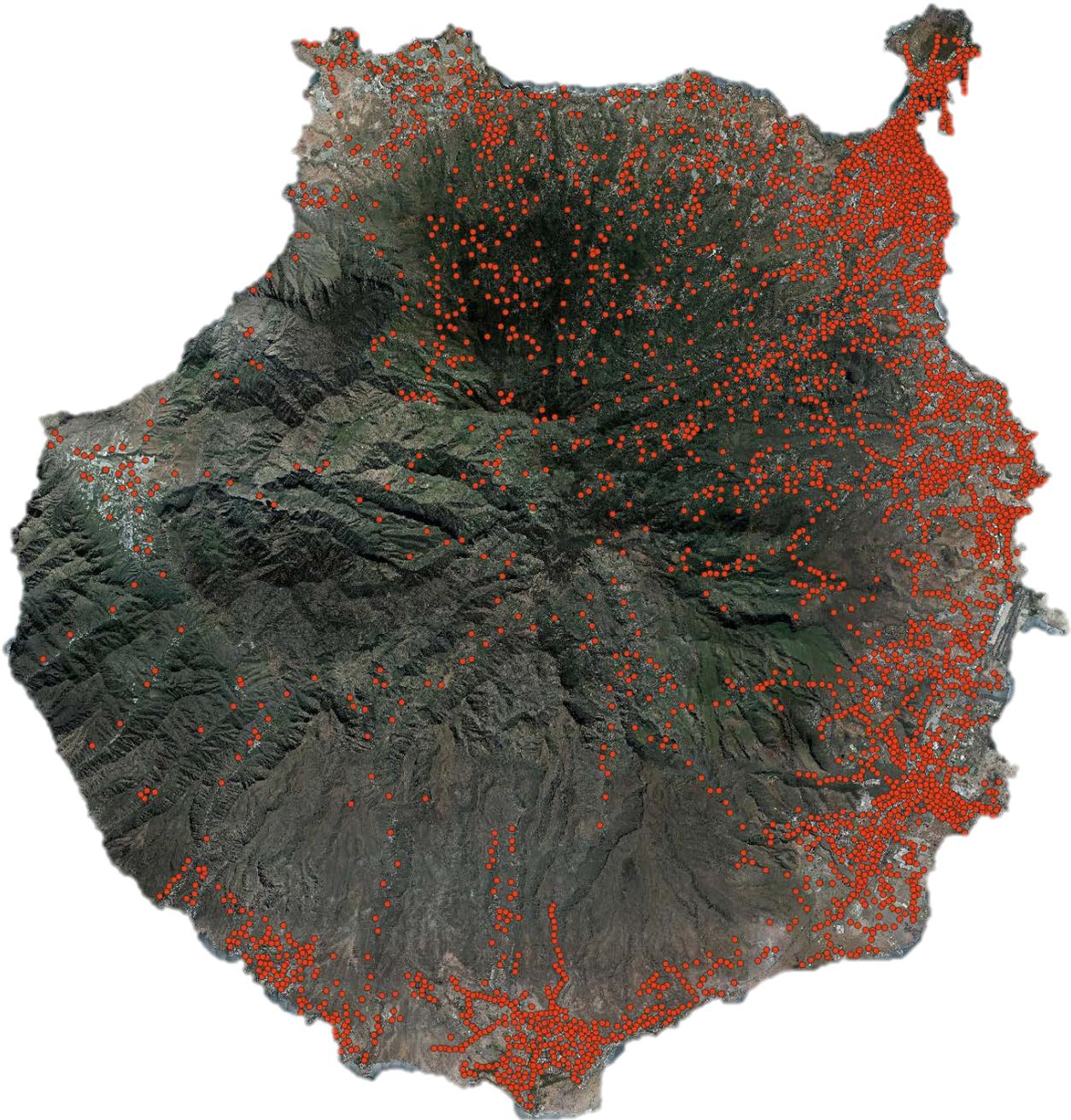


Ilustración 93 Mapa general de la situación de redes NAN en Gran Canaria

También se muestra en la siguiente ilustración la capacidad de gestión de cada una de las redes NAN proyectadas. Responden al código de color mencionado en la leyenda, estando sus valores referidos a MWh/año.

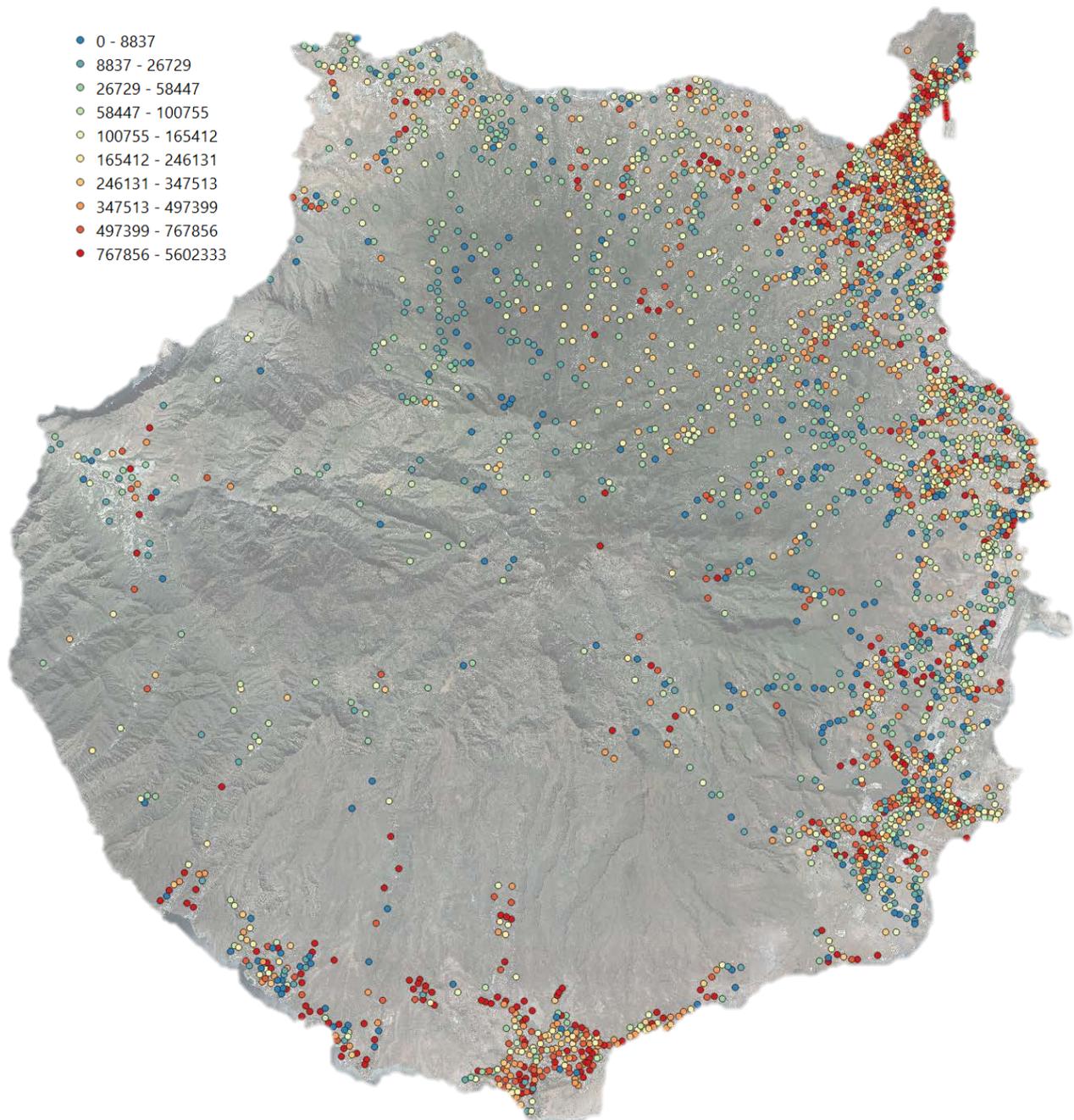


Ilustración 94 Distribución de redes NAN y capacidad de gestión en kWh (mapa de color). Gran Canaria

5.7.4. Tenerife

Las cifras en el caso particular de Tenerife son semejantes a las ya aportadas para el caso de Gran Canaria, suponiendo la demanda de carácter gestionable un 8,7% de la demanda eléctrica total en el año 2030 y del 12,6% para el año 2040. El número total de redes HAN en esta isla sería de 400.790 con una inversión total estimada de 267 M€. El ahorro conseguido en las facturas eléctricas de la población sería de 7,8 M€/año en el año 2030 y de 16,6 Me/año en el año 2040. Se presenta en la siguiente tabla el reparto de la capacidad de gestión de demanda por municipios para la situación particular de la isla de Tenerife.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Tenerife								
Municipio	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
Santa Úrsula	48.837,5	71.238,9	6.290,1	13.753,2	3.754	2,7	157,5	344,3
Tegueste	37.770,7	55.095,8	5.192,6	11.412,2	3.438	2,6	130,0	285,7
Los Silos	18.835,2	27.474,8	2.240,0	4.951,8	1.880	1,1	56,1	124,0
Granadilla de Abona	208.415,5	304.014,2	18.828,5	42.063,8	8.187	5,8	471,4	1.053,1
El Rosario	115.573,4	168.586,1	10.742,3	23.922,7	4.480	2,3	268,9	598,9
La Matanza de Acentejo	28.040,5	40.902,5	3.938,6	8.630,3	2.630	1,7	98,6	216,1
Arafo	85.443,2	124.635,3	5.003,7	11.443,6	2.863	2,1	125,3	286,5
La Laguna	569.743,8	831.081,1	34.218,7	66.565,6	117.819	87,5	856,7	1.666,5
La Guancha	23.139,2	33.753,0	2.879,3	6.364,9	2.254	1,7	72,1	159,4
La Orotava	160.577,0	234.232,4	18.152,9	39.822,9	12.425	6,8	454,5	997,0
Puerto de La Cruz	127.046,2	185.321,3	12.703,3	27.104,6	4.242	2,1	318,0	678,6
Guía de Isora	108.063,2	157.631,0	6.513,8	12.683,1	22.361	17,6	163,1	317,5
Vilaflor	22.676,9	33.078,7	1.361,3	2.648,2	3.313	2,6	34,1	66,3
Candelaria	90.408,3	131.877,9	9.549,8	21.249,5	5.228	4,1	239,1	532,0
Adeje	314.517,5	458.784,3	26.241,1	55.097,3	5.709	3,2	657,0	1.379,4
La Victoria de Acentejo	27.563,4	40.206,5	3.646,4	8.038,6	2.868	2,3	91,3	201,3
El Sauzal	32.711,3	47.715,8	4.368,4	9.609,1	3.103	1,9	109,4	240,6
Santa Cruz de Tenerife	486.237,1	709.270,4	29.174,4	56.741,9	114.475	69,8	730,4	1.420,6
San Juan de la Rambla	21.603,2	31.512,4	2.575,5	5.704,7	1.916	1,1	64,5	142,8
El Tanque	21.671,6	31.612,2	1.302,3	2.534,1	4.003	2,7	32,6	63,4
Santiago del Teide	45.113,4	65.806,7	5.410,6	11.687,0	2.044	1,3	135,5	292,6
San Miguel de Abona	136.428,8	199.007,7	8.185,7	15.920,6	16.408	10,6	204,9	398,6
Fasnia	15.020,6	21.910,4	1.517,5	3.422,6	1.986	1,2	38,0	85,7
Arico	82.110,9	119.774,5	7.021,9	15.846,5	5.483	3,5	175,8	396,7
Tacoronte	102.160,7	149.021,0	12.304,9	27.118,4	7.838	4,7	308,1	678,9
Icod de los Vinos	108.502,3	158.271,5	12.888,5	28.383,3	8.662	6,6	322,7	710,6
Guimar	130.355,5	190.148,6	11.421,9	25.579,2	7.544	4,9	286,0	640,4
Arafo	261.849,2	381.957,5	28.347,3	61.649,4	9.332	4,7	709,7	1.543,5
Buenavista del Norte	31.930,0	46.576,1	3.193,6	7.102,7	2.689	1,7	80,0	177,8
Garachico	27.594,3	40.251,6	3.303,2	7.272,1	2.175	1,3	82,7	182,1
Los Realejos	105.931,0	154.520,8	13.146,9	28.950,7	9.681	4,9	329,1	724,8
Tenerife. Total	3.595.871,2	5.245.270,9	311.665,2	663.274,8	400.790	267	7.803	16.606

Tabla 55 Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Tenerife

Se muestra a continuación algunas imágenes del mapa general de gestión de demanda por edificación conforme con la metodología implementada en el caso de Tenerife.

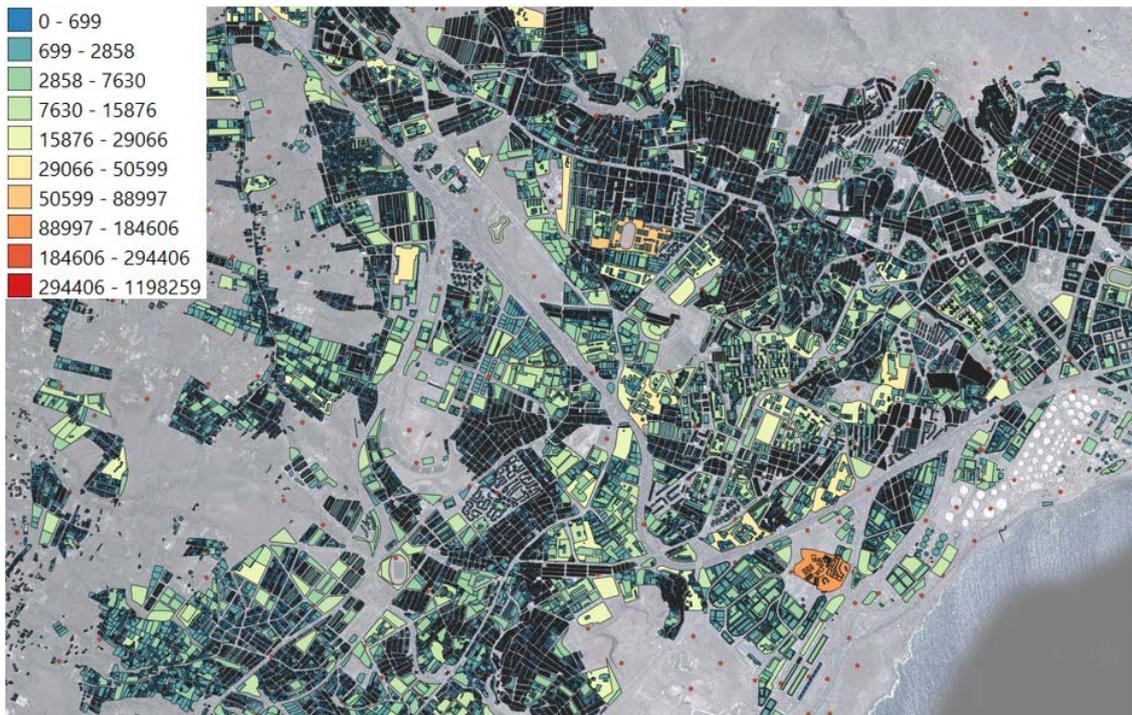


Ilustración 95 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en Tenerife – kWh (Ejemplo 1)

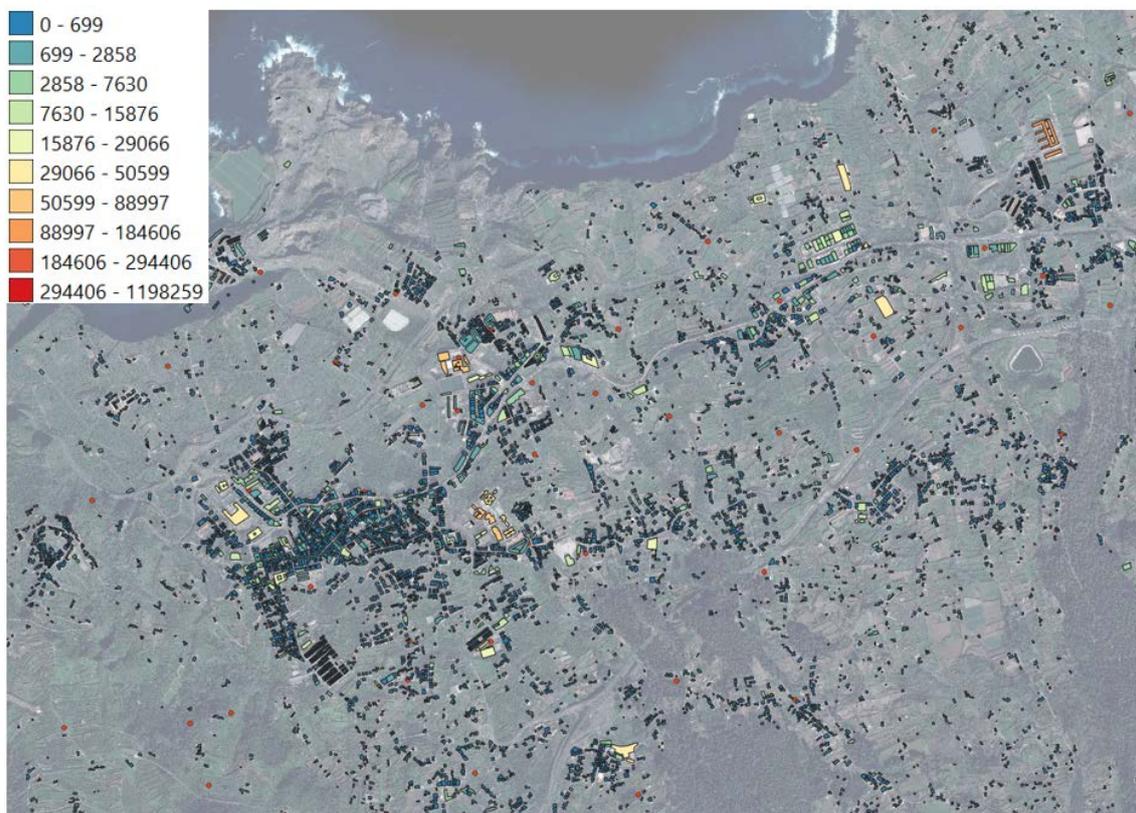


Ilustración 96 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en Tenerife – kWh (Ejemplo 2)

Las siguientes ilustraciones muestran los mapas de calor antes y después de la aplicación de los mecanismos de gestión de demanda en la isla de Tenerife.

En términos de potencia también se puede apreciar de la existencia de una mayor variabilidad de la demanda eléctrica tras aplicar los mecanismos de gestión de demanda por las mismas razones a las ya apuntadas para Gran Canaria. En el caso de Tenerife, el aumento de la punta de la demanda sería algo superior, estableciéndose en un incremento de 55 MW respecto a la situación de referencia en 2030.

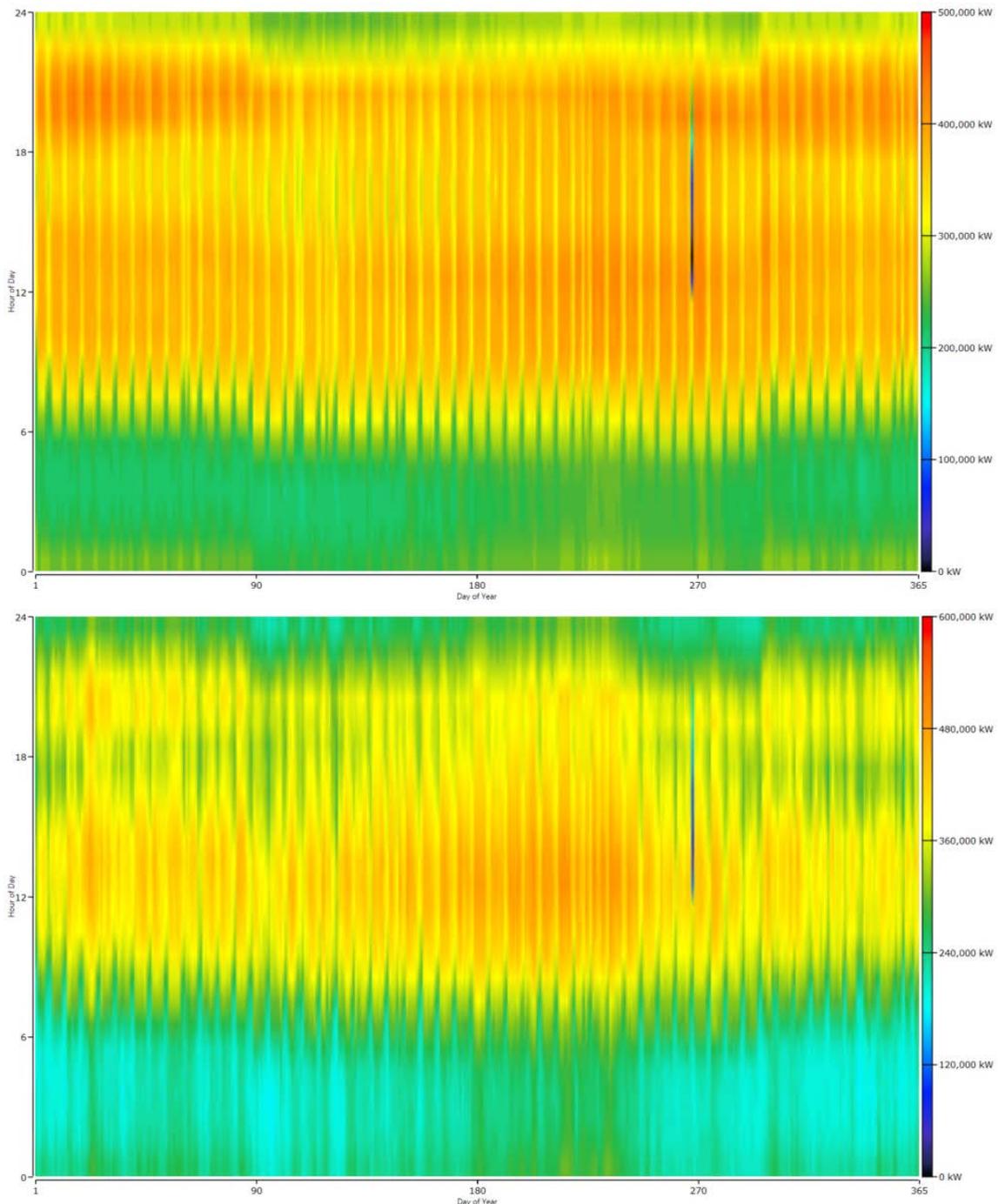


Ilustración 97 Mapa de calor de demanda eléctrica tendencial antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en Tenerife

Se exponen a continuación los perfiles horarios medios de demanda para los meses de Enero, Julio y Septiembre del año 2030 antes y después de la aplicación de la gestión de demanda.

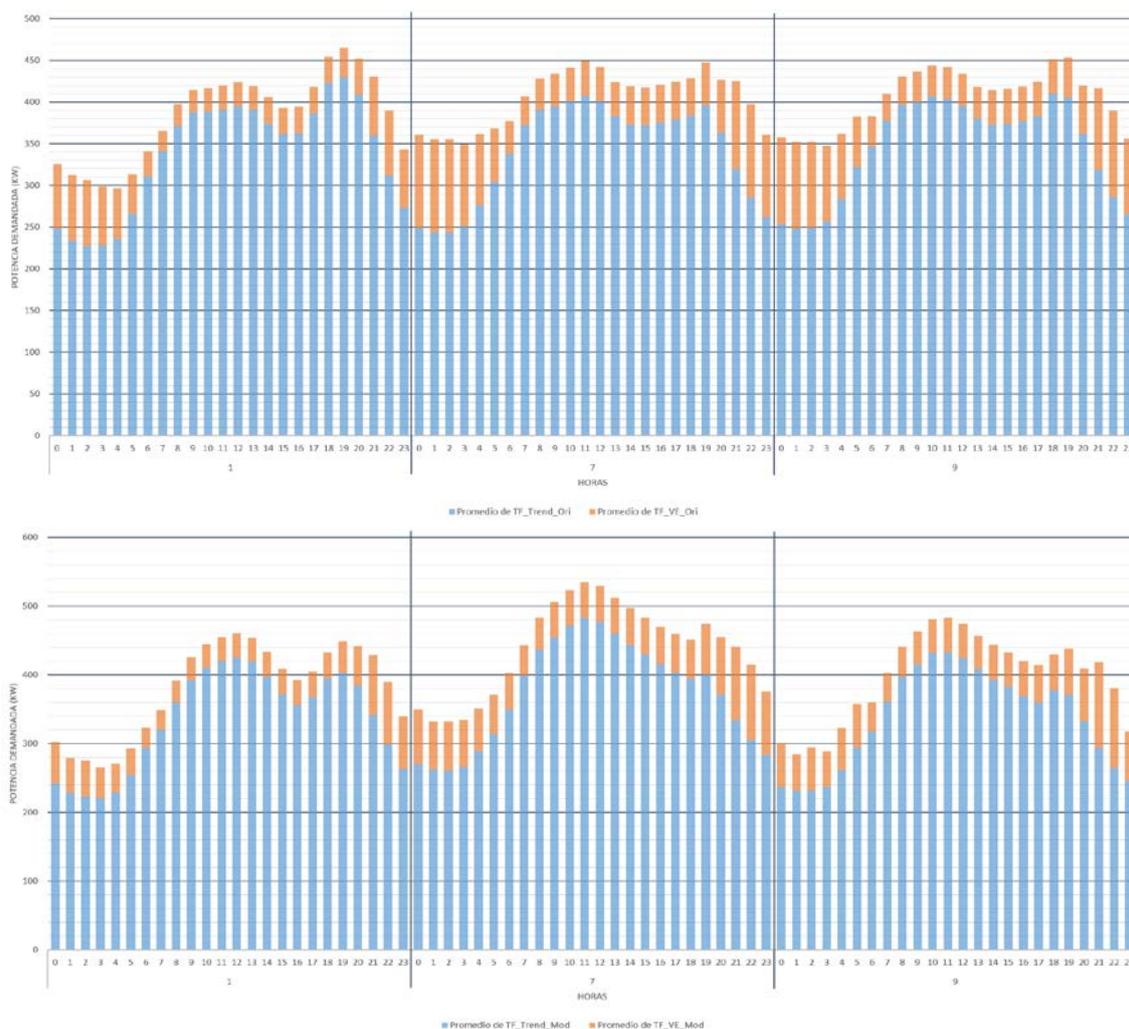


Ilustración 98 Perfiles de demanda eléctrica horaria antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en Tenerife en los meses de Enero, Julio y Septiembre

El número de redes NAN en la isla de Tenerife ascendería hasta los 2.897, estimándose una inversión necesaria para desarrollar esta infraestructura de 7,24 M€. La mayor parte de los sistemas se encontrarían en las vertientes Norte, Este y Sur de la isla recorriéndose una distribución prácticamente idéntica a la red eléctrica de distribución de Tenerife.

Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. Tenerife					
Rangos de redes NAN	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
0 - 200 MWh	2.140	1.374	76,13	82,98	3.435.000 €
200 - 400 MWh	583	718	274,14	289,75	1.795.000 €
400 - 600 MWh	119	407	479,47	484,56	1.017.500 €
600 - 800 MWh	37	194	668,14	695,70	485.000 €
800 - 1000 MWh	13	86	871,20	895,07	215.000 €
1000 - 1400 MWh	5	81	1175,26	1166,52	202.500 €
1400 - 2000 MWh	0	30	-	1655,66	75.000 €
2000 - 2500 MWh	0	3	-	2109,85	7.500 €
2500 - 3000 MWh	0	4	-	2830,17	10.000 €
Total redes NAN	2.897	2.897	145,47	308,14	7.242.500 €

Tabla 56 Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. Tenerife

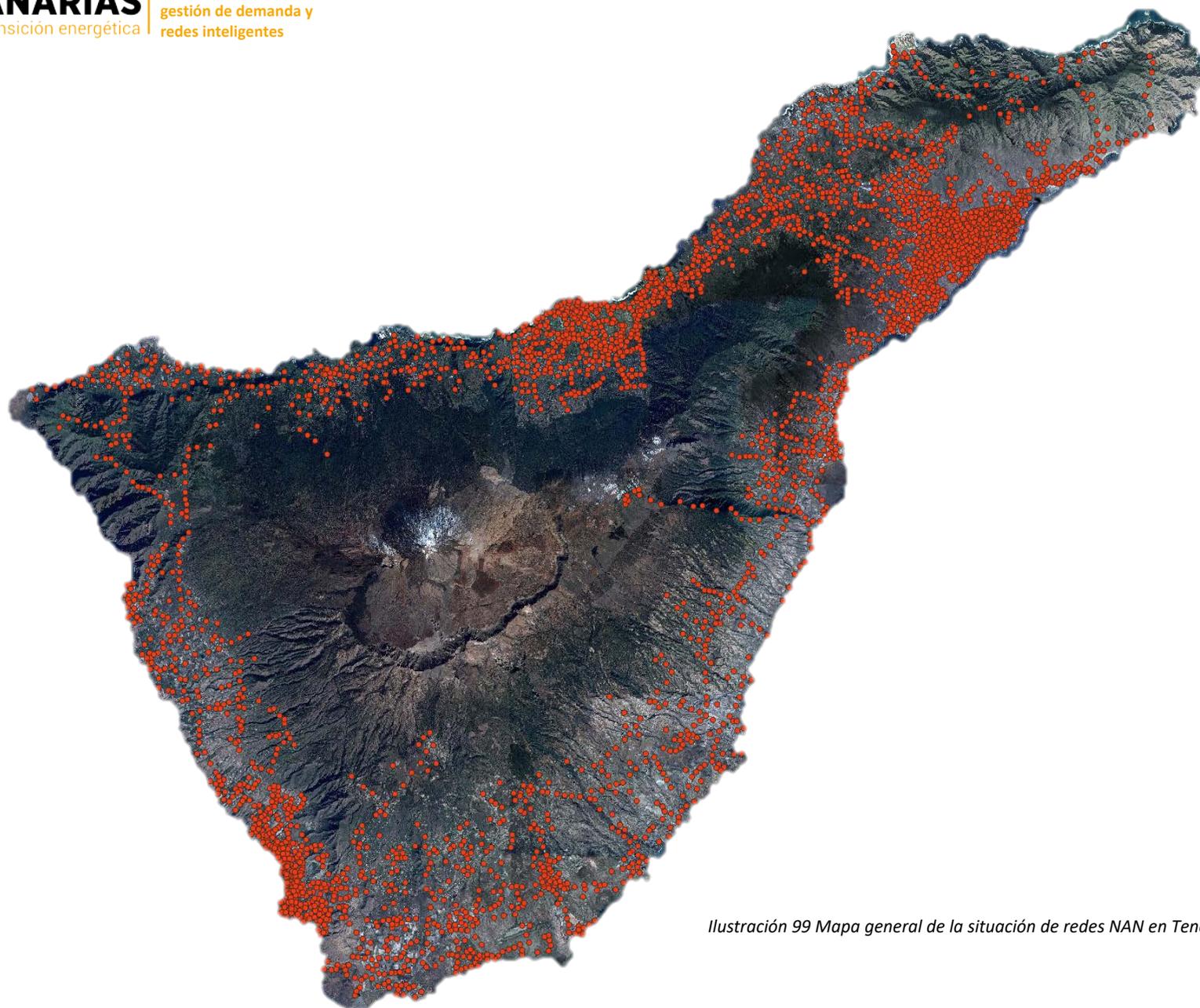


Ilustración 99 Mapa general de la situación de redes NAN en Tenerife

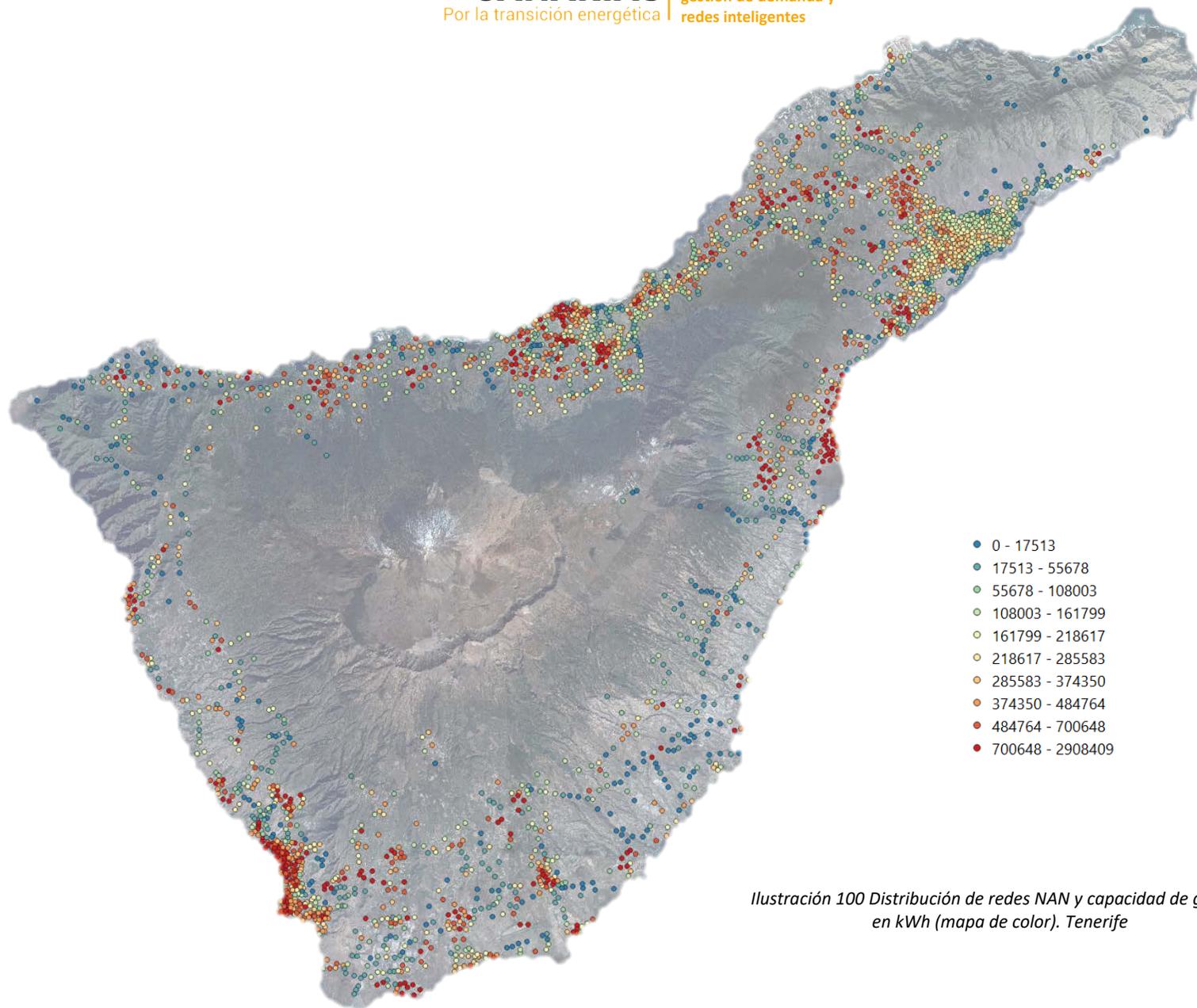


Ilustración 100 Distribución de redes NAN y capacidad de gestión en kWh (mapa de color). Tenerife

5.7.5. La Gomera

En el caso de La Gomera, la demanda de energía eléctrica de carácter gestionable sería del 15,2% en el año 2030 y del 22,9% en el año 2040 según la proyección realizada por sectores y municipios. Los municipios donde mayor capacidad existiría son Vallehermoso, San Sebastián de La Gomera, y Valle Gran Rey dada la alta densidad de ocupación en estas regiones.

En total existiría 10.678 redes HAN requiriéndose una inversión estimada de 6 M€ para su configuración. Con esa inversión se lograría un ahorro por parte de los usuarios de 256.000 €/año en el año 2030 y 544.000 €/año en el año 2040. Se presenta en la siguiente tabla el reparto de la capacidad de gestión de demanda por municipios para La Gomera.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. La Gomera								
Municipio	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
Agulo	2.648,5	3.723,2	355,7	754,4	297	0,2	8,9	18,9
Alajero	7.775,2	10.930,3	1.207,7	2.555,3	1.023	0,6	30,2	64,0
Vallehermoso	16.920,2	23.786,4	2.680,7	5.710,6	3.336	1,9	67,1	143,0
San Sebastian de La Gomera	23.836,5	33.509,2	3.201,5	6.789,3	2.669	1,4	80,2	170,0
Valle Gran Rey	11.627,1	16.345,3	1.982,4	4.179,3	2.189	1,5	49,6	104,6
Hermigua	7.264,5	10.212,4	1.169,7	2.476,2	1.461	0,8	29,3	62,0
La Gomera. Total	67.423,4	94.783,6	10.242,0	21.710,8	10.678	6	256	544

Tabla 57 Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. La Gomera



Ilustración 101 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en La Gomera – kWh (Ejemplo 1)

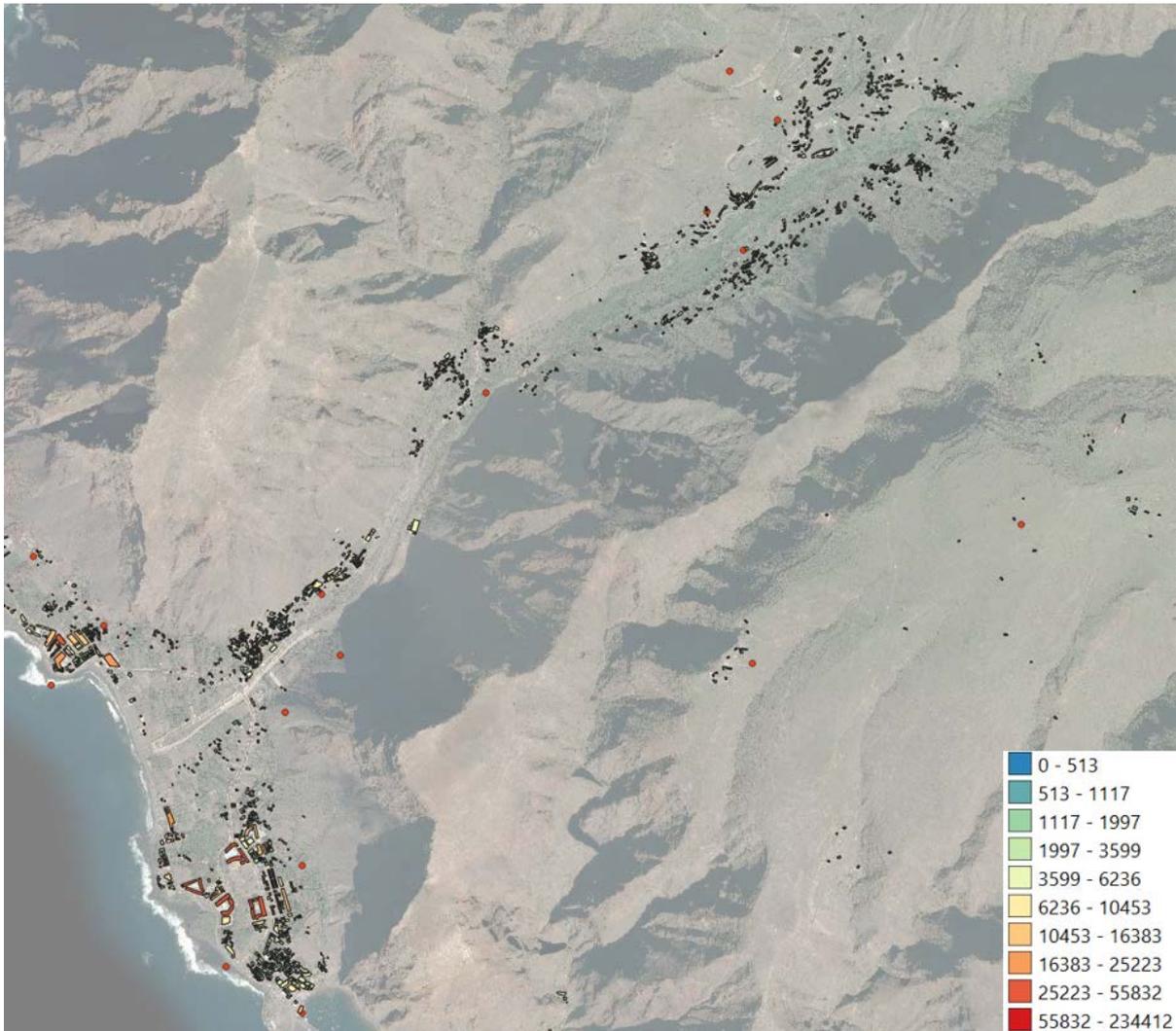


Ilustración 102 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en La Gomera – kWh (Ejemplo 2)

Las siguientes ilustraciones muestran los mapas de calor antes y después de la aplicación de los mecanismos de gestión de demanda en la isla de La Gomera. Se observa que cuanto menor es la demanda, más apreciable es el rango de variación como consecuencia del recurso eólico y solar.

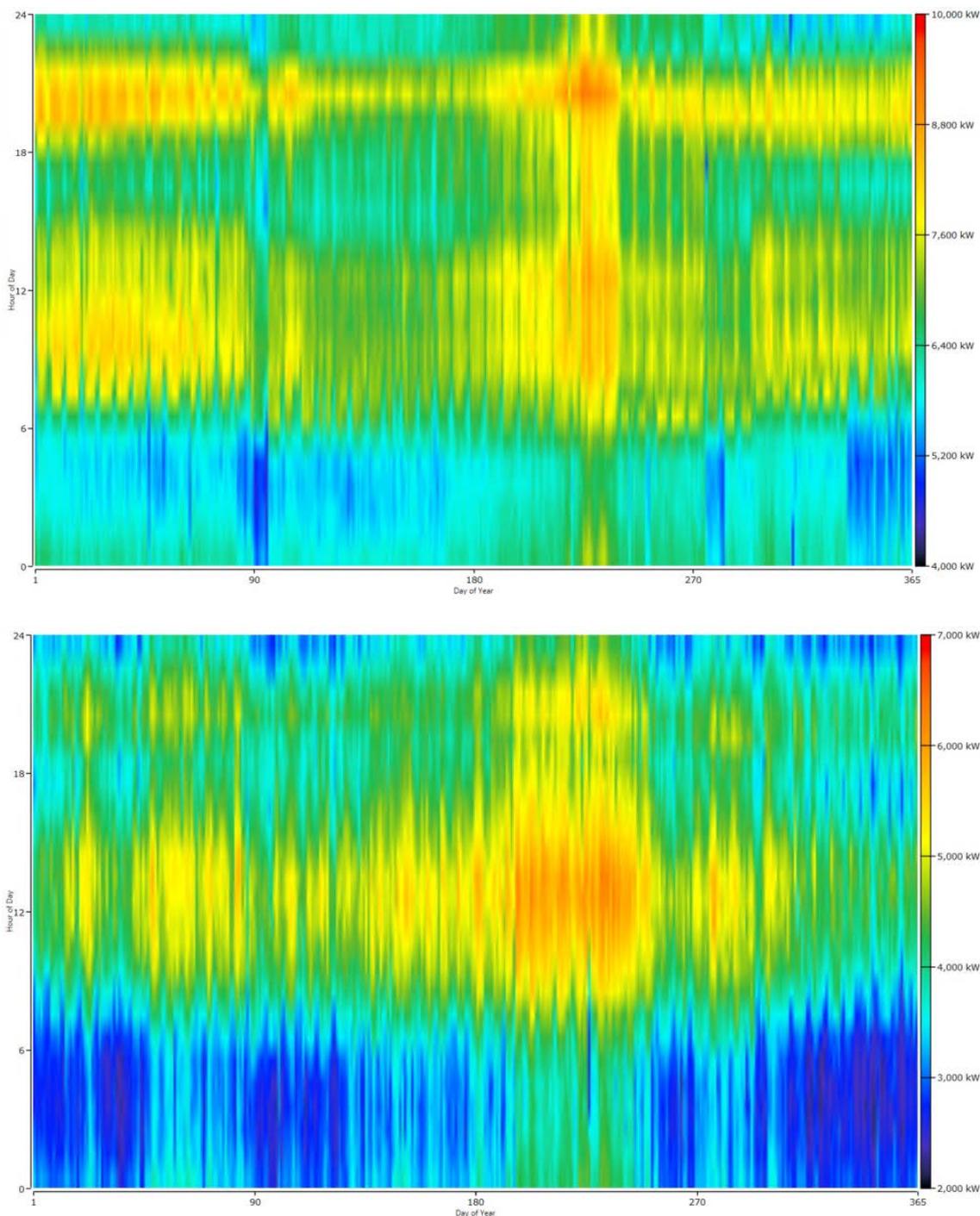


Ilustración 103 Mapa de calor de demanda eléctrica tendencial antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en La Gomera

Adicionalmente, se expone a continuación las curvas de demanda típicas horarias por meses (Enero, Julio y Septiembre) para el mismo año de referencia a modo de síntesis si bien este ejercicio también se ha realizado para el año 2030.

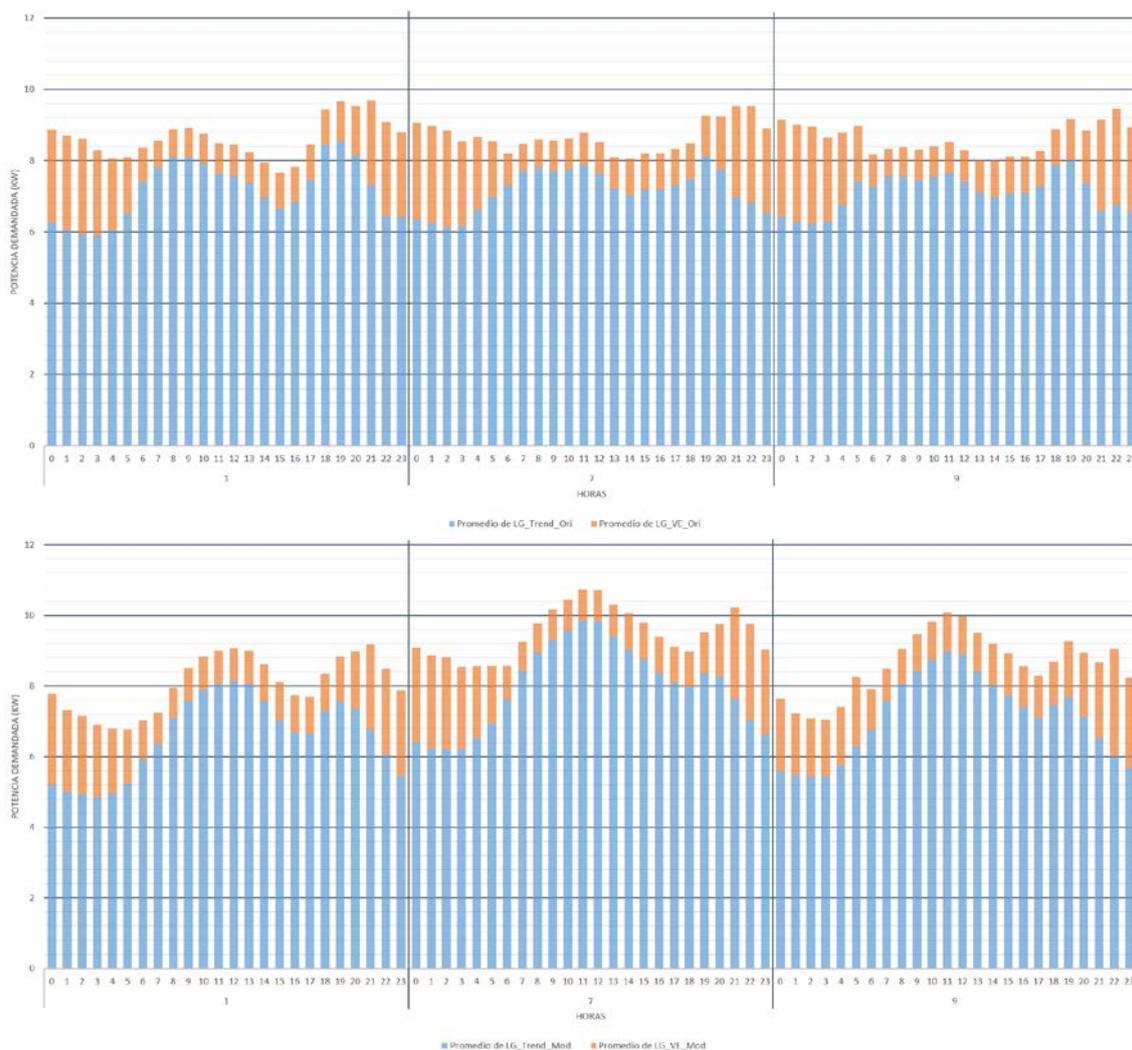


Ilustración 104 Perfiles de demanda eléctrica horaria antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en La Gomera en los meses de Enero, Julio y Septiembre

Seguidamente, se realiza la distribución de redes NAN. En el caso singular de la isla de La Gomera habría un total de 133 redes NAN distribuidas a lo largo de la red eléctrica y con mayor densidad en las regiones más densamente pobladas tal como se ilustra en la siguiente figura. La inversión necesaria para este caso ascendería hasta los 332.500 €. Se representa en la siguiente tabla otros detalles de esta distribución y en las dos siguientes ilustraciones su distribución geográfica y la capacidad de gestión individualizada.

Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. La Gomera					
Rangos de redes NAN	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
0 - 200 MWh	111	88	49,88	52,81	220.000 €
200 -400 MWh	18	22	252,36	305,05	55.000 €
400 - 600 MWh	3	16	441,26	497,90	40.000 €
800 - 1000 MWh	1	6	-	932,55	15.000 €
1000 - 1200 MWh	0	0	-	-	- €
1200 - 1400 MWh	0	1	-	1325,00	2.500 €
Total redes NAN	133	133	90,45	191,58	332.500 €

Tabla 58 Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. La Gomera

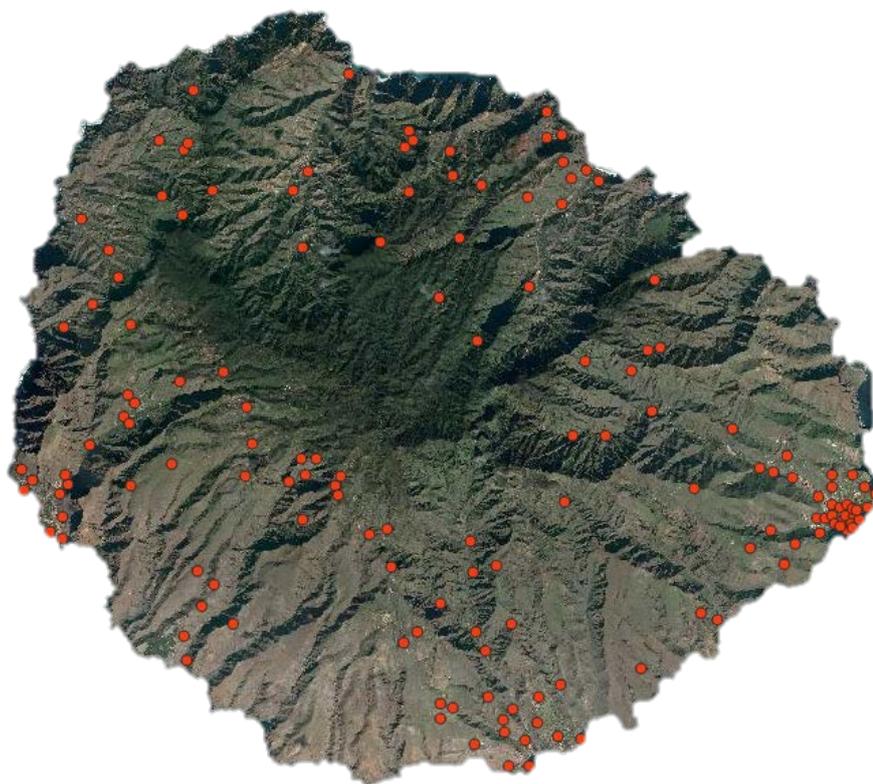


Ilustración 105 Mapa general de la situación de redes NAN en La Gomera

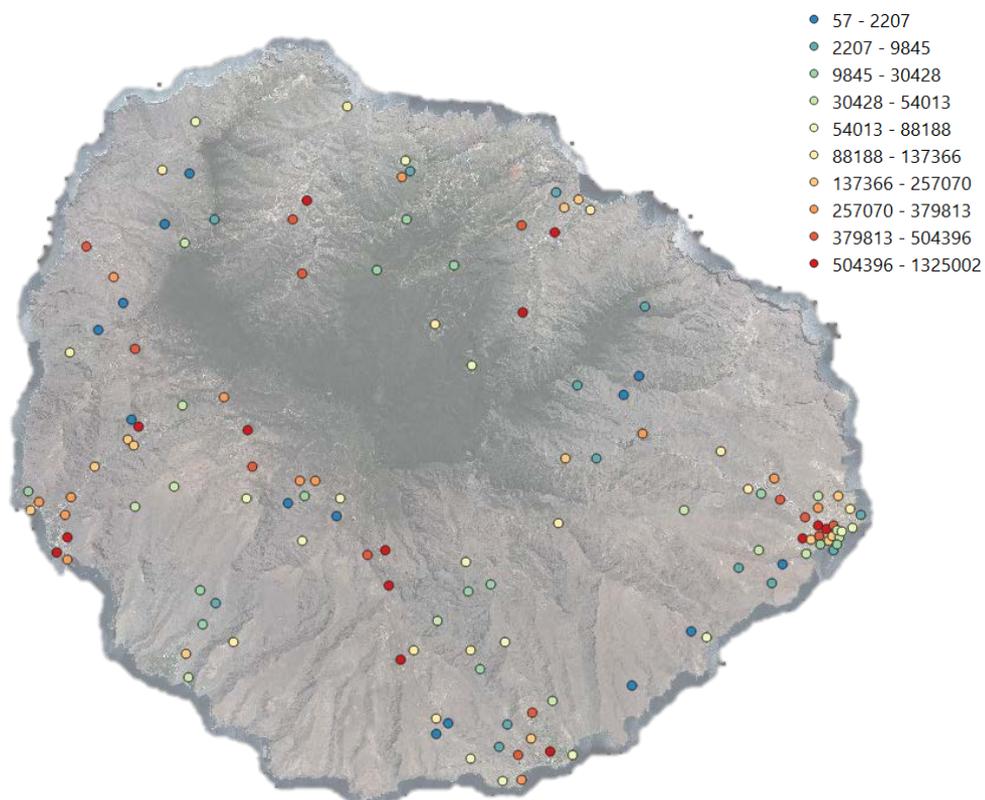


Ilustración 106 Distribución de redes NAN y capacidad de gestión en kWh (mapa de color). La Gomera

5.7.6. La Palma

Las cifras en el caso de La Palma manifiestan que la demanda gestionable se situaría en el 13,4% de la demanda total para 2030 y del 20,4% en el año 2040.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. La Palma								
Municipio	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
Fuencaliente	12.986,7	19.504,9	1.306,3	2.923,3	1.295	1,0	32,7	73,2
Puntagorda	6.959,1	10.452,0	818,5	1.900,0	1.438	0,9	20,5	47,6
Villa de Mazo	20.789,9	31.224,6	1.751,5	4.243,2	3.238	2,6	43,9	106,2
Breña Alta	27.303,1	41.006,9	3.578,6	8.135,9	2.857	2,0	89,6	203,7
Breña Baja	21.848,9	32.815,2	2.889,3	6.459,3	1.740	1,1	72,3	161,7
Puntallana	8.716,8	13.091,9	1.362,0	3.097,8	1.660	1,0	34,1	77,6
Garafía	9.397,2	14.113,8	973,7	2.301,0	2.029	1,3	24,4	57,6
El Paso	32.366,3	48.611,5	5.038,1	11.378,5	3.973	2,6	126,1	284,9
Santa Cruz de La Palma	29.739,4	44.666,1	3.829,3	8.692,6	3.226	2,5	95,9	217,6
San Andrés y Sauces	11.376,6	17.086,7	1.733,6	3.939,5	2.178	1,1	43,4	98,6
Los llanos de Aridane	52.754,1	79.232,1	7.920,6	17.919,1	6.751	3,8	198,3	448,6
Barlovento	7.311,7	10.981,6	1.037,2	2.349,4	1.309	0,7	26,0	58,8
Tzacorte	9.151,5	13.744,7	1.386,4	3.128,1	1.479	1,2	34,7	78,3
Tijarafe	10.501,0	15.771,7	1.631,3	3.705,1	2.168	1,2	40,8	92,8
La Palma. Total	261.202,3	392.303,8	35.256,4	80.172,9	35.341	23	883	2.007

Tabla 59 Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. La Palma



Ilustración 107 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en La Palma – kWh (Ejemplo 1)



Ilustración 108 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en La Palma – kWh (Ejemplo 2)

El número total de redes HAN en esta isla sería de 35.451 con una inversión total de 23 M€. El ahorro conseguido en las facturas eléctricas de la población sería de 883.000 €/año en el año 2030 y de 2 M€/año en el año 2040. Se presenta en la siguiente tabla el reparto de la capacidad de gestión de demanda por municipios para la situación particular de la isla de La Palma.

Las siguientes ilustraciones muestran los mapas de calor antes y después de la aplicación de los mecanismos de gestión de demanda en la isla de La Palma. En este isla parece que tampoco existe un cambio drástico en cuanto al aumento de las puntas de demanda.

En general en el tramo horario comprendido entre las 18:00 – 24:00 se reduce el consumo pero aumenta en el tramo de las 10:00 – 14:00 horas. También se produce mayor variabilidad en las primeras horas del día en horizonte supervalle.

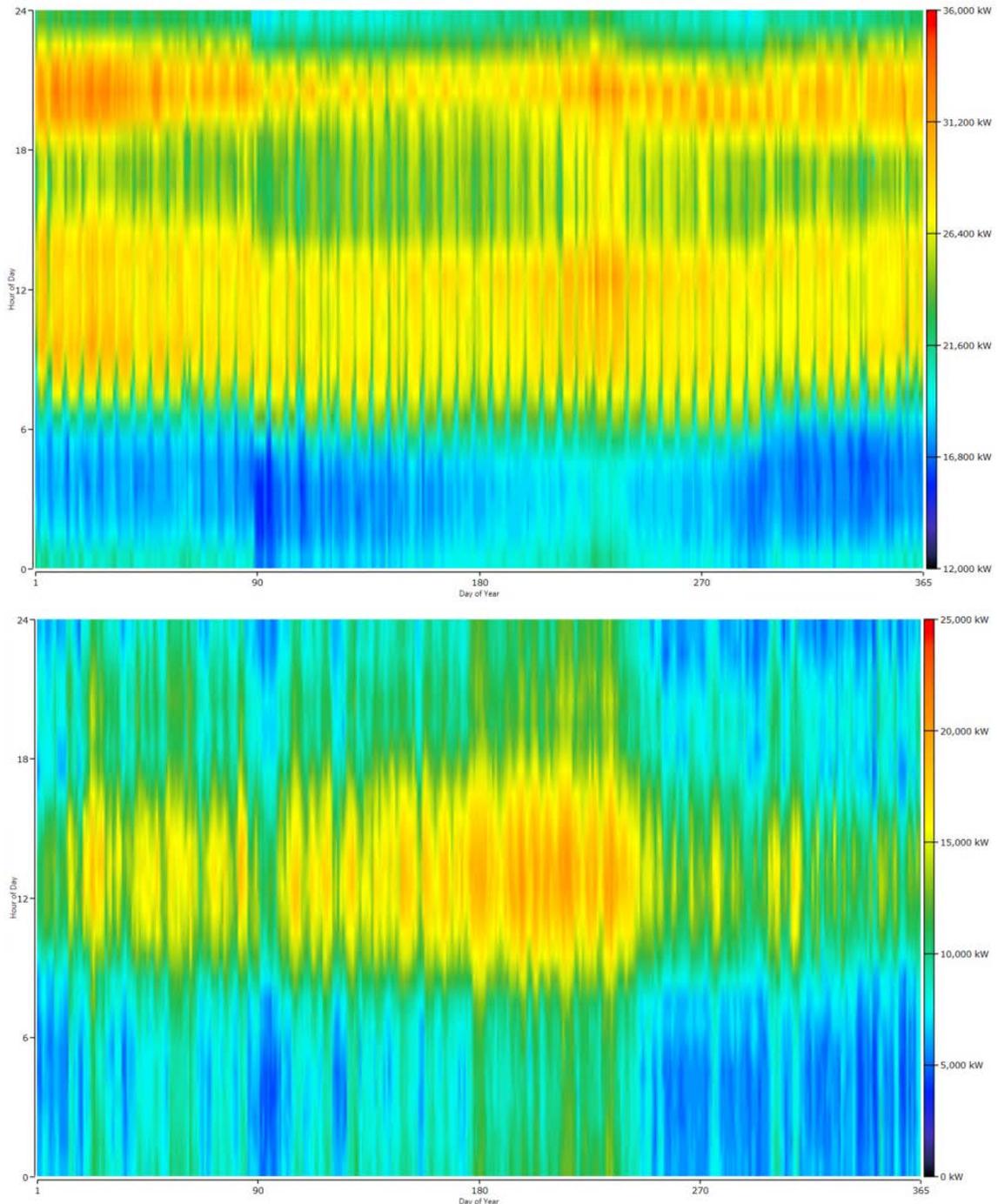


Ilustración 109 Mapa de calor de demanda eléctrica tendencial antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en La Palma

Se exponen a continuación los perfiles horarios medios de demanda para los meses de Enero, Julio y Septiembre del año 2030 antes y después de la aplicación de políticas de gestión de demanda.



Ilustración 110 Perfiles de demanda eléctrica horaria antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en La Palma en los meses de Enero, Julio y Septiembre

En el año 2030, con los precios de la energía se espera que los usuarios opten por poner sus vehículos eléctricos a cargar en horas supervalle, produciéndose un efecto de llenado o aplanamiento de la curva de demanda. A medida que vaya incrementando la penetración renovable, el sistema debería ir adaptándose para situar ese consumo en las horas donde existe mayor cantidad de producción de energía eléctrica renovable no gestionable. Por ello, el efecto producido tendería a incrementar la diferencia entre punta y valle. Nuevamente, es importante tener en cuenta que los sistemas mencionados incluso permitirían limitar la punta de demanda aunque esto no sea la solución más económica por la aplicación de cortes de producción en la generación no gestionable.

Para la isla de La Palma se requeriría la configuración de un total de 393 redes NAN que permitirían agregar el nivel de control lo suficiente para su gestión por zonas. La inversión necesaria para poner en marcha esta infraestructura rondaría 1 M€, ubicándose los concentradores en los propios centros de transformación pertenecientes a la red de distribución. Es importante notar que muy probablemente, parte de esta inversión ya ha sido ejecutada con la puesta en marcha de la teledemanda con contadores inteligentes. En este

sentido, es posible que sólo se requiera una actualización tal como se explicó en el apartado 4 de este documento.

Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. La Palma					
Rangos de redes NAN	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
0 - 200 MWh	332	227	64,02	72,59	567.500 €
200 -400 MWh	53	91	266,44	288,99	227.500 €
400 - 600 MWh	6	42	481,19	482,52	105.000 €
800 - 1000 MWh	2	27	-	883,67	67.500 €
1000 - 1200 MWh	0	2	-	1070,46	5.000 €
1200 - 1400 MWh	0	2	-	1263,35	5.000 €
1400 - 1600 MWh	0	2	-	1550,64	5.000 €
Total redes NAN	393	393	100,87	229,05	982.500 €

Tabla 60 Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. La Palma

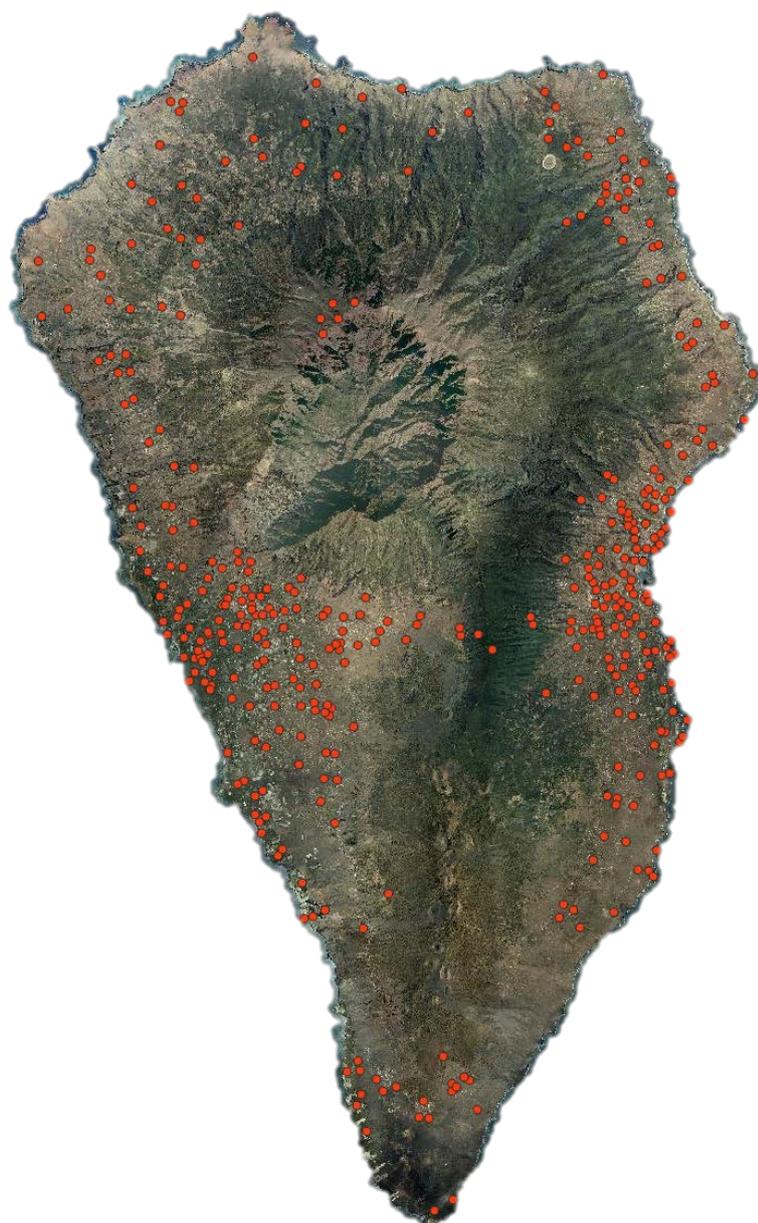


Ilustración 111 Mapa general de la situación de redes NAN en La Palma

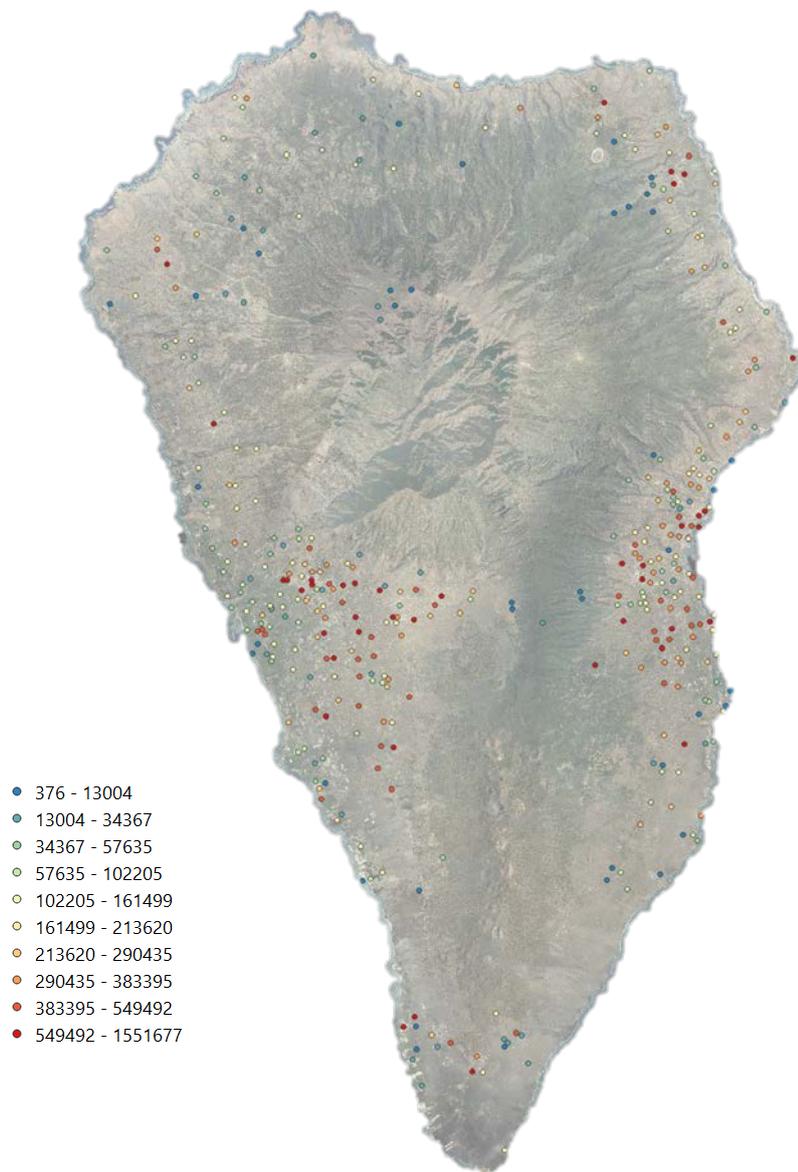


Ilustración 112 Distribución de redes NAN y capacidad de gestión en kWh (mapa de color). La Palma

5.7.7. El Hierro

En el caso de El Hierro, la demanda de energía eléctrica de carácter gestionable sería del 9,1% en el año 2030 y del 12,6% en el año 2040 según la proyección realizada por sectores y municipios. El municipio donde mayor capacidad de gestión existiría es Valverde pero sin mucha diferencia respecto a Frontera y El Pinar.

En total existiría 6.748 redes HAN requiriéndose una inversión estimada de 5 M€ para su configuración. Con esa inversión se lograría un ahorro por parte de los usuarios de 148.000 €/año en el año 2030 y 306.000 €/año en el año 2040. Se presenta en la siguiente tabla el reparto de la capacidad de gestión de demanda por municipios para El Hierro.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. El Hierro								
Municipio	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
El Pinar	7.201,6	9.863,1	1.002,0	2.074,0	1.147	0,7	25,1	51,9
Frontera	14.079,6	19.282,9	1.735,7	3.620,1	2.262	1,6	43,5	90,6
Valverde	24.126,4	33.042,7	3.168,5	6.508,3	3.339	2,5	79,3	162,9
El Hierro. Total	45.407,7	62.188,8	5.906,3	12.202,5	6.748	5	148	306

Tabla 61 Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. El Hierro

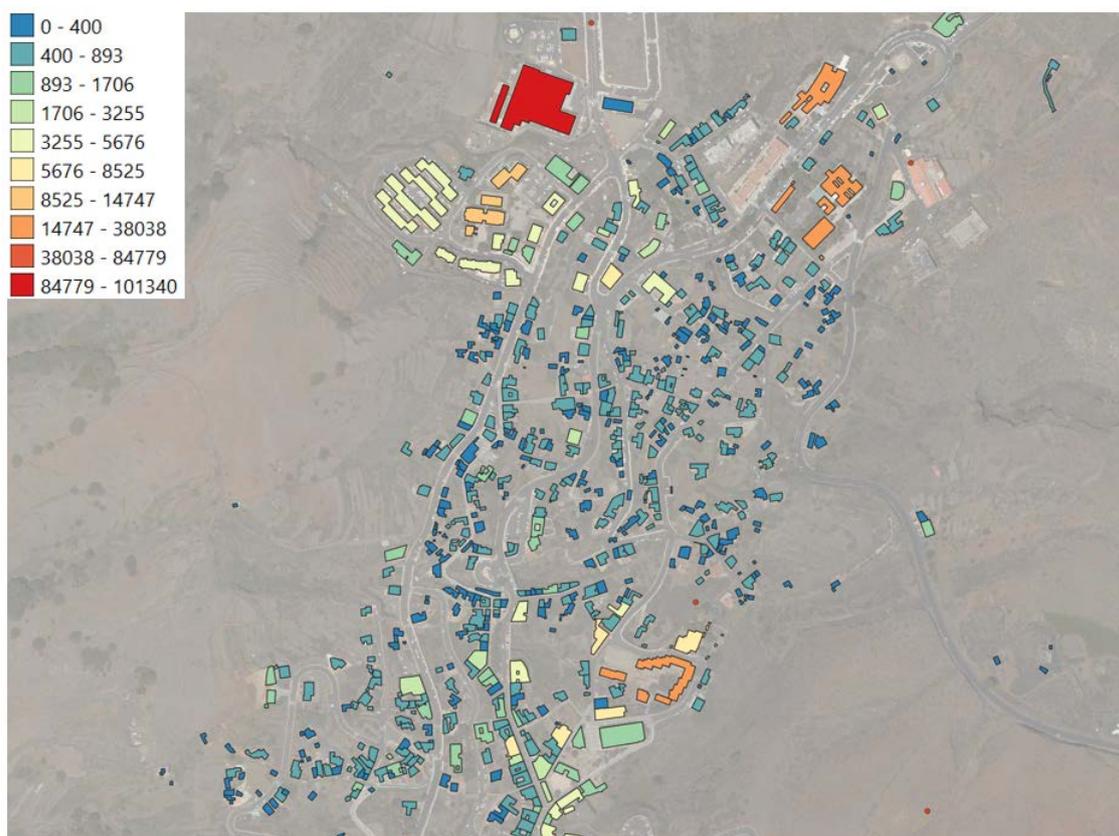


Ilustración 113 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en El Hierro – kWh (Ejemplo 1)

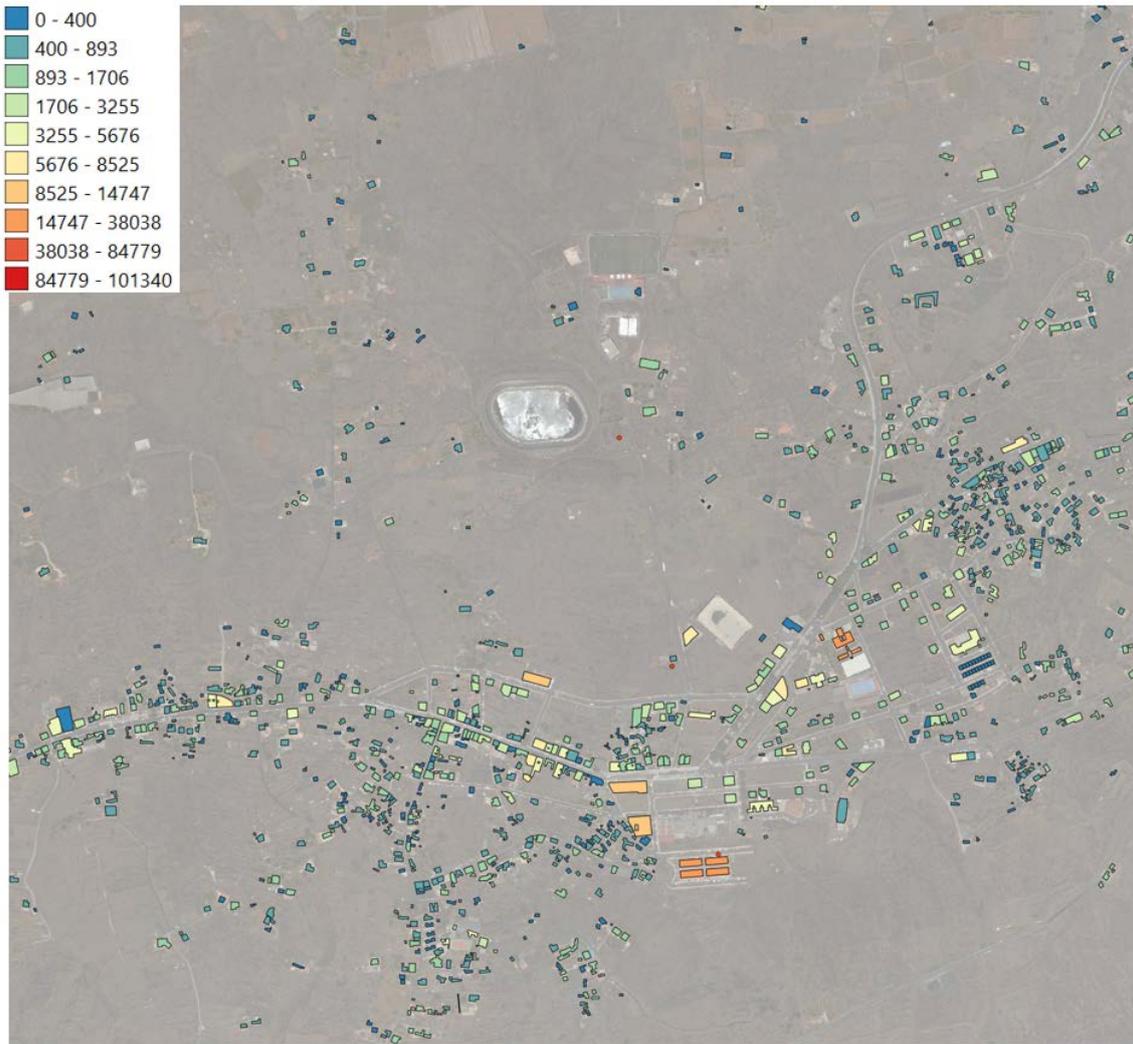


Ilustración 114 Mapa general de la capacidad de gestión de redes domésticas HAN y posición de redes NAN en El Hierro – kWh (Ejemplo 2)

Las siguientes ilustraciones muestran los mapas de calor antes y después de la aplicación de los mecanismos de gestión de demanda en la isla de El Hierro. No existe un cambio drástico en cuanto al aumento de las puntas de demanda. En general en el tramo horario comprendido entre las 18:00 – 24:00 se reduce el consumo y aumenta en el tramo de las 10:00 – 14:00 horas. También se produce mayor variabilidad en las primeras horas del día en horizonte supervalle y en las últimas horas del día (punta).

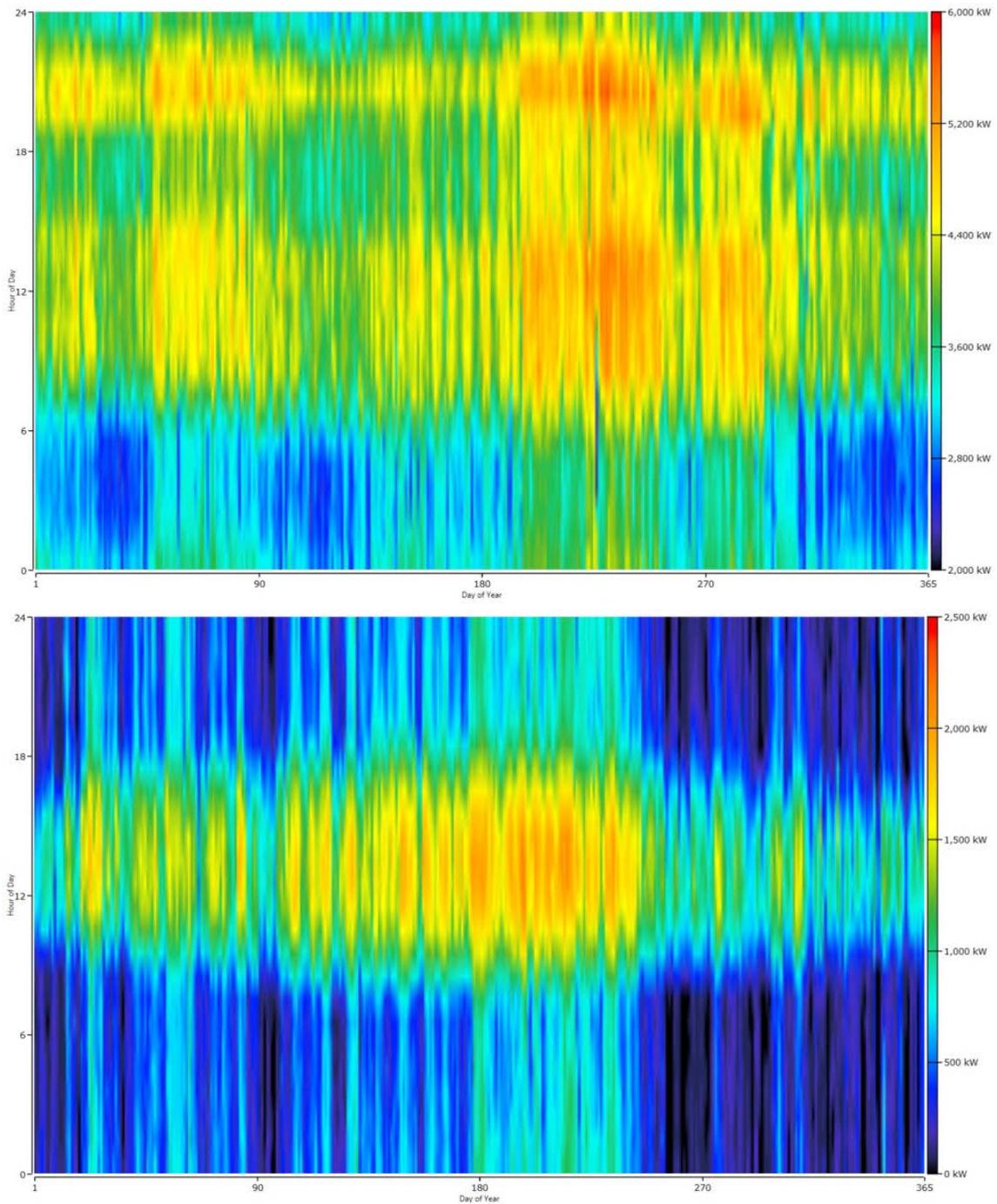


Ilustración 115 Mapa de calor de demanda eléctrica tendencial antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en El Hierro

Se exponen a continuación los perfiles horarios medios de demanda para los meses de Enero, Julio y Septiembre del año 2030 antes y después de la aplicación de políticas de gestión de demanda.

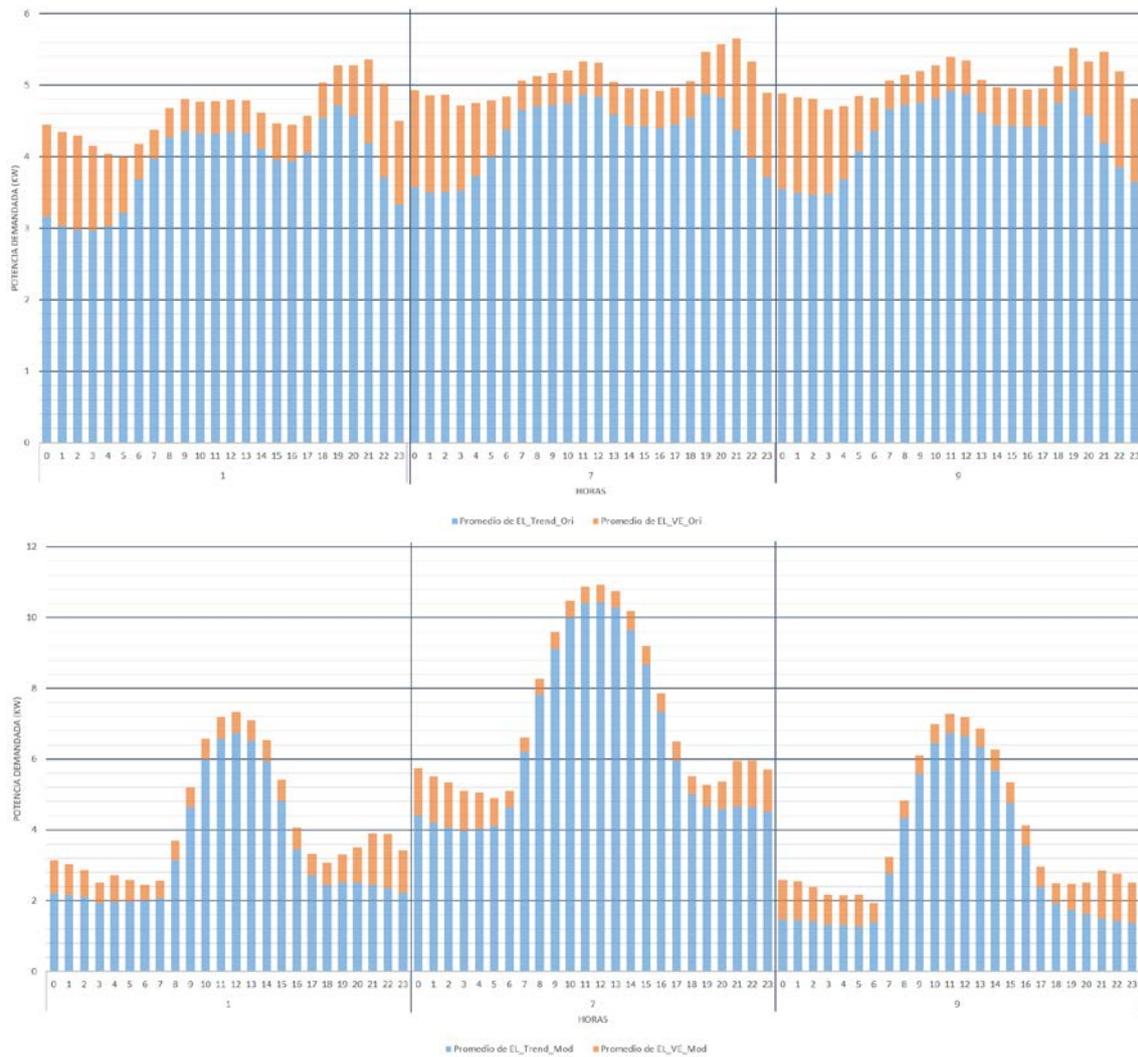


Ilustración 116 Perfiles de demanda eléctrica horaria antes (arriba) y después (abajo) de aplicar los mecanismos de gestión de demanda en El Hierro en los meses de Enero, Julio y Septiembre

Finalmente, se expone en la siguiente tabla el número de redes NAN que deberían ser configuradas y su distribución geográfica. Conforme con esta distribución posteriormente fue posible estimar la inversión necesaria la cual ha sido estimada en 175.000 €.

Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. El Hierro					
Rangos de redes NAN	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
0 - 200 MWh	60	49	41,12	41,22	122.500 €
200 -400 MWh	8	11	279,95	284,02	27.500 €
400 - 600 MWh	2	4	541,26	531,43	10.000 €
800 - 1000 MWh	0	5	-	994,15	12.500 €
1000 - 1200 MWh	0	0	-	-	- €
1200 - 1400 MWh	0	1	-	1209,10	2.500 €
Total redes NAN	70	70	82,71	170,88	175.000 €

Tabla 62 Número de redes NAN clusterizadas según su capacidad de gestión en términos energéticos anuales. El Hierro



Ilustración 117 Mapa general de la situación de redes NAN en El Hierro

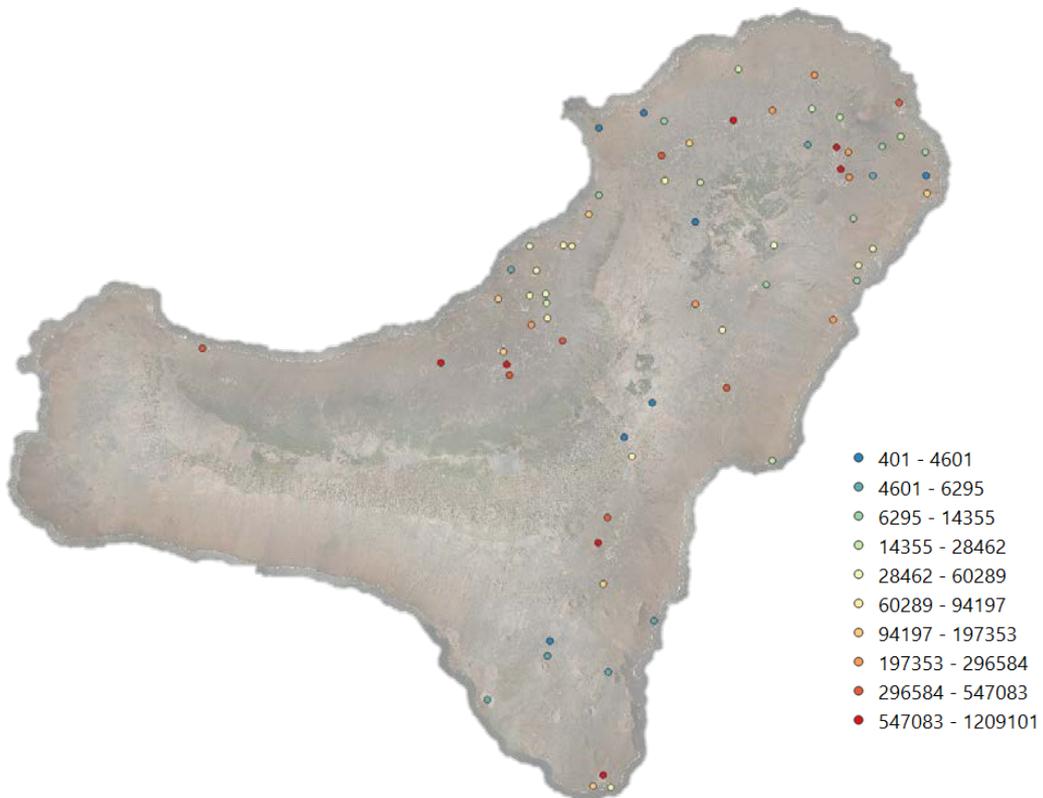


Ilustración 118 Distribución de redes NAN y capacidad de gestión en kWh (mapa de color). El Hierro

5.8. Resumen de resultados del diagnóstico

A lo largo de este diagnóstico se ha propuesto un modelo específico para la implementación de mecanismos de gestión de demanda a gran escala en Canarias tomando de partida los avances conseguidos en los últimos 20 años en el ámbito de las redes inteligentes. **Se emplea para ello una arquitectura AMI con tres niveles de control, cada uno con sus funciones, capacidades de gestión y coordinación bien definidas.**

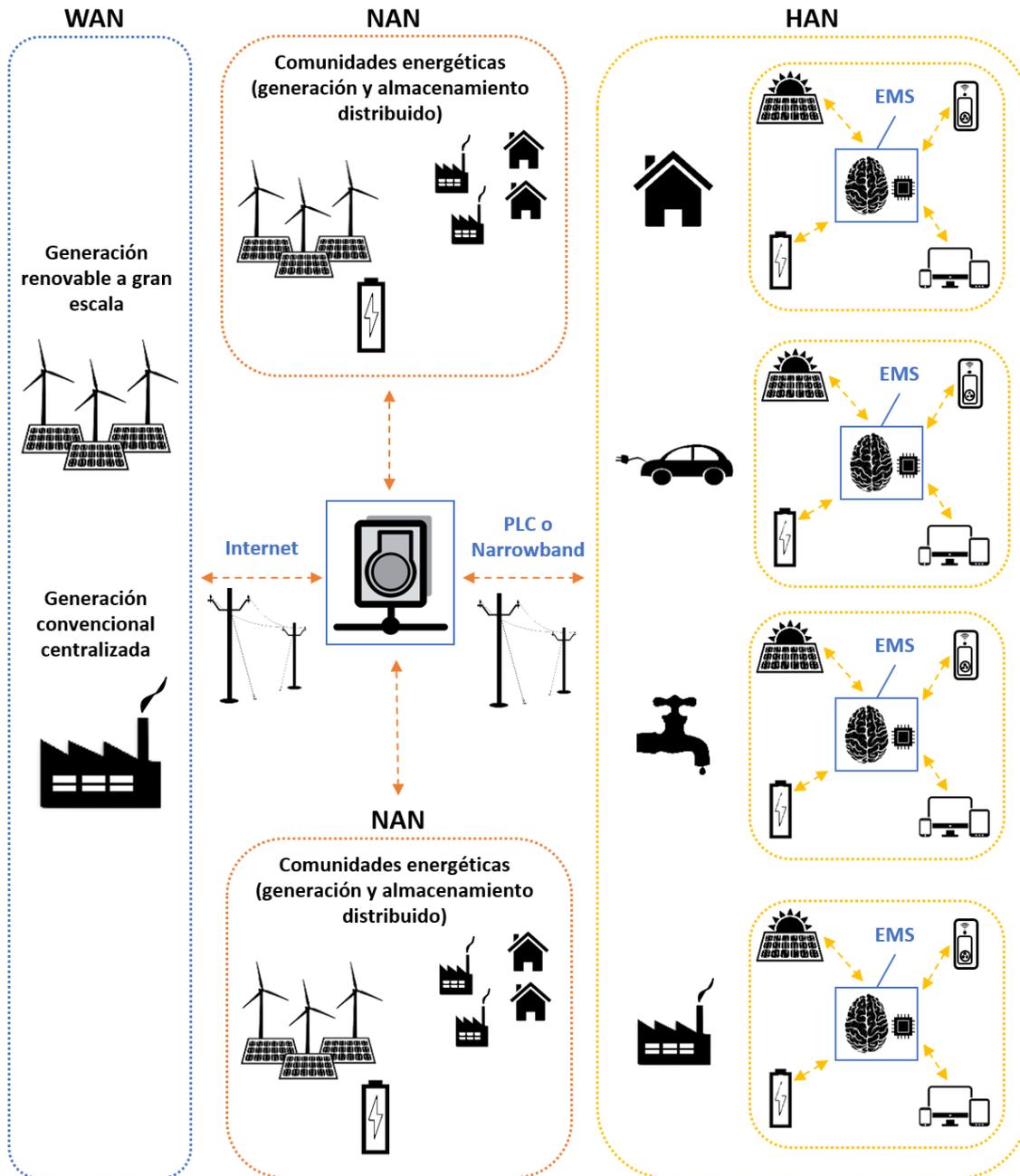


Ilustración 119 Esquema general de la red AMI propuesta para Canarias

HAN (Home Area Network)

El primer nivel es identificado con el nombre de HAN y define los sistemas instalados en las instalaciones del usuario. Los equipos destacan por su sencillez, resaltándose el uso de dispositivos Plug&Play como enchufes inteligentes y pequeños controladores que incluso ya vienen integrados en electrodomésticos y sobre los cuales se puede realizar un control de lo que se entiende por demanda no crítica. Esta clase de dispositivos pueden ser controlados manualmente, a través de una App o controlador domótico tradicional. No obstante, la solución más robusta es aquella que permite el control automático a través de un ordenador de placa base reducida que dispondría de un pequeño algoritmo EMS (Energy Management System) el cual recomendaría las horas en las que es mejor usar ese sistema. En el nivel HAN el control se podría llevar a cabo de tres formas distintas:

- **Control indirecto:** Se realiza en base a señales de precio publicadas por el operador del sistema. Estas señales de precios ya se publican a día de hoy en páginas web como E-SIOS. Sin embargo, las tarifas actuales son únicas para todo el territorio nacional y no se puede entender que esto suponga una apuesta por la gestión de demanda si las curvas de precios no se adaptan a la realidad de cada sistema eléctrico.

Para que la política de gestión de demanda sea efectiva, **el operador debe publicar una curva de precios basada en previsiones energéticas realizadas para el día de análisis y en base al mix energético disponible en el sistema eléctrico analizado.** Los mayores precios de la demanda se situarían en horas en las cuales la contribución de la generación renovable sea escasa y toda la energía debe provenir de medios de generación más costosos de operar y en ocasiones no renovable o, aun siendo renovables, con un gran coste de inversión como el almacenamiento.

El controlador del usuario (el ordenador de placa base reducida) descargaría la base de precios desde la web del operador del sistema estimando para ese día en qué horas es preferible encender el termo eléctrico, poner en marcha un electrodoméstico no crítico o incluso reducir/aumentar la temperatura de la estancia, siempre bajo la aceptación del cliente. A pesar de ese control automático, el cliente también podría bloquear la aplicación de gestión de demanda en algunas horas en base a su criterio (siempre preferente). Ese acceso a la aplicación es posible a través de móvil o pantalla disponible en el edificio (control domótico básico).

- **Control directo:** También existiría la opción de que las sugerencias provinieran del operador del sistema. Si bien la gestión de demanda indirecta sería un mecanismo suficiente para el control en horizontes diarios, para periodos intradiarios no se podría rectificar fácilmente las señales de precio y sería interesante el envío de otro tipo de consignas.

Cada hora, el controlador de la vivienda enviaría a su nivel de control superior (la red NAN) sus disponibilidades para aplicar políticas de gestión de demanda. Para ello, simplemente se enviaría un código donde figure un binario (0 o 1) indicando con 0 si no es posible aplicar gestión de demanda o 1 si fuera posible. Además, se acompañaría ese valor con la potencia máxima de gestión para esa hora tanto a subir como a bajar. El nivel NAN recabaría esa

información de todos los usuarios finales disponibles y tomaría la decisión de qué usuarios aplicarían gestión de demanda. De recibirse una orden de corte/arranque, el controlador de la vivienda sería el encargado de ejecutarla si bien puede darse el caso de que incluso se niegue a la aplicación de esa gestión.

- **Gestión de desvíos de autoconsumos:** Éste es un tercer modo de actuación de amplio interés para usuarios que disponen de sus propias instalaciones de autoconsumo. El método también plantea un control indirecto e indirecto de las demandas actuando en función de previsiones energéticas y la gestión de desvíos a tiempo real. Estos sistemas de control están mucho menos estandarizados que los dos anteriores, si bien en una primera fase basta con ajustar la demanda a las horas en la que se proyecta mayor generación renovable (por ejemplo a las horas de la campana solar). Esto asegura que toda la demanda posible es abastecida con la energía producida por la planta fotovoltaica.

En relación con esta política, los nuevos inversores están comenzando a integrar este tipo de soluciones como valor añadido aunque realmente ese control se puede hacer sin mucho problema mediante una Raspberry PI o controlador equivalente.

Toda la red HAN se comunicaría entre dispositivos inteligentes y controlador principal mediante una red WiFi (banda ancha) existiendo una gran multitud de protocolos de comunicación (lenguaje de comunicación) aptos. En cualquier caso, es importante comentar que la baja estandarización en cuanto a protocolos de comunicación ha hecho que los fabricantes de dispositivos como interruptores inteligentes hayan optado por incluir varios protocolos a la vez. No obstante, en todos los casos la solución más utilizada ha sido la implementación de una API de descarga. Así, el usuario al instalar el enchufe inteligente lo configura con el móvil aceptando que los datos sean enviados al servidor central de la empresa que desarrolla el dispositivo y, posteriormente, da acceso al usuario para que descargue esos datos mediante la API. Desde un punto de vista técnico, pese a que la solución argumentada es técnicamente viable, **se considera que la opción más segura es adquirir dispositivos que originalmente permitan la comunicación con protocolos tipo Modbus y que el usuario siempre pueda bloquear la subida de sus datos de consumo a plataformas ajenas sin que esto suponga una pérdida de funcionalidad.**

Neighbourhood Area Network (NAN)

En línea con lo anteriormente mencionado se ha establecido como segundo nivel de control el sistema nombrado NAN. La red NAN abarca los centros de transformación de cada isla, existiendo una red NAN por cada uno de ellos (como ya se hace con los contadores inteligentes). Las redes NAN recaban la información de las redes HAN tanto en términos de medida de la energía consumida como capacidades de control. Adicionalmente, en base a órdenes recibidas del nivel superior (WAN) propondría redes HAN que ejecutarían órdenes de actuación para corregir desviaciones.

En la red NAN, la información se podría recibir de dos formas, a través de comunicación PLC o a través de una red inalámbrica creada como por ejemplo una Narrowband. La tecnología PLC ya está siendo usada para recabar medidas de los usuarios en los contadores inteligentes de Canarias, aunque por el momento no se ha implementado capacidad de control avanzada.

Para hacer posible esa capacidad de control avanzada mediante PLC se ha propuesto el uso de un Gateway en cada instalación de usuario sirviendo de puente entre protocolos estándares (Modbus, Zigbee) y el protocolo Meters & More (usado en los contadores instalados por edistribución en Canarias). La solución Narrowband es quizás más abierta siendo accesible por cualquiera tanto en términos de hardware como de software.

En cada hora se recibiría las disponibilidades de aplicación de gestión de demanda en cada HAN. Así pues, en un momento determinado (no establecido) la red WAN podría mandar la necesidad de actuar, para lo cual se ejecutaría a nivel del centro de transformación un algoritmo que identificaría los usuarios seleccionados para resolver la contingencia. Los usuarios seleccionados tendrían un tiempo de menos de 30 segundos para actuar. Si no actuaran, la orden sería enviada a otro usuario HAN y se anularía la orden anterior.

Si se aprovechara la actual red PLC para el desarrollo de este procedimiento se podría decir que la inversión ya ha sido desarrollada. Simplemente habría que llevar a cabo una inversión en la actualización de los controladores o servidores de la red NAN pero más que nada a nivel de software dado que ya no sólo se recibiría información sino que habría una comunicación bidireccional. En cualquier caso, sí sería necesaria la inversión en el Gateway de cada vivienda. Se desconoce del coste de este Gateway pero uno estándar se venden a aproximadamente 50-70 €.

Wide Area Network (WAN)

El último nivel de control se define a nivel de isla y se conoce como Wide Area Network (WAN), estando especialmente orientada a la gestión del operador del sistema eléctrico. En la red WAN se recibiría disponibilidades de aplicación de políticas de gestión de demanda en cada centro de transformación de la red. El operador decidiría qué centros de transformación deberían aplicar preferentemente sistemas de gestión de demanda ayudando a balancear el sistema por nodos. De manera natural, las políticas de gestión de demanda se aplicarían preferentemente sobre los usuarios que se encuentren lo más cerca posible de aquellas zonas donde conservar las condiciones de calidad y garantía del suministro son peores. Por tanto, asegura la estabilidad al máximo nivel posible.

En este nivel de control el operador incluso tiene el control sobre la generación renovable con potencia superior a los 500 kW, lo cual brinda de una capacidad de control máxima para asegurar que la mayor parte de la demanda posible es atendida con energías renovables. Este desplazamiento de cargas a horas en las que la producción es máxima viabiliza la instalación de parques eólicos y plantas fotovoltaicas cuyos promotores estarían muchos menos afectados por políticas de corte durante las cuales no se produciría energía por contingencias del sistema (cumplimiento del procedimiento de operación 12 de los sistemas eléctricos no peninsulares). De otra parte, el usuario estaría consumiendo una energía más barata y los costes de explotación del sistema también serían inferiores. Finalmente, a sabiendas de que existirían múltiples micro-consumos en comparación con el tamaño del sistema eléctrico, esa disponibilidad de regulación es ampliamente útil para un control en detalle de las demandas.

No sólo se ha propuesto un modelo que se considera viable para el caso particular de Canarias sino que incluso se ha reconocido la capacidad de gestión por sectores, destacando el sector doméstico, el sector comercial y turístico, la movilidad y el industrial.

En el sector doméstico puede comentarse que **el consumo eléctrico medio por vivienda en Canarias se sitúa sobre los 10,5 kWh/día** (cuatro habitantes por vivienda), habiéndose estimado que un 25% de esta demanda es de alta gestionabilidad (termos eléctricos), a lo que se suma otro 25% de gestionabilidad moderada (correspondiente con los usos finales de climatización y electrodomésticos de función diferida). Finalmente, un 13% de la demanda restante podría añadirse a lo anterior si los sistemas de refrigeración se utilizan como mecanismo para proveer reservas secundarias. **Por todo ello se estima que la capacidad máxima de gestión de una vivienda en Canarias puede llegar al 63% si bien lo realista es que se apliquen políticas de control principalmente sobre el uso de termos eléctricos y aires acondicionados a corto medio plazo (demanda conjunta del 30%).** Si finalmente se logra implantar con éxito el uso de un protocolo unificado (EEBUS) sería muy factible alcanzar capacidades de gestión de hasta el 50% de la demanda en la vivienda.

En el sector comercial y turístico se reconoce como principal fuente de gestión de demanda la climatización de estancias a través de sistemas de aire acondicionado. Este tipo de consumos destacan por su enorme importancia en términos de potencia instalada, si bien el control que podría ser realizado es tan sencillo como el necesario para el sector residencial. **El consumo eléctrico para climatizar un área de 30 m² ronda los 5,2 kW habiéndose asumido que por cada metro cuadrado se necesita en Canarias una media de 150 frigorías y que 860 frigorías suponen 1 kW con un sistema de aire acondicionado estándar. Con esa potencia total, es necesario también asumir que la capacidad de control máxima sería de un 12% sobre la demanda considerándose que el cambio máximo de consigna de temperatura es de 3 °C.**

En cuanto a la movilidad, es quizás uno de los grandes nichos para la gestión de demanda en Canarias. **Si el usuario adquiere como hábito que el vehículo sea conectado tan pronto llega a destino o simplemente cada día, se garantizaría que las cargas puedan ser prácticamente siempre realizadas con cargadores lentos durante cortos espacios de tiempo.** En ese caso, la capacidad de gestión con el parque automovilístico previsto en Canarias sería de 1.264 MW con una gestión energética de hasta 2.528 MWh/día, lo que supone un potencial inmenso y realmente necesario para optimizar los costes en los sistemas eléctricos de Canarias.

En el sector industrial debe ser tenido en cuenta los nuevos consumos previstos en la industria química relacionada con la producción de combustibles renovables. Estos sistemas serán gestionables en la medida que así lo sea el hidrógeno renovable necesario para producir amoniaco para el sector marítimo y queroseno para la aviación.

Se muestra en la siguiente tabla un resumen de los ratios de capacidad de gestión de demanda conforme al análisis en detalle expuesto en el apartado 5.3 de este documento.

Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía		
Sector	Uso final	Gestionabilidad
Residencial	Termos eléctricos	25%
	Aires acondicionados	5%
	Electrodomésticos con función diferida	15%
	Electrodomésticos con función continua	13%
	Total general	58%
	Total realista	30%
Comercial y turístico	Climatización	6%
	Agua Caliente Sanitaria	2%
	Alumbrado	0%
	Total general	8%
	Total realista	6%
Tratamiento del agua	Desalación	15%
	Sistemas de bombeo de agua	10%
	Tratamiento de aguas residenciales	15%
	Total general	40%
	Total realista	15%
Vehículo eléctrico	Vehículo eléctrico	20%
	Total general	20%
	Total realista	20%
Industria química	Generación de combustibles sintéticos	40%
	Total general	40%
	Total realista	40%

Tabla 63 Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía

Por otra parte, usando como referencia los datos recabados del Anuario Energético de Canarias y la estimación de demanda realizada para los años de referencia (considerados en este caso 2030 y 2040), se estima la demanda eléctrica por subsectores. Teniendo en cuenta esa distribución, posteriormente se realizó una proyección de la demanda eléctrica que podría ser gestionable conforme a los sistemas descritos.

Estimación de la capacidad de gestión para los años 2030 y 2040												
Año	Demanda	Sector	Tipo de uso	G. Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	
2030	Demanda tendencial	Residencial	Termos eléctricos	216,54	296,07	67,43	45,42	24,56	6,89	3,55	660,47	
			Resto residencial	43,31	59,21	13,49	9,08	4,91	1,38	0,71	132,09	
		Comercial	Climatización	27,74	30,82	5,91	4,91	1,39	0,18	0,16	71,10	
		Turístico	Climatización	18,98	32,61	12,69	10,13	0,99	0,32	0,03	75,75	
		AAPP*	EDAM	30,64	8,98	8,27	4,12	0,00	0,00	0,20	52,21	
			Bombeo	61,28	17,96	16,55	8,24	0,00	0,00	0,39	104,42	
	Total				398,5	445,7	124,3	81,9	31,8	8,8	5,0	1.096,0
	Vehículo eléctrico				85,4	95,0	20,0	10,4	9,0	2,2	1,6	223,6
	Combustibles renovables				3.414,4	4.870,4	234,8	127,6	60,0	27,2	23,2	8.757,6
	Total demanda eléctrica				483,9	540,7	144,3	92,3	40,8	11,0	6,6	1.319,6
Demanda eléctrica + Combustibles verde				3.898,3	5.411,0	379,1	219,9	100,8	38,2	29,8	10.077,2	
2040	Demanda tendencial	Residencial	Termos eléctricos	237,33	343,56	76,57	53,08	27,97	7,85	4,20	750,55	
			Resto residencial	94,93	137,42	30,63	21,23	11,19	3,14	1,68	300,22	
		Comercial	Climatización	30,40	35,76	6,71	5,73	1,58	0,21	0,19	80,58	

	Turístico	Climatización	20,81	37,84	14,41	11,84	1,12	0,37	0,03	86,42
	AAPP*	EDAM	64,86	19,53	18,37	9,09	0,00	0,00	0,41	112,27
		Bombeo	64,86	19,53	18,37	9,09	0,00	0,00	0,41	112,27
		EDAR	32,43	9,77	9,19	4,54	0,00	0,00	0,21	56,13
	Total			545,6	603,4	174,3	114,6	41,9	11,6	7,1
Vehículo eléctrico			286,6	328,0	57,6	38,0	29,2	6,2	3,6	749,2
Combustibles renovables			8.869,8	12.149,2	758,4	412,1	193,8	87,9	74,9	22.546,0
Total demanda eléctrica			832,2	931,4	231,9	152,6	71,1	17,8	10,7	2.247,6
Demanda eléctrica + Combustibles verde			9.702,0	13.080,6	990,2	564,7	264,8	105,6	85,7	24.793,6

Tabla 64 Estimación de la capacidad de gestión para los años 2030 y 2040

Para el horizonte hasta el año 2030, en el sector residencial se ha optado por priorizar la gestión de demanda asociada a los termos eléctricos dado que se considera la opción de gestión más factible en el corto plazo de tiempo. A eso se uniría la gestión de electrodomésticos con función diferida (lavadoras, secadoras y lavavajillas). De los 1.319,6 GWh de carácter gestionable, el termo eléctrico supondría el 50% de la capacidad, seguido del vehículo eléctrico con un 17%. La gestión de demanda de electrodomésticos con función diferida asume un 10%, seguido del control de la climatización del turismo (6%), control de la climatización del comercio (6%) y otro 12% de la capacidad de gestión asociado al tratamiento del agua.

Para el año 2040 el vehículo eléctrico tendría la misma importancia en la gestión de demanda que los termos eléctricos suponiendo ambos un 33% de la capacidad total, cifrada en 2.247,6 GWh. El resto de mecanismos asociados al sector residencial también tendrían cierta importancia con un 13% del total, seguido de la climatización en comercios (4%) y en el turismo (4%). Los procesos para el tratamiento del agua supondrían el restante 12%.

La producción de combustibles sintéticos permitiría incrementar de una manera muy significativa las posibilidades de gestión de demanda en Canarias. Es importante tener en cuenta que no toda la demanda eléctrica asociada a este subsector puede ser gestionada. Si bien en la producción del hidrógeno y otros productos necesarios como el nitrógeno sí es viable técnicamente el trabajo a cargas parciales entre 100% - 20%, otras demandas como los reactores difícilmente pueden gestionarse. Aun así, sólo en la producción del hidrógeno se focaliza más del 70% del consumo eléctrico asociado a la producción de combustibles como el amoníaco o el queroseno. A la vista de lo comentado se consideró que la capacidad de gestión de demanda eléctrica de esta industria podría tomar como un valor realista una cifra del 40%. Necesariamente, partiendo de la premisa de que todos los combustibles deben ser producidos con energías renovables la gestión mencionada es una condición obligatoria.

En la última etapa del diagnóstico se distribuyó la capacidad de gestión en el ámbito geográfico usando como referencia la red AMI propuesta. Conforme con los resultados obtenidos, parece lógico que la demanda gestionable sobre el total formado por la demanda tendencial y la derivada del vehículo eléctrico alcance un 9,1% en el año 2030 y que posteriormente se amplíe hasta el 12,6%. En valores absolutos, se gestionaría en el año 2030 hasta 768 GWh/año, mientras que para el año 2040 ascendería hasta los 1.516 GWh.

Si tomamos como referencia un sistema de almacenamiento energético con baterías de Lito Ion, esa capacidad de gestión se equivaldría a una batería de 256 MW/768 GWh en el año 2030 y de 505 MW/1.516 GWh en el año 2040. Naturalmente, la gestión de demanda asume un desafío técnico equivalente al necesario en la instalación de sistemas de almacenamiento energético, pero se evitan ciertos problemas como los desafíos territoriales para la instalación de las baterías (aproximadamente 300 contenedores de 20 pies con baterías tradicionales) o medioambientales como la gestión de residuos al acabar su vida útil. Adicionalmente, repercute directamente en la economía del usuario y es incluso el propio usuario el que tendría incentivo para la instalación de estos sistemas.

La inversión total sería en este caso de aproximadamente 545 M€ pero con ahorros anuales de 19,2 M€ en 2030 y 37,9 M€ en 2040 lo cual marca la alta rentabilidad de esta opción tecnológica. El ahorro se computa como reducción de la factura eléctrica del usuario aunque incluso se podría considerar otros aspectos como la reducción de emisiones contaminantes dado que se atiende mayor demanda con energías renovables o incluso la aplicación de políticas de corte sobre la generación no gestionable.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Canarias								
Municipio	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
Tenerife	3.595.871,2	5.245.270,9	311.665,2	663.274,8	400.790,0	267,3	7.802,8	16.605,7
La Palma	261.202,3	392.303,8	35.256,4	80.172,9	35.341,0	22,9	882,7	2.007,2
Lanzarote	793.032,9	1.073.398,1	84.345,8	114.165,0	45.915,0	26,8	2.111,7	2.858,2
Fuerteventura	638.393,0	875.167,9	55.468,6	76.041,4	47.548,0	32,9	1.388,7	1.903,8
Gran Canaria	3.046.262,4	4.268.966,4	266.082,3	548.643,9	283.044,0	183,7	6.661,6	13.735,8
La Gomera	67.423,4	94.783,6	10.242,0	21.710,8	10.678,4	6,2	256,4	543,6
El Hierro	45.407,7	62.188,8	5.906,3	12.202,5	6.748,0	4,9	147,9	305,5
Canarias	8.447.592,9	12.012.079,4	768.966,4	1.516.211,2	830.064	545	19.252	37.960

Tabla 65 Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Canarias

En lo que se refiere a las redes NAN, existiría un total de 7.804 las cuales actuarían como centros de agregación de la demanda aguas abajo a efectos de la monitorización y actuación. Para la configuración de estas redes se sumaría a la cifra anterior 19,5 M€.

Distribución de redes NAN. Canarias					
Municipio	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
Tenerife	2.897	2.897	145,47	308,14	7.242.500 €
La Palma	393	393	100,87	229,05	982.500 €
Lanzarote	688	688	161,32	218,35	1.720.000 €
Fuerteventura	732	732	105,79	145,02	1.830.000 €
Gran Canaria	2.891	2.891	157,00	319,42	7.227.500 €
La Gomera	133	133	90,45	191,58	332.500 €
El Hierro	70	70	82,71	170,88	175.000 €
Canarias	7.804	7.804	843,60	1582,45	19.510.000 €

Tabla 66 Distribución de redes NAN. Canarias

6. SITUACIÓN DEL SECTOR

En el capítulo 5 se hacía un reconocimiento del sector de la gestión de demanda y las redes inteligentes según las condiciones particulares de cada isla del archipiélago. Este análisis debe además ser complementado con otros datos no necesariamente técnicos pero igual de importantes como por ejemplo la situación desde el punto de vista normativo o incluso los detalles correspondientes a las tarifas actuales y posibles mejoras para dar cobertura a las estrategias de gestión de demanda diseñadas.

6.1. Marco normativo aplicable

La legislación europea recoge desde hace tiempo con claridad la idea de que un sistema de distribución de energía inteligente es un pilar necesario para avanzar en el desarrollo de la generación renovable (distribuida) y en la eficiencia energética.

La Comisión Europea publicó en 2011 una comunicación titulada como “Smart Grids: from innovation to deployment” en la que se describía la red inteligente y sus beneficios, que tienen que ver con la comunicación directa entre consumidores, hogares o empresas, otros usuarios de la red y proveedores de energía. Asimismo, informaba que las redes inteligentes abrirán posibilidades para que los consumidores controlaran y gestionaran directamente sus consumos individuales, proporcionando, a su vez, fuertes incentivos para el uso eficiente de la energía si se combinan con precios de la electricidad dependientes del tiempo. Por tanto, preveía que en el futuro las redes inteligentes fueran una columna vertebral del sistema energético, permitiendo la gestión de cargas de los consumidores. Cargas como pueden ser los vehículos eléctricos, elemento clave para la gran integración renovable que se prevista en el futuro.

En 2011, la Comisión Europea también publicaba la “Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050”, que trataba temas relativos a las inversiones a realizar para la modernización de las redes e informa que los beneficios no siempre revierten en el operador de la red, sino en el conjunto de la sociedad (los consumidores, los productores y la sociedad en general: mayor fiabilidad de la red, seguridad energética y reducción de emisiones). Por ello, los trabajos que se realizaran debían considerar de qué manera el marco político podría promover esas inversiones a escala local, nacional y de la UE e incentivar este modelo energético.

La Comisión Europea también hacía pública una “Recomendación para el despliegue de los sistemas de contador inteligente”. En este documento se describía la red inteligente como una red energética mejorada con la adición de comunicaciones digitales bidireccionales entre el proveedor y el consumidor, contadores inteligentes y sistemas de seguimiento y control. Asimismo, establecía los requisitos funcionales mínimos comunes de los sistemas de contador inteligente para el cliente, el operador de medición, los aspectos generales del suministro de energía, la seguridad y la protección de datos y la generación distribuida.

Alineado con todo lo mencionado el Paquete de Invierno de la Unión Europea (Directiva (UE) 2018/2001), sobre el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables promovía el despliegue eficiente de las energías renovables y pedía que se establecieran objetivos de

flexibilidad para reducir el consumo y desplazar la demanda en función de la disponibilidad de energías renovables. Ajustar la oferta y demanda de energía en tiempo real es el resultado de la energía flexible al que se llega por las sinergias y la interacción del autoconsumo con almacenamiento, el punto de recarga para el vehículo eléctrico (VE) y las aplicaciones inteligentes para gestionar la demanda en el mismo centro de consumo.

Gestionar grandes recursos renovables en periodos de alta demanda o desplazar la demanda a periodos de mayor generación renovable rebaja considerablemente los costes energéticos, estabiliza la red eléctrica y desconecta el consumo y las emisiones del crecimiento económico. Pero el cambio más importante es que sitúa al consumidor en el centro del sistema energético, como único dueño de la energía flexible, y abre la competencia a millones de auto-generadores que rempazan el poder de mercado de las grandes eléctricas.

La Directiva (UE) 2018/2001 dedica un artículo (Art. 22) a las “Comunidades de energías renovables”, el cual establece entre otros derechos los de producir, consumir, almacenar y vender energías renovables, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable; compartir, en el seno de la comunidad de energías renovables, la energía renovable que produzcan las unidades de producción propiedad de dicha comunidad de energías renovables; acceder a todos los mercados de la energía adecuados tanto directamente como mediante agregación de manera no discriminatoria.

En el ámbito español, el artículo 49 de la “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico” modificado por el “Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica” dispone lo siguiente sobre la “Gestión de la demanda”:

“1. Las empresas eléctricas, los consumidores y el operador del sistema, en coordinación con otros agentes, podrán realizar y aplicar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica y que contribuyan a la optimización de la curva de carga y/o a la eficiencia y ahorro energéticos.

Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, bien directamente o a través de comercializadores o agregadores independientes, podrán participar, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción o gestión de la demanda de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.

2. Sin perjuicio de lo anterior, la Administración podrá adoptar medidas que incentiven la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energéticos, directamente o a través de agentes económicos cuyo objeto sea el ahorro y la introducción de la mayor eficiencia en el uso final de la electricidad.

[...]”

Cabe destacar la figura del “agregador independiente” que se define como “un participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente”, según la Directiva (UE) 2019/944 la Comisión Europea. **La figura de agregador independiente se hace necesaria con el desarrollo de la generación distribuida, pues permitirá gestionar la demanda eléctrica de manera flexible.** De hecho, esta Directiva

establece una serie de disposiciones específicas para fomentar la participación de la respuesta de demanda mediante agregación (Art. 17).

Se podría decir que la agregación de demanda es la agrupación de diferentes clientes “pequeños” dentro del sistema eléctrico, es decir, consumidores, comercializadora, distribuidor y productores, que participan en los mercados de electricidad de manera conjunta para lograr un beneficio común. Un adjetivo que define a esta figura es la flexibilidad, los participantes asumen variar en determinados momentos sus consumos/producción a cambio de una retribución económica.

En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) prevé un gran crecimiento de la generación renovable de electricidad, lo cual requiere la transformación del sistema energético, centralizado y unidireccional, en uno distribuido, multidireccional, inteligente y flexible, desarrollando el almacenamiento y servicios de flexibilidad, empleando herramientas como la digitalización de las redes, el almacenamiento y la gestión de la demanda.

En el marco de la presente Estrategia, el PNIEC incluye una medida específica para la gestión de la demanda, la “Medida 1.2. Gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad”. Esta presenta los objetivos de: **activar y promover la gestión de la demanda en diversos sectores (transporte, sector residencial, industrial y terciario); fomentar la participación ciudadana en la gestión de la demanda; impulsar la digitalización de los usuarios del sector energético.** Asimismo, para abordar dicha medida propone diferentes mecanismos de actuación que serán tenidos en cuenta para la determinación de las acciones necesarias en el marco de esta Estrategia. Entre los mecanismos propuestos en la Medida 1.2 del PNIEC destaca el de digitalización y gestión de las redes de transporte y distribución, que en el futuro deben ser capaces de llevar a cabo una efectiva gestión de la demanda e integrar nuevos servicios para los consumidores como son los sistemas inteligentes de recarga, el almacenamiento o los agregadores de demanda.

En el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España, publicado el 27 de abril de 2021, también está previsto orientar actuaciones e instrumentos en torno a las redes inteligentes mediante el impulso a la inversión en digitalización de las redes, y mejora de la infraestructura eléctrica para la integración de renovables. Para ello, se define la “Componente 8 Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento” que tiene el objetivo principal de asegurar la transformación del sistema energético para garantizar que sea flexible, robusto y resiliente, de modo que pueda estar basado fundamentalmente en energías renovables. Para ello, se promoverá la adaptación paulatina de las infraestructuras de red, así como su digitalización y el despliegue de herramientas que aporten flexibilidad, como el almacenamiento, para garantizar la seguridad y calidad del suministro. Esta componente 8 impulsará el “Desarrollo del marco normativo para la agregación, gestión de la demanda y servicios de flexibilidad para desarrollar un sistema energético inteligente y dinámico” en España y además prevé destinar inversión para la “Digitalización de las redes de distribución para su adecuación a los requerimientos necesarios para acometer la transición energética con el apoyo a la inversión en digitalización

para las redes de distribución de manera a adecuarlas a los requerimientos necesarios para acometer la transición energética”.

En el ámbito de Canarias, la presente Estrategia de Gestión de la Demanda y Redes Inteligentes ha tenido como fin último focalizar las posibilidades existentes en el archipiélago

se desarrolla como complemento estratégico en materia energética en base al resto de estrategias del sector de la energía de Canarias, a saber: la Estrategia de Autoconsumo Fotovoltaico, la Estrategia de Almacenamiento Energético, la Estrategia del Vehículo Eléctrico y la Estrategia del Hidrógeno.

6.2. Tarifas eléctricas

6.2.1. Tarifa eléctrica general

Desde el 1 de junio de 2021, se aplica la nueva estructura de peajes y cargos de los términos de energía y de potencia de la factura de electricidad, lo que afecta directamente al denominado Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), la tarifa eléctrica regulada. La curva de precios horarios es el resultado de sumar el coste de producción de la energía, los pagos por los peajes de transporte y distribución y por los cargos que corresponden por la energía consumida. El coste de producción está compuesto por el precio horario resultante del mercado diario de energía, operado por el Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE); los servicios de ajuste gestionados por Red Eléctrica de España en calidad de operador del sistema, además de otros costes recogidos en la normativa vigente.

El nuevo PVPC, en su nueva tarifa 2.0 TD, sustituye a las tres que existían hasta el 31 de mayo de 2021 (la tarifa por defecto, 2.0 A; la tarifa eficiencia dos periodos, 2.0 DHA, y la de vehículo eléctrico, 2.0 DHS) por una única, que cuenta con una discriminación horaria en tres periodos en los que la aplicación de peajes y cargos regulatorios variará:

Periodos y horarios del término de energía de la tarifa 2.0 TD		
Periodo	Horario	Descripción
Punta	De 10 a 14 h y de 18 a 22 h	Los peajes y cargos regulados serán más elevados.
Valle	De 0 a 8 h entre diario. Sábados, domingos y festivos todo el día.	Un impacto intermedio de los costes regulados.
Llano	De 8 a 10 h, de 14 a 18 h y de 22 a 24 h.	Los peajes y cargos serán más bajos.

Tabla 67 Periodos y horarios del término de energía de la tarifa 2.0 TD

Además, se permite contratar dos potencias distintas y cada una tiene su periodo horario. Esto tiene la ventaja de que si el usuario quiere poner más electrodomésticos de forma simultánea en las horas valle para ahorrar en sus facturas, puede aumentar la potencia en ese periodo y así no saltan los plomos, y en las horas punta dejar una potencia más baja para ahorrar en el fijo de la factura. Los horarios de potencia son los siguientes:

Periodos y horarios del término de potencia de la tarifa 2.0 TD	
Periodo	Horario
Valle	De 0 a 8 h entre diario. Sábados, domingos y festivos todo el día.
Punta	De 8 a 0 h.

Tabla 68 Periodos y horarios del término de potencia de la tarifa 2.0 TD

Estos nuevos periodos se aplican en el término de energía y en el término de potencia de la factura de electricidad de aquellos consumidores acogidos al PVPC en todo el territorio nacional, si bien en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla las franjas horarias se desplazan ligeramente. La figura siguiente muestra los precios del término de facturación de energía activa del PVPC 2.0 TD de Península, Baleares y Canarias del lunes día 13 de septiembre de 2021 (fuente: ESIOS).



Ilustración 120 Precios del término de facturación de energía activa del PVPC 2.0 TD de Península, Baleares y Canarias del día 13 de septiembre de 2021 (Fuente: ESIOS).

El nuevo sistema tarifario está planteado para lograr aplanar la curva de demanda, que por lo general tiene dos periodos de alta (uno al mediodía y otro por la noche) coincidentes con los periodos punta de la nueva tarifa en vigor. Este planteamiento está diseñado con el objetivo de influir en los consumidores que probablemente aumentarán sus consumos en los periodos de menor precio para reducir el precio de sus facturas eléctricas. De este modo, se consigue un aplanamiento de la curva de demanda. No obstante, esta tarifa no es flexible, en el sentido de que no concuerda con las características del futuro sistema energético a que se pretende llegar y que prevé una alta penetración de generación renovable. Por tanto, es probable que no sea sostenible en el futuro. Las energías renovables dependen de factores meteorológicos (el sol y el viento) que están en continuo cambio y que además son difíciles de predecir. Teniendo esto en cuenta, un sistema tarifario eficiente para lograr una correcta gestión de la demanda debería ser flexible para ajustarse a las contingencias de la generación renovable a lo largo del día. A modo de ejemplo, se presenta la generación eólica a lo largo de un día en la isla de Gran Canaria.



Ilustración 121 Curva de generación eólica del día 13 de septiembre de 2021 (Fuente: ESIOS)

Esto quiere decir que en horas o días en que haya déficit de generación renovable (la predominante en el futuro) se tendría que recurrir a la capacidad de los almacenamientos energéticos y a las políticas de gestión de la demanda implantadas para dar cobertura a la demanda.

En lo referente a la gestión de la demanda, que sitúa al consumidor como parte activa al tener **la capacidad de interactuar en el sistema de energía para posibilitar su gestión modificando sus consumos, si este no percibe un beneficio económico porque el sistema tarifario implantado no lo satisface, esta parte de gestión de demanda se verá mermada**. Por tanto, el sistema tarifario debería considerar esta teoría e incentivar el consumo en periodos de alta generación renovable, no en periodos fijos que no tienen en consideración este concepto. De este modo, **se aumentaría el consumo eléctrico y los almacenamientos en los periodos de alta generación renovable, aumentando además las reservas de energía para satisfacer las necesidades en los momentos de déficit de energía**. Así, se lograría una gestión eficiente, pues se dispondría de mayor recurso acumulado y los consumidores percibirían el beneficio económico al realizar sus operaciones de compra (en periodos de alto recurso renovable a un precio menor de la energía) y venta en el mercado eléctrico (en periodos de bajo recurso renovable cuando el precio de la energía es alto), permitiendo así dar respuesta a las necesidades del sistema energético.

A este respecto, cabría tener en cuenta que el sistema de tarifas a implantar debería considerar que todos los sistemas eléctricos son distintos y, por tanto, no tiene sentido establecer una única tarifa para todo el territorio Nacional y tampoco para toda Canarias, porque la estructura de generación renovable en cada isla es distinta. El sistema tarifario de una isla no debería ser equivalente al del sistema peninsular, un sistema eléctrico que se encuentra interconectado y que además presenta una estructura de generación distinta. Lo mismo se aplica para las distintas islas, pues, p.ej., unas contienen mayor posibilidad para explotar la solar fotovoltaica y la eólica, pero otras utilizarán casi exclusivamente la eólica. Por tanto, un sistema tarifario eficiente debería ser flexible, basarse en la generación renovable y estudiar el caso de cada sistema eléctrico independiente, que podría requerir un sistema tarifario específico.

6.2.2. Tarifas eléctricas para vehículos eléctricos.

Actualmente, existen estaciones de recarga para uso público de vehículos eléctricos ubicados en las islas de Canarias y además muchos consumidores optan por instalar puntos de recarga en empresas o viviendas. Por ello, numerosas compañías eléctricas incluyen en sus servicios, tarifas destinadas exclusivamente a la carga de vehículos eléctricos. La práctica totalidad de las tarifas eléctricas destinadas a coches eléctricos son tarifas con discriminación horaria en tres periodos (DHS).

Horarios de las tarifas para vehículos eléctricos	
Periodo	Horario
Punta	De 13:00 a 23:00h
Valle	De 23:00 a 1:00h y de 7:00 a 13:00
Supervalle	De 1:00 a 7:00h

Tabla 69 Horarios de las tarifas para vehículos eléctricos

A continuación, se detallan los precios medios (sin impuestos y con descuentos incluidos) de las tarifas eléctricas para coches eléctricos que ofrecen las compañías con mayor volumen de clientes de España:

Término de potencia	Término de consumo
0,1254 €/kW día	Punta: 0,169 €/kWh
	Valle: 0,1034 €/kWh
	Supervalle: 0,088 €/kWh

Tabla 70 Precios medios de las tarifas eléctricas para coches eléctricos en España.

En 2020, en Canarias se registró un total de 3.806 vehículos eléctricos y va en aumento con un total de 4.740 registrados en julio de 2021 (fuente: ISTAC). Una mayor integración del vehículo eléctrico en Canarias puede convertirse en una herramienta clave para mejorar la gestión de la demanda. El conocido como Vehicle-to-Grid (V2G), una tecnología innovadora basada en la gestión de la carga bidireccional, que transforma los vehículos eléctricos en grandes baterías móviles que interactúan inteligentemente con la red. En términos prácticos, los vehículos extraen energía para recargar durante períodos de menor consumo y devuelven la energía a la red cuando la demanda es alta, ayudando así a equilibrar la oferta y la demanda.

Considerando los planteamientos desarrollados en el apartado anterior, si los precios son ajustados según el grado de generación renovable disponible y no están formulados únicamente según unos periodos horarios fijos asociados a los hábitos actuales de consumo, se lograría una gestión de la demanda eficiente y sostenible.

6.3. Procedimientos de operación de los sistemas eléctricos insulares de Canarias

En los sistemas eléctricos de Canarias, Red Eléctrica de España (REE) ejerce el papel de operador del sistema. Como operador del sistema eléctrico canario, es responsable de gestionar la coordinación de los sistemas de generación y demanda asegurando las condiciones de equilibrio. Dicha gestión se realiza a tiempo real, manteniendo en equilibrio constante la generación y el consumo eléctrico así como verificando el cumplimiento de las condiciones de calidad y garantía del suministro.



Ilustración 122 Estructura de los sistemas eléctricos de Canarias. Fuente: REE

Los centros de control son los encargados de efectuar la supervisión del sistema eléctrico de forma coordinada con los centros de control de las empresas de generación y distribución de Canarias. En particular, se encargan de efectuar, entre otras, la supervisión del sistema eléctrico en tiempo real, las actividades de programación de la cobertura de la demanda, la gestión de los desvíos generación-demanda en tiempo real y el seguimiento y estudio de los trabajos en la red de transporte insular.

Los centros de control de la red son los puntos neurálgicos del sistema eléctrico desde donde se controla la distribución de la energía eléctrica desde la red de transporte hasta su consumo final. Conforme con el planteamiento propuesto en el diagnóstico de esta estrategia, **estos centros de control deberían centralizar el ámbito de actuación de las redes WAN, definiendo desde este nivel las actuaciones que deberían ser transmitidas a las redes NAN.** La red WAN recabaría los datos aportados por el conjunto de las redes NAN siendo plausible en su última iteración el telemando de estas redes comunitarias en función de las necesidades para la gestión de desvíos. Todas estas actividades requieren complejos procesos, soportados en potentes sistemas de información y de telecomunicaciones. Es importante tener en cuenta que todo ello se regula actualmente conforme con los procedimientos de operación aplicables a los territorios no peninsulares y los cuales se citan en la siguiente tabla.

Procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares	
Procedimientos de operación	Referencia
P.O. 1: Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares	Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19 Corrección de errores de varios porcentajes dentro del apartado 5.3.2 Criterios de seguridad ante contingencias del Anexo P.O. 1
P.O. 2.1: Previsión de la demanda	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 2.2: Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico	Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
P.O. 2.3: Programación del intercambio de energía por el enlace eléctrico entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular	Resolución de 24 de julio de 2012, BOE 10/08/12
P.O. 2.5: Planes de mantenimiento de las unidades de producción	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 3.1 Programación de la generación en tiempo real	Resolución de 11-12-2019, BOE 20/12/19
P.O. 3.4: Programación del mantenimiento de la red de transporte	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 3.6: Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06

P.O. 3.7 Programación de las instalaciones de producción de categoría B	Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
P.O. 5: Determinación y asignación de las pérdidas de transporte	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 7.1: Servicio complementario de regulación primaria	Resolución de 24 de julio de 2012, BOE 10/08/12
P.O. 7.2: Servicio complementario de regulación secundaria	Resolución de 24 de julio de 2012, BOE 10/08/12
P.O. 7.3: Servicio complementario de regulación terciaria	Resolución de 28 de abril de 2006, en BOE 31/05/06
P.O. 8.1: Definición de las redes bajo la gestión técnica de la operación del sistema y de las redes observables	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 8.2: Criterios de operación	Resolución de 24 de julio de 2012, BOE 10/08/12
P.O. 9: Información a intercambiar con el operador del sistema	Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
P.O. 10.1 Condiciones de instalación de los puntos de medida	Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
P.O. 10.2 Verificación de los equipos de medida	Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
P.O. 10.3: Requisitos de los equipos de inspección	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones	Resolución de 29 de diciembre de 2020, BOE 05/01/2021
P.O. 10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas	Resolución de 29 de diciembre de 2020, BOE 05/01/2021
P.O. 10.6 Agregaciones de puntos de medida	Resolución de 29 de diciembre de 2020, BOE 05/01/2021
P.O. 10.7 Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema	Resolución de 29 de diciembre de 2020, BOE 05/01/2021
P.O. 10.8 Códigos universales para puntos frontera de clientes y productores de régimen especial	Resolución de 16-11-2009, BOE 30/11/09.
P.O. 10.11 Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes	Resolución de 29 de diciembre de 2020, BOE 05/01/2021
P.O. 11.1: Criterios generales de protección	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 11.2: Criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 11.3: Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 12.1: Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de los sistemas eléctricos no peninsulares.	Resolución de 01-02-2018, en BOE 16/02/18
P.O. 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 14.1: Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema	Resolución de 10-12-2020, BOE 24/12/20
P.O. 14.3 Garantías de pago	Resolución de 01-06-2016, BOE 13/06/2016
P.O. 14.7 Expedición de facturas, cobros y pagos	Resolución de 28-07-2008, BOE 31/07/08. Incluye corrección de errores BOE 26/09/08
P.O. 14.9 Liquidación y facturación del servicio de interrumpibilidad prestado por consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción	Resolución de 27-02-2008, BOE 11/03/08
P.O. 14.10 Liquidación de la corrección de registros de medidas posteriores a la liquidación definitiva	Resolución de 24-01-2013, BOE 30/01/13
P.O. 14.12 Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor	Resolución de 08-06-2015, BOE 16/06/2015
P.O. 15: Singularidades en la aplicación de los procedimientos de operación a sistemas de tamaño reducido	Resolución de 28-04-2006, en BOE 31/05/06
P.O. 15.1 Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares	Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19

Tabla 71 Procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Fuente: REE

Los centros de control, debido a que constituyen un punto esencial dentro del sistema eléctrico, cuentan con una serie de medidas de protección orientadas a garantizar su funcionamiento mediante conmutación automática, con más de una fuente eléctrica para

conmutarlas en caso necesario; Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI), a través de baterías y otros elementos almacenadores de energía; y grupos electrógenos; que entran en funcionamiento si el corte de alimentación persiste. De esta manera, desde estos centros de control se lleva a cabo un exhaustivo trabajo de supervisión y monitorización de las líneas de Alta Tensión, Media Tensión, subestaciones o centros de transformación que conforman la red de Canarias para poder dar una respuesta inmediata si surge cualquier imprevisto.

En la actualidad, a través de los centros de control eléctrico de Canarias, REE supervisa, gestiona y controla la generación de los productores de energías renovables mayores de 1 MW instalados en el archipiélago canario. Además, hace de interlocutor único en tiempo real con cada uno de los centros de control de generación, habilitados por el operador del sistema, a los que están conectados dichos productores de energías renovables.

Un centro de control de generación (CCG) interlocutor de los Centros de Control de Red Eléctrica en Canarias (CC-CANARIAS) debe cumplir una serie de requerimientos técnicos y funcionales mínimos cuando dicho centro de control tenga adscritas unidades de régimen especial renovable no gestionable, de acuerdo con las “Especificaciones funcionales para el centro de control interlocutor de los centros de control de REE en Canarias” (Dirección de Red Eléctrica en Canarias, 21 de marzo de 2011). Para posibilitar la emisión de consignas en tiempo real por parte del operador del sistema, así como la supervisión y el control de la producción de régimen especial renovable no gestionable en Canarias, se precisa la agrupación de las instalaciones dentro de centros de control de generación, que actúan como interlocutores en tiempo real de los Centros de Control de Red Eléctrica en Canarias, ejecutando las instrucciones recibidas bien directamente o bien transmitiéndolas a los distintos propietarios que estén integrados en el mismo.

Por su condición de interlocutores básicos de la operación del sistema en tiempo real, los centros de control de generación están dotados de la infraestructura técnica y los recursos humanos adecuados para garantizar su funcionalidad 24 h/día todos los días del año y disponer de información en tiempo real de las instalaciones bajo su control, enviando esta información al operador del sistema a través de enlaces directos redundantes ordenador-ordenador. Los Centros de Control adecuarán su operación a lo establecido en los correspondientes Procedimientos de Operación.

El Centro de control de generación con interlocución con los centros de control del operador del sistema recibirá y procesará las consignas de potencia máxima producible enviadas por los sistemas de control de los CC-CANARIAS. El Sistema de Control del CCG enviará en tiempo real (periodicidad típica de 12 segundos), a los sistemas de control de los CC-CANARIAS, al menos, la información necesaria por cada una de las unidades de generación de potencia superior a 1 MW y potencia activa agrupada de las unidades de generación de potencia igual o inferior a 1 MW que se encuentre adscrito al CCG. Para ello, el Centro de Control de Generación deberá captar la información de cada una de las unidades de generación que se enviará posteriormente a los sistemas de control de los CC-CANARIAS. Adicionalmente, el CCG tendrá los siguientes requisitos:

- Estará conectado con los dos centros de control del operador del sistema en Canarias a través de líneas dedicadas punto a punto y con un ancho de banda que garantice el correcto intercambio de información (valor mínimo típico 256 kbps).
- Estará dotado de la infraestructura técnica y los recursos humanos necesarios para garantizar el funcionamiento 24 h/día todos los días del año y disponer de información en tiempo real de las instalaciones bajo su control, enviando esta información a los dos centros de control del operador del sistema en Canarias.
- Dispondrá de un sistema SCADA en funcionamiento 24x7, que cubra el fallo simple de un equipo o función, de manera que su disponibilidad anual sea la estándar de este tipo de Sistemas de Misión Crítica.
- El sistema de control deberá de disponer de la atención necesaria para que un problema que afecte a una función crítica pueda recibir atención en el plazo máximo de una hora.
- El protocolo de comunicación para el intercambio de información en tiempo real entre el Centro de Control de Generación y el Centro de Control de REE será el ICCP (IEC-60870-6-503. TASE 2). Los bloques a implementar de este protocolo serán los denominados 1 y 2. El centro de control de generación deberá comunicar por ICCP simultáneamente con los dos centros de control del operador del sistema en Canarias, si bien recibirá las consignas desde el centro de control que designe el operador del sistema en cada momento.

Por otra parte, REE publicó el 15 de enero de 2021 la “Especificación técnica: Enlaces para el intercambio de información en tiempo real con el OS” donde se describe los requisitos técnicos para el establecimiento de los enlaces que permiten el intercambio de información en tiempo real entre un centro de control y el OS. Esta especificación aplica a la instalación y a cualquier tipo de cambio posterior a la puesta en servicio de los equipos, el software, la configuración o las líneas redundantes que forman parte de los enlaces a establecer entre los sistemas informáticos del OS y los sistemas informáticos de todos los Centros de Control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS.

Sobre la “Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico”, el Procedimiento de Operación 2.2 analiza la cobertura de la demanda de los sistemas eléctricos no peninsulares (SENP) y programa los recursos de generación precisos para lograr dicha cobertura con el menor coste posible, respetando los criterios de seguridad y calidad de servicio contenidos en el procedimiento de funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares (P.O. 1 de los SENP.). Este procedimiento engloba los procesos para la cobertura de cada uno de los sistemas de los SENP, en sus horizontes temporales anual, semanal, diario e intradiario.

En cuanto a la “Programación de la generación en tiempo real”, el Procedimiento de Operación 3.1 sobre tiene por objeto establecer el proceso para la resolución de los desvíos en tiempo real entre generación y consumo, así como la resolución de las restricciones técnicas que puedan aparecer en los sistemas eléctricos no peninsulares (SENP). Este procedimiento permite identificar y resolver los desvíos que puedan existir entre la generación y el consumo programados y los que realmente se produzcan para garantizar la cobertura de la demanda de cada sistema de cada SENP. Los titulares de las instalaciones de producción deberán

comunicar, tan pronto como sea posible, todas las indisponibilidades o necesidades de programas ajenos a despacho económico que se presenten en instalaciones de producción, explicitando su duración prevista.

Todos los aspectos anteriormente comentados serían de aplicación para los centros de control de generación. Sin embargo, también existe un procedimiento específico para la gestión del consumo eléctrico. Así pues, REE existe la existencia de una red de comunicación con las comercializadoras, las cuales deben comunicar cualquier variación respecto a lo programado para cada horizonte temporal.

El operador del sistema efectuaría previsiones de la demanda, de producción de las instalaciones que corresponda, y que, junto con la información comunicada de indisponibilidades y necesidades de programas ajenos a despacho por los titulares de las instalaciones de producción, daría lugar a la estimación de los desvíos previstos hasta el final del periodo de programación. Para desvíos de generación-consumo de duración prevista inferior a dos horas o sobrevenidas en tiempo real, el operador del sistema hará uso de la reserva terciaria disponible con el criterio de mínimo coste y siempre que no se generen restricciones de red. La programación de reserva terciaria podrá realizarse para el siguiente periodo horario completo, o programación intrahoraria.

Gracias al avance en la mejora y digitalización de la red de distribución de Canarias, **con la incorporación de telemandos que permiten el control remoto, desde los centros de control de la red eléctrica se puede realizar una actuación inmediata ante cualquier incidencia, disminuyendo notablemente el tiempo de respuesta, y repercutiendo positivamente en la calidad de suministro de los clientes.**

Los telemandos son unos elementos que permiten mejorar la gestión de las redes eléctricas a través de la automatización. Desde el Centro de Control de la Red, se monitoriza permanentemente el estado de cada instalación (líneas de Media Tensión, subestaciones y centros de transformación). Desde este puesto se accionan estos elementos a distancia cuando se detecta alguna anomalía, lo que permite identificar con mayor precisión y rapidez el punto donde se origina una avería, aislarlo para evitar afectar a todos los clientes que se suministran desde esa instalación y acortar los tiempos de respuesta; de este modo, se mejora la continuidad y calidad del suministro eléctrico a los clientes. Gracias a estos telemandos, se consigue mejorar la operatividad y la capacidad de maniobra de la red de distribución de energía eléctrica lo que redundará en el incremento de la calidad del servicio.

Otro de los elementos clave en el proceso de digitalización es la sensorización de centros de transformación. El despliegue de sensores permite monitorizar el estado de los transformadores y las redes de baja tensión, vigilando la evolución de parámetros como las tensiones y las temperaturas, para controlar su correcto funcionamiento y conseguir una gestión digital preventiva y predictiva de estos activos.

Además de lo anterior, **la modernización de subestaciones con la instalación de sistemas de comunicación para su gestión integrada es otro elemento clave. La digitalización e integración de sistemas, contadores inteligentes, etc. ayuda a reforzar la seguridad del suministro y mejora la calidad del servicio.**

Las iniciativas para digitalizar la red de distribución permiten seguir aumentando el nivel de automatización y digitalización de la red para reforzar la seguridad del suministro, mejorar la calidad del servicio y responder a las futuras demandas de los clientes. Es necesario invertir en la modernización y desarrollo de nuevas infraestructuras, como las redes inteligentes, que son capaces de adaptarse con mayor eficacia a las necesidades de los usuarios.

De todo lo anterior, se puede concluir que los procedimientos de operación ya marcan una serie de criterios técnicos que deben ser considerados para permitir la comunicación a tiempo real con funciones de telemedida y gestión remota. Si bien en la actualidad la mayor parte de estos requisitos se han establecido para generación, muy probablemente no sería muy distinto para la configuración de redes WAN bidireccionales. Por ello, se considera que no es necesario realizar una adaptación profunda de los mecanismos de telegestión y que en todo caso, no será nada muy diferente a lo ya implementado.

7. HOJA DE RUTA DE LA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DE DEMANDA Y REDES INTELIGENTES

7.1. DAFO

Este análisis DAFO (Debilidades – Amenazas – Fortalezas – Oportunidades) tiene por objetivo el diagnóstico de la situación actual relacionada con la gestión de la demanda y las redes inteligentes de las Islas Canarias. El análisis se nutre de todas las conclusiones que han sido formuladas a lo largo de la sección de diagnóstico de este documento, tratando en la medida de lo posible de dar señales objetivas de todos los elementos detectados en este estudio.

Los cuatro elementos que constituyen el DAFO se pueden agrupar en:

- **Factores internos:** Las Fortalezas y Debilidades.
- **Factores externos:** Las Oportunidades y Amenazas.

Se conoce como factores internos al conjunto de variables que, pertenecientes al sector de autoconsumo de energía en Canarias, puedan clasificarse como positivas (Fortalezas) o negativas (Debilidades).

Por otra parte, se consideran factores externos al conjunto de aspectos sobrevenidos que pueden originar consecuencias positivas (Oportunidades) o negativas (Amenazas) sobre el sector analizado en lo referente a las cuatro dimensiones básicas externas: ámbito social, político, económico y tecnológico.

Este análisis es útil para identificar elementos que ayuden a definir una estrategia efectiva que se materializará a través de un plan de acción (apartado 7.4).

En los siguientes subapartados se presentan las matrices de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades. Se han detectado un total de 12 debilidades, 9 amenazas, 28 fortalezas y 16 amenazas, lo que proyectan un total de 65 elementos de diagnóstico.

7.1.1. Debilidades

Debilidades		
DAFO	Elemento	Descripción
D01	Falta de información y concienciación de la ciudadanía sobre las ventajas de la gestión de demanda	Ante la urgencia de la crisis climática, la ciudadanía ya se está concienciando sobre aspectos tales como de las ventajas e implicaciones del uso de las energías renovables o los buenos hábitos de consumo como herramienta para alcanzar la transición energética. Sin embargo, todavía existe una gran desinformación en cuanto al papel activo que los usuarios pueden llevar a cabo en este proceso.
D02	Falta de formación de una parte de la población en el manejo de Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC)	Muchas personas mayores sienten incertidumbre ante las nuevas tecnologías por causas como el desconocimiento, la dificultad de uso, la sensación de desfase o la omisión de los ancianos de la sociedad de consumo. Estos motivos hacen que exista una brecha digital debido a que por lo general las TIC están desarrolladas para personas con cierto grado conocimiento o facilidad de uso de estas nuevas tecnologías.
D03	Baja estandarización de protocolos de comunicación para la gestión en electrodomésticos y otros dispositivos de la red doméstica	A pesar de que el canal de comunicación utilizado siempre suele ser el mismo (red WiFi creada en la vivienda), la no existencia de un protocolo de comunicación unificado dificulta la integración de electrodomésticos y demás dispositivos en una misma red inteligente.
D04	Adquisición de dispositivos adicionales en el nivel de red NAN	Para hacer posible la capacidad de control avanzada mediante PLC se ha propuesto el uso de un Gateway en cada instalación de usuario sirviendo de puente entre protocolos estándares (Modbus, Zigbee) y el protocolo Meters & More (usado en los contadores instalados por e-distribución en Canarias).
D05	Necesidad de actualización de los controladores o servidores de la red NAN	La tecnología PLC ya está siendo usada para recabar medidas de los usuarios en los contadores inteligentes de Canarias, aunque por el momento no se ha implementado capacidad de control avanzada, para lo cual sería necesario realizar la actualización de los controladores o servidores de la red NAN pero más que nada a nivel de software dado que ya no sólo se recibiría información sino que habría una comunicación bidireccional.
D06	Inversión reciente en telemedida pero dejando de lado la telegestión	En la actualidad la red eléctrica insular de Canarias está prácticamente monitorizada en su totalidad para recabar los datos de consumo y detalles generales de la operación de la demanda. Sin embargo, la telegestión no ha sido potenciada hasta la fecha, lo que requeriría una actualización no sólo desde el punto de vista software sino incluso en el hardware utilizado.
D07	Alcance de redes WiFi	Generalmente una red WIFI convencional tiene un alcance de aproximadamente 10-15 metros y suele influir aspectos como la existencia de muros que pueden reducir el alcance de la señal. Para ello hay dispositivos extensores de red a través de WIFI o incluso PLC pero cada edificio presenta una problemática singular y esto complica la estimación del coste de inversión. La gestión de demanda a nivel de usuario sólo supone una inversión inferior a 500 € en el sector residencial, pero un sistema PLC puede aumentar la inversión en unos 80 €, lo cual es una cifra importante en término relativos al total de la inversión.
D08	Gestión de la información en redes HAN	Una amplia mayoría de los dispositivos como interruptores inteligentes implementan algoritmos de envío de los datos a servidores centrales de la misma compañía que desarrolla el dispositivo y no ofrecen la opción de desactivar ese envío de información sin que ello suponga una pérdida de datos. Esta circunstancia tampoco lo indica en las características, lo cual supone que siempre se compre a ciegas.
D09	Algoritmos de gestión	Se han propuesto en el marco de proyectos numerosos algoritmos de gestión para redes HAN, NAN y WAN, pero tampoco existe estandarización al respecto lo que producirá que en los primeros

		años distintas empresas traten de marcar su referencia y los dispositivos de toda la red con toda probabilidad deberían ser del mismo fabricante. Esa baja estandarización afectaría principalmente al mantenimiento de los sistemas.
D10	Gestión de demanda en la desalación	La desalación se plantea como unos de los subsectores en los que sería viable la aplicación de mecanismos de gestión de demanda. No obstante, esto choca con la política que generalmente suele considerarse en este sector de reducir lo máximo posible el coste por metro cúbico de agua producida ya que obligaría en ciertos instantes a parar la producción.
D11	Gestión de demanda en el sector industrial	En el sector industrial no está del todo claro los consumos a los cuales se puede aplicar gestión de demanda y, generalmente, se requiere de un estudio específico por industria dada la alta heterogeneidad del sector.
D12	Operación de las redes inteligentes tras un cero eléctrico	Tras un cero eléctrico una comunicación basada en red WIFI necesitaría de un tiempo para volver a estar activa. En instalaciones de gran tamaño siempre se puede optar por la instalación de una UPS, pero eso no ocurriría en un consumidor doméstico o incluso puede que tampoco ocurra en otros subsectores como el comercial. Los equipos deben entrar en funcionamiento de manera automática sin la actuación por parte del usuario.

Tabla 72 Análisis DAFO. Debilidades

7.1.2. Amenazas

Amenazas		
DAFO	Elemento	Descripción
A01	Falta de legislación sobre la Gestión de la Demanda	Las Directivas europeas establecen objetivos relacionados con la gestión de la demanda. No obstante, en España no hay un marco regulatorio y normativo totalmente definido que defina este concepto en profundidad. El artículo 49 de la Ley del Sector Eléctrico trata sobre la gestión de la demanda. No obstante, convendría completar las definiciones y procedimientos necesarios para desarrollar las actuaciones que se han de llevar a cabo en el futuro en esta línea.
A02	Falta de legislación sobre las Redes Inteligentes	Las Directivas europeas establecen objetivos que promueven el cambio de las redes convencionales a redes inteligentes. No obstante, no existe legislación en España sobre cómo alcanzar ese objetivo, lo cual puede influir negativamente durante el desarrollo de las actuaciones en la línea de esta Estrategia.
A03	Falta de normativa sobre el sistema inteligente de gestión de carga (SIGC) del vehículo eléctrico	La falta de definición de las funcionalidades y características del sistema inteligente de gestión de carga (SIGC), así como la implicación de su instalación, supone una incertidumbre para la gestionabilidad del vehículo eléctrico.
A04	El precio de la energía, único para todo el territorio nacional	El precio de la energía es único para todo el territorio nacional, existiendo una única casación de mercado para el ámbito ibérico el cual se opera por la OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad). Bajo el mercado energético actual, en Canarias se da el caso de que aunque un usuario aplique correctamente políticas de gestión de demanda situando el consumo en las horas en las que existe exceso de generación renovable, si ese exceso de generación se produce en horas no catalogadas como valle, se le estaría penalizando con un precio de compra de energía más cara.
A05	Ciberseguridad	La existencia de ataques cibernéticos es prácticamente inevitable. Por ello, se debe recurrir a la aplicación de controles tanto hardware como software para asegurar que en caso de ataque se establezcan las protecciones adecuadas evitando males mayores (ver apartado 5.2).
A06	Falta regulación legislativa sobre las comunidades energéticas	No existe ningún reglamento en España que regule las comunidades energéticas. Una norma técnica relativa a comunidades energéticas es clave para garantizar la seguridad jurídica tanto desde el lado de la administración como desde la perspectiva del usuario, clarificando cuál debe ser el protocolo para la gestión de autorizaciones o incluso los límites de aceptabilidad de esta solución de generación distribuida.
A07	Integración descontrolada del vehículo eléctrico y medidas de gestión de demanda	La integración masiva de vehículos eléctricos puede suponer una amenaza para los sistemas eléctricos de Canarias. El vehículo eléctrico provocará un aumento de la demanda eléctrica.
A08	Priorización de otras estrategias de gestión de vertidos	En la actualidad parece que el foco en la gestión de la generación no gestionable se centraliza en el almacenamiento energético. Sin embargo, la gestión de demanda podría ser una alternativa de menor impacto y directamente asociada con las políticas de transición justa y protección del consumidor. Este hecho puede

		restar fondos dedicados en Canarias a la gestión de demanda, sólo planteándose como una política de carácter secundaria.
A09	Necesidad de predicciones energéticas las cuales deberían ser publicadas	Conviene que para llevar la gestión a tiempo real de las instalaciones de gestión de demanda, se implementen algoritmos de predicción que ayuden a definir las horas en las cuales se podría consumir energía de manera preferente.

Tabla 73 Análisis DAFO. Amenazas

7.1.3. Fortalezas

Fortalezas		
DAFO	Elemento	Descripción
F01	Compromiso con las energías renovables	Desde Canarias se apuesta por la generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables. En la actualidad, el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan) y la Estrategia de Autoconsumo Fotovoltaico de Canarias establecerán las bases para llevar a cabo las actuaciones en esta línea para lograr la descarbonización de Canarias.
F02	Compromiso con el almacenamiento energético	En Canarias, se apuesta por el almacenamiento energético en los distintos niveles (usuario, distribuido y a gran escala) como se plasma en la Estrategia de Almacenamiento Energético de Canarias donde se estudian las distintas opciones de almacenamiento energético viables en Canarias. En este contexto, cabe destacar la central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria, que en la actualidad está en fase de tramitación administrativa para la ejecución de las obras. Este proyecto supondrá una infraestructura de almacenamiento de energía para mejorar la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de las energías renovables en la isla de Gran Canaria.
F03	Compromiso con el vehículo eléctrico (VE)	Los vehículos eléctricos ofrecen flexibilidad al sistema eléctrico gracias a la capacidad de los usuarios de gestionar la demanda de los vehículos eléctricos según sus necesidades. De esta forma, se realiza la recarga de los vehículos cuando los precios de la electricidad son más reducidos, o ante señales que puedan recibir del sistema eléctrico. En Canarias, se promueve el uso del vehículo eléctrico. La Estrategia del Vehículo Eléctrico de Canarias prevé una integración progresiva del VE en Canarias en los próximos años. Este aumento debe llevarse a cabo de manera controlada. Por ello, se deben establecer mecanismos adecuados de gestión de la demanda eléctrica, pues si no es así el aumento de la demanda eléctrica como consecuencia de la integración masiva y descontrolada del VE supondría nuevos retos para el sistema eléctrico. Esta Estrategia propone las redes inteligentes para el desarrollo de nuevos servicios orientados a los clientes. En este sentido, destaca la integración de gestión inteligente para la transacción de energía del vehículo a la red o V2G.
F04	Existencia comercial de los medios técnicos necesarios	El sistema de gestión inteligente de demanda que se ha propuesto en el presente documento está conformado por dispositivos que se pueden encontrar fácilmente en el mercado y además se complementarían adecuadamente con la tecnología de las instalaciones existentes en Canarias, como son los enchufes inteligentes, los ordenadores de placa reducida (sector doméstico) o los ordenadores industriales (sector comercial e industrial).
F05	Coste asequible de los dispositivos de gestión inteligente a instalar y aprovechamiento de tecnologías ya instaladas en los edificios	Los dispositivos propuestos para la implantación del sistema inteligente de gestión de demanda presentan un coste asequible para cualquier consumidor. Además, se proponen alternativas para la conexión en red entre los dispositivos como es la WIFI local (la misma que actualmente se usa en los hogares canarios para la conexión inalámbrica a internet), que no supone un coste adicional en la implementación del sistema.
F06	Disponibilidad de empresas especializadas	En Canarias, hay empresas especializadas en domótica, automatización industrial y Tecnologías de la Información (TIC) que posibilitarían la instalación y mantenimiento de los sistemas de gestión inteligente.

F07	Experiencia de proyectos de investigación desarrollados con anterioridad	ENERMAC y H2020 TILOS son proyectos de investigación desarrollados con anterioridad que incluyen sistemas para la gestión de la demanda.
F08	Experiencia en el uso y tratamiento del agua y las iniciativas para la reducción del consumo energético las plantas industriales	El consumo energético es el mayor coste para las estaciones del sector del agua. Por ello, continuamente se desarrollan nuevas soluciones para reducir el consumo energético de estas plantas industriales. En Canarias, la gran experiencia en desalación de agua y las iniciativas de emprendimiento en materia de eficiencia energética por parte de las empresas impulsarán el desarrollo de mecanismos de gestión de demanda que permitirán la optimización del consumo energético de estas plantas industriales.
F09	Investigación	Canarias cuenta con instituciones donde se desarrollan actividades de investigación. Cabe destacar las universidades públicas de Gran Canaria y Tenerife y los Parques Tecnológicos de Fuerteventura, Gran Canaria y Tenerife. Estas instituciones podrían dar soporte a las actividades relacionadas con la investigación.
F10	Contadores inteligentes instalados en los edificios	La mayoría de edificios canarios actualmente tienen instalados contadores inteligentes que permiten la medición real del consumo de electricidad de forma remota. Elemento que integrado en el sistema de gestión inteligente proporcionará registros fiables y la capacidad de gestión y monitorización.
F11	Empleabilidad	La implantación de sistemas para la gestión de la demanda eléctrica y la digitalización de las redes favorecerá el aumento de empleo en Canarias.
F12	Canarias como laboratorio natural para ensayar los sistemas de gestión inteligente de demanda	Las redes eléctricas de Canarias, débiles por naturaleza, suponen un marco idóneo para la búsqueda de soluciones innovadoras en la integración de sistemas de gestión inteligentes de demanda energética.
F14	La existencia de infraestructura de redes PLC en Canarias	La tecnología PLC ya está siendo usada para recabar medidas de los usuarios en los contadores inteligentes de Canarias, aunque por el momento no se ha implementado capacidad de control avanzada.
F15	Existencia de soluciones alternativas a las comunicaciones por redes PLC a nivel de red NAN	Los datos expuestos en el apartado 4.3.2 demuestran que las conexiones Narrowband son una alternativa inalámbrica adecuada para avanzar en el concepto de red inteligente y, especialmente, en el ámbito de las conexiones NAN donde dichos sistemas presentan una enorme potencialidad. Esta solución está especialmente desarrollada para la instalación de dispositivos en ciudades inteligentes, entornos industriales, residenciales o incluso explotaciones agrícolas donde además se puede operar de una manera robusta en regiones remotas exigentes gracias a su gran alcance así como otros beneficios entre los que destacan los largos ciclos de vida útil de los dispositivos o el bajo coste en el despliegue de sensores de manera masiva.
F16	Mayor control de la demanda en el nivel WAN	En el nivel WAN, el operador tiene el control sobre la generación renovable con potencia superior a los 500 kW, lo cual brinda de una capacidad de control máxima para asegurar que la mayor parte de la demanda posible es atendida con energías renovables. Este desplazamiento de cargas a horas en las que la producción es máxima viabiliza la instalación de parques eólicos y plantas fotovoltaicas cuyos promotores estarían mucho menos afectados por políticas de corte durante las cuales no se produciría energía por contingencias del sistema (cumplimiento del procedimiento de operación 12 de los sistemas eléctricos no peninsulares). De otra parte, el usuario estaría consumiendo una energía más barata y los costes de explotación del sistema también serían inferiores. Finalmente, a sabiendas de que existirían múltiples micro-consumos en comparación con el tamaño del sistema eléctrico, esa disponibilidad de regulación es ampliamente útil para un

		control en detalle de las demandas.
F17	Numerosas aplicaciones en las que hacer uso de gestión de demanda en Canarias	En apartado 5 sobre diagnóstico del potencial de la gestión de demanda y las redes inteligente se analiza las distintas aplicaciones en las que hacer uso de mecanismos para la gestión de demanda en distintos sectores (doméstico, movilidad, industrial, agua, etc.). Como se puede apreciar, la gestión de demanda se puede aplicar en un gran número de sectores en Canarias.
F18	Aumento de la concienciación de la ciudadanía en la gestión de demanda para reducir su factura eléctrica	Generalmente, este tipo de actuaciones de gestión de demanda tienen como aspecto positivo que el usuario es más consciente de la realidad del sistema energético, siendo partícipe y afectando sus decisiones al ahorro o aumento de su factura eléctrica en una solución que en todo caso reduciría el precio de la energía respecto al consumo directo desde la red.
F19	Control de potencia reactiva a nivel de gestor de comunidad energética	El control a nivel de gestor de comunidad energética tiene la ventaja de permitir la gestión no sólo de la potencia activa, sino también de la potencia reactiva. El control de la potencia reactiva es importante para evitar apagones y mejorar la calidad del suministro asegurando que los dispositivos conectados a la red no se deterioran precipitadamente.
F20	Tiempos de instalación reducidos	Generalmente se trata de soluciones Plug & Play o de baja necesidad de actuación por parte del usuario, lo que permite que el proceso de instalación sea muy rápido.
F21	No afección territorial	La gestión de demanda se lleva a cabo generalmente en las instalaciones de los usuarios, por lo cual no necesita grandes demandas ocupacionales en las zonas en las cuales se establecen.
F22	Previamente ya ha sido configurada una red NAN para telemedida	Ya existe una experiencia semejante acometida en gran escala en Canarias con el establecimiento de los contadores inteligentes en la de distribución. Esta red también podría ser usada para favorecer la telegestión de instalaciones según lo planteado.
F23	Garantía de suministro renovable	En ciertas aplicaciones como la producción de combustibles sintéticos o los vehículos eléctricos se necesita que toda la energía con la que se atiende el suministro tenga procedencia renovable. Los mecanismos de gestión de demanda se hacen indispensables en la situación particular de Canarias donde la mayor parte del recurso renovable existente es de carácter no gestionable.
F24	Trazabilidad de la energía	Los conceptos de redes inteligentes están directamente asociados con el uso de tecnologías BlockChain para asegurar la trazabilidad (origen y destino) de la energía.
F25	Los fabricantes incluyen dichas soluciones como novedad y diferenciación en mercado	Distintos aparatos como los propios electrodomésticos cada vez tienden a un mayor nivel de sofisticación. En ese sentido, se opta por incluir avances como la gestión de cargas programadas las cuales incluso pueden ser ordenadas en remoto. Marca un claro avance en la puesta en marcha de estas soluciones.
F26	Diagnóstico del potencial de Canarias	Además del diagnóstico realizado en esta estrategia, Canarias ha desarrollado múltiples propuestas para la inclusión de la gestión de demanda como elemento principal de la estructura del sistema eléctrico.
F27	Estrategia compatible con la filosofía de transición justa y protección del consumidor	La gestión de demanda es un mecanismo de maximización de energías renovables que impacta directamente en la economía del usuario. Así pues, el ahorro en la factura eléctrica del usuario es directo. Por ello, sería totalmente compatible con los principios de transición justa y protección del consumidor.
F28	Esquema técnicamente propuesto	La estructura de una red AMI está claramente definida e incluso ha sido probada, por tanto, se sabe que técnicamente el mecanismo propuesto es realizable.

Tabla 74 Análisis DAFO. Fortalezas

7.1.4. Oportunidades

Oportunidades		
DAFO	Elemento	Descripción
O01	El desarrollo de comunidades energéticas en Canarias	En 2021, se anuncia la creación de las primeras comunidades energéticas de Canarias. En este sentido, destaca un proyecto a desarrollar en el Polígono Industrial de El Goro y otro en el Polígono Industrial de Arinaga (ambos en la isla de Gran Canaria). En los casos en los que existe una comunidad energética es especialmente recomendable que se lleven a cabo actuaciones de gestión de demanda para obtener beneficios económicos.
O02	La creciente penetración del vehículo eléctrico	El aumento de población con vehículos eléctricos previsto para los próximos años facilitará que gran parte perciba interesante la adquisición de nuevos equipos y servicios que le permitan ser participe de manera activa en dicha gestión, tanto para aumentar la eficiencia energético como para reducir el precio de sus facturas.
O03	Subvenciones de ámbito energético	Las ayudas para impulsar la eficiencia energética, la penetración del vehículo eléctrico, de energías renovables, etc. facilitarán que la gestión de la demanda pase a ser una necesidad para mejorar la eficiencia energética de todos los que dispongan de este tipo de instalaciones
O04	Otras estrategias de Canarias	Recientemente se han publicado varias estrategias para el sector energético de Canarias en las que ya se hace referencia a la gestión de la demanda y las redes inteligentes para mejorar la gestión de la energía. Por el ejemplo, en la Estrategia del vehículo eléctrico de Canarias, donde se presentan las redes inteligentes para el desarrollo de nuevos servicios orientados a los clientes. En este sentido, destaca la integración de gestión inteligente para la transacción de energía del vehículo a la red o V2G.
O05	Aumento de instalaciones de autoconsumo renovable	En todos los nivel (usuario, distribuido y a gran escala), un aumento de los sistemas de autoconsumo energético puede favorecer al aumento de la demanda de nuevos servicios por parte de los clientes en materia de gestión de la demanda energética
O06	Gran desarrollo técnicas de aprendizaje automático	Se pueden utilizar técnicas de Machine Learning cuyo conocimiento y uso es muy extenso en la actualidad, y que además es perfectamente compatible con la tecnología a que se hace referencia en el presente documento. Esto implicaría que el sistema de gestión no sólo utilizaría variables externas como los precios de la electricidad, sino también señales dinámicas como la última vez en la cual el aparato estuvo encendido o las pautas de consumo del usuario, permitiendo un control más avanzado del sistema de gestión de demanda.
O07	Contribución a la mejora de la gestión de la red eléctrica	La capacidad de gestionar la demanda presenta importantes ventajas, ya que ofrece al sistema eléctrico la posibilidad de mejorar su eficiencia global aplanando la curva de demanda y facilitando la integración de las energías renovables en el sistema.
O08	Compromiso de los grandes fabricantes de coches europeos con el V2G	El V2G ya está pasando a consolidarse y grandes fabricantes de coches europeos ya han anunciado que a partir de 2021 todos sus modelos estarán equipados con sistemas de carga bidireccional por lo que la implementación de esta tecnología es una realidad que permitirá la aplicación de mecanismos para la gestión de demanda eléctrica.
O09	Subida del precio de la luz	La subida del precio de la luz produce un mayor interés por parte de los consumidores en desarrollar actuaciones de

		eficiencia energética, p.ej. un aumento del interés por los hábitos eficientes de consumo o en la adquisición de electrodomésticos inteligentes que permiten ser programados para funcionar en las horas más baratas.
O10	Futura estandarización del protocolo de comunicación entre electrodomésticos y otros dispositivos de una red doméstica	Cada vez son más las empresas que optan por la estandarización y se considera que en unos 5 años todas las empresas que pretendan mantenerse en tendencias tendrán que incorporar protocolos estandarizados que permitan la comunicación con todos los dispositivos existentes en una red doméstica.
O11	Gran desarrollo de las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC)	Las TIC han avanzado considerablemente en los últimos años, siendo viable la puesta en marcha de sistemas que únicamente dando información del momento en el que se desea disponer del equipo, estos sean capaces de definir el instante en el que llevar a cabo ese suministro. Esta solución no implementada aún a gran escala, será clave para garantizar la coexistencia entre las condiciones exigidas por el usuario y las requeridas por el sistema eléctrico.
O12	Los Planes Nacionales impulsan la gestión de la demanda y la digitalización de las redes	Como describió en el apartado 6.1., el PNIIEC y el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España, incluyen medidas para el impulso de la gestión de la demanda y las redes inteligentes. Estas medidas consideran el desarrollo del marco normativo para la agregación, gestión de la demanda y servicios de flexibilidad para desarrollar un sistema energético inteligente y dinámico en España, así como la digitalización de las redes de distribución para su adecuación a los requerimientos necesarios para acometer la transición energética.
O13	Gran desarrollo de los protocolos Modbus para su uso en las comunicaciones a nivel de red HAN	En la red a nivel de red HAN, la solución más segura, asequible y recomendable es la adquisición de dispositivos finales con capacidad para emitir datos por red usando protocolos estándar generalmente síncronos como Modbus TCP. Los protocolos Modbus son bien conocidos y utilizados en la actualidad. Muchos dispositivos del mercado son compatibles con estos protocolos de comunicación que proporcionarían seguridad a la solución pues permitiría al usuario bloquear la subida de sus datos de consumo a plataformas ajenas.
O14	La iniciativa europea EEBUS para la estandarización de los protocolos de comunicación entre dispositivos	La iniciativa europea EEBUS tiene como fin la estandarización de protocolos de comunicación asociados al internet de las cosas (IoT). EEBUS es una suite de protocolos de comunicación que pretenden servir de interface entre dispositivos ya sea para consumidores de energía eléctrica y movilidad, productores de electricidad, almacenistas de energía y empresas gestoras de las redes inteligentes. Al utilizar un mismo lenguaje, todos los sistemas que pudieran ser instalados en la vivienda podrían ser integrados con un mismo algoritmo de gestión energética, haciendo que el control sea verdaderamente inteligente y dinámico.
O15	Nuevo nicho de empleo en Canarias	La creación de empresas especializadas en el desarrollo de sistemas y protocolos de gestión de demanda fomentaría el empleo verde en temas que no necesariamente están vinculados con la instalación de generadores renovables.
O16	Evita la aplicación de políticas de corte	Este eslabón reduciría considerablemente la aplicación de políticas de corte en la generación renovable de origen no gestionable. Por tanto, el equilibrado de la red no sólo se soportaría sobre la generación sino que tendría importancia las capacidades de gestión desde el otro lado de la balanza.

Tabla 75 Análisis DAFO. Oportunidades

7.2. OBJETIVOS

Según los resultados del estudio desarrollado en la estrategia canaria de gestión de demanda y redes inteligentes, se plantean a continuación una serie de objetivos generales para el horizonte temporal a 2040 aunque también se proponen objetivos intermedios para el año 2030.

Objetivo 1. Alcanzar el objetivo de que en 2030 la demanda no crítica y gestionable alcance un valor de al menos el 10% del total de la demanda. El objetivo incrementaría al 15% para 2040 incluso teniendo en cuenta el aumento de la demanda previsto.



Objetivo 2. Promover que para el 2030 al menos el 10% de los sistemas de bombeo de agua a población de Canarias incorpore sistemas para la gestión inteligente de la demanda operando preferentemente en horas donde existe exceso de producción.



Objetivo 3. Favorecer desde la administración pública que en virtud de su función ejemplarizante, al menos el 25% de los puntos de recarga públicos permitan la gestión inteligente en el año 2030. Este porcentaje aumentaría hasta el 60% en el año 2040.



Objetivo 4. Exigir que en la generación de combustibles sintéticos el 100% de la energía renovable con la que se ponga en funcionamiento el sistema sea producida en el mismo sistema eléctrico donde se encuentra la biorefinería garantizando un equilibrio constante entre generación y consumo a través de la gestión de demanda.



Objetivo 5. Lograr que para el año 2030 al menos un 10% de la demanda de los locales comerciales sea de carácter gestionable, usándose los avances disponibles en distintos tipos de usos como la climatización.



Objetivo 6. Acordar antes del año 2025 con todos los agentes implicados la estructura final de la red AMI (Advanced Metering Infrastructure) que debería ser finalmente promovida en Canarias para asegurar que este modelo comience a implementarse lo antes posible y los usuarios dispongan de soporte.



Objetivo 7. Llevar a cabo campañas de comunicación que informen de las ventajas inherentes en la aplicación de políticas de gestión de demanda y la participación activa en el mercado energético.



7.3. PLAN DE ACCIÓN

Las medidas recogidas en el plan de acción han sido estructuradas en ocho líneas de actuación:

- A.1: Procesos legislativos y normas técnicas y económicas.
- A.2: Mecanismos de subvención y financiación.
- A.3: Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) del sector residencial.
- A.4: Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al vehículo eléctrico.
- A.5: Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al sector industrial.
- A.6: Actuaciones en redes Neighbourhood Area Network (NAN).
- A.7: Actuaciones en redes Wide Area Network (WAN).
- A.8: Otras medidas asociadas a gestión de demanda.

Cada una de las medidas propuestas trata de enfrentarse a una problemática determinada. En la fase de diagnóstico se reconocieron una serie de características que posteriormente fueron sintetizadas en el análisis DAFO. En este contexto, las medidas tratan de corregir las debilidades, reducir las incertidumbres provocadas por las amenazas, promover las fortalezas del sector y potenciar las oportunidades.

Se expone en la siguiente tabla el resumen del plan de acción de la gestión de la demanda y las redes inteligentes en Canarias:

MEDIDAS DE LA ESTRATEGIA DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA Y REDES INTELIGENTES EN CANARIAS	
A.1 Procesos legislativos y normas técnicas y económicas.	
A.1.1	Establecer señales de precio de la electricidad adaptadas a cada Sistema Eléctrico insular.
A.1.2	Definir la estructura de la red AMI y generar un procedimiento de operación para su estandarización.
A.1.3	Crear un mercado de capacidad en Canarias donde se incluya la gestión de demanda como tecnología apta para ofrecer servicios de ajuste al sistema.
A.1.4	Avanzar en la regulación de criterios de ciberseguridad.
A.1.5	Redefinir los criterios para aplicación de contratos de interrumpibilidad.
A.1.6	Establecer tarifas eléctricas especiales asociadas a la gestión de demanda.
A.2 Mecanismos de subvención y financiación.	
A.2.1	Considerar las soluciones tecnológicas de gestión de demanda en los programas de ayuda asociados al autoconsumo, almacenamiento energético y eficiencia energética.
A.2.2	Utilizar Fondos de Política de Cohesión para la puesta en marcha de Sistemas Inteligentes de Gestión de Carga de vehículos.
A.2.3	Vincular ayudas asociadas a la gestión y tratamiento del agua con la gestión de demanda.
A.3 Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) del sector residencial.	
A.3.1	Informar a la ciudadanía sobre los beneficios derivados de la gestión de demanda.
A.3.2	Fomentar el uso de electrodomésticos con función diferida.
A.3.3	Llevar a cabo una prueba piloto en Canarias sobre la adaptación de redes inteligentes actuales basadas en protocolo M&M para funcionamiento bidireccional.
A.3.4	Ejecutar un estudio de estabilidad que permita acortar la mejora en calidad de suministro que se obtendría con la gestión de microcargas.
A.3.5	Incluir la gestión de demanda en la certificación energética de edificios.

A.3.6	Crear algoritmos tipo de gestión de demandas vinculadas a viviendas que puedan ser ofrecidos de manera abierta a la ciudadanía (App).
A.3.7	Desarrollar proyectos piloto de gestión de demanda en el ámbito residencial.
A.4 Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al Vehículo eléctrico.	
A.4.1	Llevar a cabo experiencias piloto de uso del vehículo eléctrico como sistema de gestión de demanda.
A.4.2	Ejecutar acciones ejemplarizantes desde la AAPP sobre el uso de tecnologías de Power Sharing y Power Boost.
A.5 Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al sector industrial.	
A.5.1	Garantizar que la energía usada para producir hidrógeno y combustibles de síntesis sea de origen renovable y producida en el mismo sistema eléctrico.
A.5.2	Aplicar soluciones de gestión de demanda a sistemas de bombeo de agua a población.
A.5.3	Aplicar soluciones de gestión de demanda a EDAM.
A.5.4	Aplicar soluciones de gestión de demanda a EDAR.
A.5.5	Estudiar las posibilidades de la gestión de demanda en el sector del frío industrial.
A.6 Actuaciones en redes Near Area Network (NAN) asociadas al sector industrial.	
A.6.1	Adaptar la estructura hardware y software de redes NAN actuales para permitir la comunicación bidireccional.
A.6.2	Proponer a las comunidades energéticas su adaptación para disponer de sistemas de gestión de demanda vinculados a su generación comunitaria.
A.6.3	Testear el uso de redes Narrowband para la creación de redes NAN independientes a la red PLC actual.
A.7 Actuaciones en redes Wide Area Network (WAN).	
A.7.1	Establecer los protocolos para adscribir redes NAN a redes WAN.
A.7.2	Definir los medios necesarios para la creación de redes WAN.
A.8 Otras medidas asociadas.	
A.8.1	Ejecutar proyectos piloto de gestión de demanda incluyendo la trazabilidad de la energía.
A.8.2	Promover la creación de nuevos modelos de negocio basados en la gestión de demanda para Canarias.
A.8.3	Crear un servicio web público donde se publiquen predicciones de generación renovable en horizonte One day-ahead.
A.8.4	Crear un programa de formación en mecanismos para la maximización de EERR.

Tabla 76 Medidas de la Estrategia

Acción A1.1

Establecer señales de precio de la electricidad adaptadas a cada Sistema Eléctrico insular.

Justificación: Actualmente la aplicación de políticas de gestión de demanda no necesariamente estaría ligada a la integración de energías renovables no gestionables en el sistema eléctrico al cual se conecta porque las señales de precio que serían usadas de referencia se obtendrían de las tarifas eléctricas horarias definidas en el mercado nacional que no guardan relación con el potencial eólico y fotovoltaico en las islas. Incluso entre subsistemas canarios habrían diferencias debido a la configuración del mix energético y el potencial renovable.

Descripción de la acción: Establecer un debate entre Administraciones Públicas y operador del sistema eléctrico y del mercado eléctrico para alcanzar en el menor tiempo posible el objetivo de que las señales de precio de la energía respondan al perfil de generación de cada una de las islas con independencia de que los precios finales sean equivalentes a los del conjunto del Estado español.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2024.

Acción A1.2

Definir la estructura de la red AMI y generar un procedimiento de operación para su estandarización.

Justificación: Hasta el momento no se ha definido una estructura de red de comunicación y gestión de demanda que permita el enlace bidireccional entre operador y cliente. Esta estructura es necesaria ya que existirían múltiples soluciones técnicas que lograrían alcanzar el mismo fin (cada una con sus pros y contras) y no necesariamente todas son compatibles entre sí. Por ello, sería coherente estandarizar el procedimiento a seguir en Canarias.

Descripción de la acción: Tras definir la red AMI que pretende ser implementada en Canarias para hacer viable técnicamente la gestión de demanda en el archipiélago, se debería redactar un procedimiento de operación que regule los canales de comunicación, protocolos que serían aceptados, información a intercambiar, tiempos de respuesta en actuación, tipos de actuación, sistemas que podrían ser instalados para monitorización y actuar de manera remota y otras condiciones de mínimo cumplimiento que aseguren a nivel técnico la estandarización suficiente y la compatibilidad de equipos.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2024.

Acción A.1.3

Crear un mercado de capacidad en Canarias donde se incluya la gestión de demanda como tecnología apta para ofrecer servicios de ajuste al sistema.

Justificación: Hasta el momento sólo la generación de categoría A como generadores térmicos convencionales o turbinas hidráulicas pueden participar en el aporte de servicios de regulación. Sin embargo, con el incremento previsto en la generación renovable y la gran participación de la generación eólica y fotovoltaica (no gestionable) se hace imprescindible que, a través de almacenamiento energético y gestión de demanda, energía originalmente producida por parques eólicos y plantas fotovoltaicas sea usada para proveer esta clase de servicios complementarios.

Descripción de la acción: Incluir la gestión de demanda entre las opciones tecnológicas que podrían ser usadas para la provisión de servicios complementarios de ajuste al sistema y su participación en futuros mercados de capacidad. Posibilidad de que al menos pueda participar en el mercado de reservas secundarias.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2025.

Acción A.1.4

Avanzar en la regulación de criterios de ciberseguridad.

Justificación: Sobre todo en el ámbito de las redes HAN, se hace necesario que toda política de gestión de demanda se desarrolle sobre unos estándares en ciberseguridad. Este protocolo debe implementar múltiples capas para asegurar que los datos facilitados por parte del usuario no sean usados por terceros de manera ilícita.

Descripción de la acción: Regular normativamente los estándares de ciberseguridad que deberían aplicarse en la configuración de redes HAN, NAN y WAN. Entre otros aspectos se reconoce como un tema crítico la gestión de la información y su tratamiento.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2024.

Acción A.1.5

Redefinir los criterios para aplicación de contratos de interrumpibilidad.

Justificación: Los servicios de interrumpibilidad han venido siendo aplicados a industrias electrointensivas las cuales recibían una contraprestación económica al otorgar la posibilidad de que el operador del sistema pudiera reducir su consumo en momentos de necesidad. Se pactaba a través de bloques de potencia de 5 MW y la realidad es que se adherían industrias que necesariamente no entran en la definición de no críticas.

Descripción de la acción: Proponer un sistema de interrumpibilidad regulado a través de Real Decreto reduciendo los bloques que podrían ser ofertados incluso hasta los 500 kW para los sistemas eléctricos de Canarias y condicionando que las demandas ofertadas presenten la condición de no ser críticas para asegurar que el operador siempre pueda recurrir a estos sistemas en caso de necesidad. La probabilidad de corte sería ahora más alta que en el mecanismo anterior.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2024.

Acción A.1.6	Establecer tarifas eléctricas especiales asociadas a la gestión de demanda.
---------------------	--

Justificación: De modo semejante a como se establecía a través de la tarifa 2.0DHS, una solución para la promoción del vehículo eléctrico podría generarse mediante una tarifa eléctrica especial para usuarios con capacidad de gestión de demanda, tratando de vincular las horas de precio más bajo a los momentos de mayor producción renovable predichos el día anterior. El usuario descargaría los datos (podría ser de manera automática) y actuaría en consecuencia).

Descripción de la acción: Establecer un debate entre AAPP con competencias en materia de energía, la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC) y el operador del sistema eléctrico sobre mecanismos para el fomento de la gestión de demanda vinculada a la producción de energías renovables. Como resultado, sería adecuado que se puedan definir tarifas específicas atractivas para los clientes y favorables para asegurar el equilibrio del sistema al mínimo coste.

Cronograma: Año inicio: 2024 – Año finalización: 2025.

Acción A.2.1	Considerar las soluciones tecnológicas de gestión de demanda en los programas de ayuda asociados al autoconsumo, almacenamiento energético y eficiencia energética.
---------------------	--

Justificación: Las líneas de subvención y financiación de proyectos enmarcados en promoción de las energías renovables y la eficiencia energética no contemplan generalmente la gestión de demanda como una posible estrategia de integración renovable. Esta situación desincentiva la tecnología respecto a otras como el almacenamiento energético que incluso son más costosas.

Descripción de la acción: Considerar la gestión de demanda como una actuación subvencionable o financiable con cargos a programas de ayuda a la instalación de energías renovables y de eficiencia energética. Dicha solución incluso podría presentar menor coste para una misma capacidad de gestión. Entre las medidas consideradas, incluso se podría plantear que la integración de sistemas de gestión de demanda incrementen la cuantía de la subvención o incluso otorge mayor puntuación en convocatorias competitivas.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2040.

Acción A.2.2	Utilizar Fondos de Política de Cohesión para la puesta en marcha de Sistemas Inteligentes de Gestión de Carga de vehículos.
---------------------	--

Justificación: Un Sistema Inteligente de Gestión de Carga (SIGC) permitiría la gestión centralizada de la demanda derivada de los vehículos eléctricos en comunidades o incluso islas, determinando los medios de generación que deberían estar operativos para abastecer a ese uso final de la energía. En su última frontera, incluso definiría el nivel WAN vinculando la necesidad del sistema eléctrico con el control en puntos de recarga (según estado de carga).

Descripción de la acción: Utilizar Fondos de la Política de Cohesión 2021-2027, incluido el Fondo Social Europeo Plus para promover actuaciones en las que no sólo se fomente el vehículo eléctrico sino que incluso sea posible la puesta en marcha de un Sistema Inteligente de Gestión de Carga para vehículos eléctricos (red pública).

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2025.

Acción A.2.3
Vincular ayudas asociadas a la gestión y tratamiento del agua con la gestión de demanda.

Justificación: Como se evalúa en la estrategia, la industria de la gestión y el tratamiento del agua presenta potencialidad para la aplicación de gestión de demanda. Además se llevaría a cabo de manera centralizada en determinados consumos, lo que facilita la instalación respecto a redes HAN tradicionales. Dado que las EDAM y EDAR de mayor tamaño son públicas, se ejercería un papel ejemplarizante.

Descripción de la acción: Vincular la concesión de ayudas públicas para la instalación de sistemas asociados a la gestión y el tratamiento del agua con la inclusión de medidas específicas para aplicar gestión de demanda en dichas instalaciones. Estas medidas podrían centrarse en equipos de bombeo, variadores de frecuencia, autómatas, soluciones software de gestión e incluso en nuevos desarrollos, como nuevos tipos de membrana y elementos resistentes que otorgen mayor capacidad de gestión de las instalaciones.

Cronograma: Año inicio: 2025 – **Año finalización:** 2028.

Acción A.3.1
Informar a la ciudadanía sobre los beneficios derivados de la gestión de demanda.

Justificación: Existen soluciones de gestión de demanda incluso vinculados a dispositivos domóticos corrientes que ya están accesible pero que la ciudadanía no conoce. Con una campaña de comunicación se conseguiría que dichos equipos sean vistos como algo natural y pudieran ser usados por cualquiera. El impacto sobre el ahorro energético sería directo e inmediato.

Descripción de la acción: Llevar a cabo una campaña de comunicación donde se especifique de manera práctica y directa a la ciudadanía los dos componentes necesarios para aplicar gestión de demanda en el sector residencial y, especialmente, en el termo eléctrico dada su sencillez y capacidad de gestión. Informar de los medios necesarios y el ahorro conseguido.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2025.

Acción A.3.2
Fomentar el uso de electrodomésticos con función diferida.

Justificación: Los electrodomésticos con función diferida permiten que el usuario pueda programar la hora de arranque y parada, siendo posible hacer coincidir esos momentos con las horas en las cuales el coste de la energía sea menor (y deseablemente vinculado con la generación renovable del sistema eléctrico).

Descripción de la acción: Llevar a cabo medidas de comunicación y subvención para que en la sustitución de electrodomésticos no sólo se opte por modelos de alta eficiencia sino que incluso permitan su programación para funcionamiento diferido de acuerdo con las horas en las cuales es más adecuada su utilización.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2026.

Acción A.3.3	Llevar a cabo una prueba piloto en Canarias sobre la adaptación de redes inteligentes actuales basadas en protocolo M&M para funcionamiento bidireccional.
---------------------	---

Justificación: El protocolo Meters&More utilizado para la gestión de los contadores inteligentes instalados en Canarias sólo permiten la comunicación para la medida. Sin embargo, ya se ha investigado sobre el desarrollo de un Gateway que permite la actuación bidireccional (envío de consignas de punto de funcionamiento).

Descripción de la acción: Realizar una prueba piloto en Canarias sobre la adaptación del protocolo Meters&More actualmente usado por los contadores inteligentes instalados en edificios residenciales y comerciales para que el propio sistema sirva de puente entre redes HAN y redes NAN y fomentar que no sólo un fabricante provea sistemas Gateway.

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2026.

Acción A.3.4	Ejecutar un estudio de estabilidad que permita acortar la mejora en calidad de suministro que se obtendría con la gestión de microcargas.
---------------------	--

Justificación: Una vez identificado el potencial de la gestión de demanda por tipos de uso, puede evaluarse la mejora que podría conseguirse en términos de estabilidad al sistema eléctrico con el desarrollo de un estudio de redes. El estudio de red identificaría la respuesta en régimen estacionario y dinámico conseguida con los tipos de gestión definidos.

Descripción de la acción: Ejecutar un estudio de estabilidad en el cual, partiendo de las capacidades de gestión definidas en esta estrategia, ayude a determinar la mejora de la calidad de suministro que brindaría esta solución tecnológica a través del análisis de los parámetros de red.

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2025.

Acción A.3.5	Incluir la gestión de demanda en la certificación energética de edificios.
---------------------	---

Justificación: La gestión de demanda no se considera en la actualidad como una medida que ayude a mejorar la clasificación energética del edificio. Sin embargo, la gestión de demanda consigue que no sólo se consiga mejorar la eficiencia energética del edificio, sino que la mejora en eficiencia energética repercute incluso al sistema eléctrico en su conjunto.

Descripción de la acción: Proponer que en la certificación energética de edificios residenciales la gestión de demanda puntúe como criterio a la hora de definir el tipo de instalación existente.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2040.

Acción A.3.6
Crear algoritmos tipo de gestión de demandas vinculadas a viviendas que puedan ser ofrecidos de manera abierta a la ciudadanía (App).

Justificación: En la actualidad, a pesar que las soluciones hardware para aplicar gestión de demanda ya estarían disponibles, las soluciones software que permiten el control no están extendidas y mucho menos para la situación particular de los sistemas eléctricos de Canarias. Por esa razón sería interesante ofrecer aplicaciones que, instaladas en dispositivos comerciales, permitan el control automático de la gestión de demanda con la mínima configuración por parte del usuario.

Descripción de la acción: Llevar a cabo un proyecto por el cual se desarrollen algoritmos tipo para la gestión de demanda en el sector residencial y generar estándares que directamente puedan ser aplicados por el usuario cargándolos en ordenadores de placa base reducida, tal como actualmente se hace con App móviles.

Cronograma: Año inicio: 2025 – Año finalización: 2027.

Acción A.3.7
Desarrollar proyectos piloto de gestión de demanda en el ámbito residencial.

Justificación: La mejor forma para demostrar lo planteado en esta estrategia es con la puesta en marcha de uno o varios proyectos piloto que permitan validar la tecnología y demostrar a cualquier interesado que dichas soluciones pueden ser instaladas en sus consumos particulares.

Descripción de la acción: Ejecutar, con cargos a proyectos de investigación desarrollados por instituciones de investigación energética de Canarias, proyectos de demostración de políticas de gestión de demanda aplicadas en comunidades de vecinos y dar a conocer casos de éxito como prueba de las mejoras conseguidas en la reducción de la factura eléctrica.

Cronograma: Año inicio: 2024 – Año finalización: 2030.

Acción A.4.1
Llevar a cabo experiencias piloto de uso del vehículo eléctrico como sistema de gestión de demanda.

Justificación: El vehículo eléctrico sólo tendría sentido en Canarias si su suministro energético estuviera vinculado con la generación renovable. Estos vehículos ya disponen de una batería a bordo y, por tanto, existe un gran potencial para aplicar soluciones de gestión de demanda que permitan vincular su suministro con los momentos en los cuales se prevea mayor producción eólica o fotovoltaica.

Descripción de la acción: Llevar a cabo experiencias piloto donde se recurra al uso de sistemas como el Vehicle To Grid, donde no sólo se fomenta el uso del vehículo eléctrico sino que incluso se asume la necesidad de la gestión de demanda bidireccional.

Cronograma: Año inicio: 2025 – Año finalización: 2030.

Acción A.4.2

Ejecutar acciones ejemplarizantes desde la AAPP sobre el uso de tecnologías de Power Sharing y Power Boost.

Justificación: Los sistemas Power Sharing y Power Boost permiten gestionar flotas de vehículos haciendo posible que la carga se realice de manera coordinada entre varios vehículos sin que esto se traduzca en aumentos de punta de demanda en determinados tramos horarios. Esta situación se produciría en lugares de trabajo con la llegada de múltiples usuarios en un mismo momento, aunque la carga inteligente pudiera ser realizada de manera distribuida durante la jornada laboral.

Descripción de la acción: Potenciar que en su papel ejemplarizante, las flotas de vehículos eléctricos públicos utilicen sistemas Power Sharing y Power Boost con los cuales optimizar la carga conjunta de todos los vehículos eléctricos conectados en un parque público o comunitario. Estos sistemas distribuyen la energía entre vehículos siempre en coherencia con la potencia contratada.

Cronograma: Año inicio: 2025 – **Año finalización:** 2028.

Acción A.5.1

Garantizar que la energía usada para producir hidrógeno y combustibles de síntesis sean de origen renovable y producidas en el mismo sistema eléctrico.

Justificación: Asumiendo que el hidrógeno sólo tendría sentido si se produce con energías renovables, en Canarias es especialmente significativo que los electrolizadores puedan ser instalados en los mismos sistemas eléctricos en los cuales se sitúan los generadores renovables vinculados a su producción.

Descripción de la acción: En la industria química que será creada para la producción de combustibles sintéticos a partir de energías renovables, garantizar que el 100% proceda del mismo sistema eléctrico asegurando el equilibrio constante entre generación y consumo a través del fomento de la gestión de demanda.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.5.2

Aplicar soluciones de gestión de demanda a sistemas de bombeo de agua a población.

Justificación: Los sistemas de bombeo de agua a población son carga de gran capacidad de gestión vinculadas a depósitos de agua que incluso posibilitan tener margen de maniobra entre la producción de dicha agua y su consumo. El control se basa en soluciones que integran variadores de frecuencia, controladores industriales y equipos de comunicación combinados con soluciones software, las cuales permiten su accionamiento automático y coordinado con señales de precio y medidas de niveles en depósitos.

Descripción de la acción: Incluir en las obras desarrolladas con cargos a la Administración Pública en materia de nuevas instalaciones de sistemas de bombeo de agua a población la obligatoriedad de que incluyan sistemas de gestión de demanda que permitan operar estos sistemas a régimen variable y especialmente en función de señales de precios marcadas según E-SIOS.

Cronograma: Año inicio: 2030 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.5.3
Aplicar soluciones de gestión de demanda a EDAM.

Justificación: La gestión de demanda incluso se podría potenciar en las Estaciones Desaladoras de Agua de Mar. Esto exigiría de un sobredimensionamiento de bastidores para hacer posible el arranque (ya sea total o parcial) de partes de la instalación en determinados momentos de exceso de generación, así como desconectar parte del sistema cuando no haya suficiente generación renovable no gestionable.

Descripción de la acción: Contemplar en los futuros desarrollos de plantas desaladoras de agua de mar el sobredimensionamiento de bastidores, el aumento de la capacidad de almacenamiento de agua y la instalación de sistemas de bombeo accionados con reguladores de frecuencia como medio para aplicar gestión de demanda asociada a este sector.

Cronograma: Año inicio: 2030 – Año finalización: 2040.

Acción A.5.4
Aplicar soluciones de gestión de demanda a EDAR.

Justificación: Las EDAR incluso presentan mayor número de consumos clasificados como de alta capacidad de gestión y no críticos en comparación con las EDAM.

Descripción de la acción: Incluir en futuras actuaciones sobre sistemas de bombeo, motores y soplantes de estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR) la necesidad de que estas incluyan variadores de frecuencia y puedan ser integradas con sistemas de gestión inteligente de carga accionadas según señales de precio.

Cronograma: Año inicio: 2030 – Año finalización: 2040.

Acción A.5.5
Estudiar las posibilidades de la gestión de demanda en el sector del frío industrial.

Justificación: A pesar de que sí se ha estudiado en Canarias el potencial del almacenamiento en frío (ejemplo en el proyecto ClimaRisk), no se dispone de estudios que permitan cuantificar la demanda de frío industrial que podría implementar esta solución y sus límites en función de las características de la demanda.

Descripción de la acción: Realizar un estudio de las posibilidades de la gestión de demanda asociada a las aplicaciones de frío industrial en la industria canaria.

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2024.

Acción A.6.1
Adaptar la estructura hardware y software de redes NAN actuales para permitir la comunicación bidireccional.

Justificación: Se conocen los medios que inicialmente serían requeridos para la transformación de una red sólo de medida a otra de comunicación bilateral, pero debería hacerse un reconocimiento de lo necesario en base a lo ya instalado en las redes de distribución.

Descripción de la acción: Identificar las actuaciones que habría que acometer para que las redes NAN actuales usadas básicamente para telemedida también puedan ser utilizadas para telegestión.

Cronograma: Año inicio: 2024 – Año finalización: 2028.

Acción A.6.2

Proponer a las comunidades energéticas su adaptación para disponer de sistemas de gestión de demanda vinculados a su generación comunitaria.

Justificación: Las comunidades energéticas proponen la cobertura de la demanda de sus usuarios mediante energías renovables las cuales podrían estar vinculadas a soluciones de gestión de demanda que permitan una optimización del recurso a nivel local o comunitario.

Descripción de la acción: Incentivar con ayudas o incluso con criterios técnicos puntuables al otorgar subvenciones aplicables a comunidades energéticas que éstas apliquen soluciones de gestión de demanda generando una red NAN la cual pueda conectarse con su nivel superior (WAN).

Cronograma: Año inicio: 2024 – **Año finalización:** 2028.

Acción A.6.3

Testear el uso de redes Narrowband para la creación de redes NAN independientes a la red PLC actual.

Justificación: Las redes Narrowband suponen un método alternativo de comunicación entre NAN y HAN que está siendo puesto en práctica en varios países como la red nacional NB implementada por Tasmania para dar soporte a soluciones IoT. Este tipo de solución puede ser especialmente interesante para comunidades energéticas porque no requieren la interacción con las redes públicas actuales.

Descripción de la acción: Testear el uso de redes NarrowBand para la creación de redes NAN asociadas a comunidades energéticas en Canarias como método alternativo al uso de comunicaciones PLC.

Cronograma: Año inicio: 2025 – **Año finalización:** 2027.

Acción A.7.1

Establecer los protocolos para abscribir redes NAN a redes WAN.

Justificación: Debe ser tenido en cuenta que las redes NAN pueden ser establecidas por comunidades energéticas o incluso grandes demandantes de energía, razón por la cual la comunicación entre una red WAN y NAN es algo más que la comunicación entre el operador de la red de transporte y el operador de la red de distribución. Naturalmente, esto exige de la existencia de un procedimiento o protocolo estándar que regule cómo realizar dicha comunicación.

Descripción de la acción: Marcar los protocolos de adscripción de NAN en comunidades energéticas y NAN configuradas por el gestor de la red de distribución a redes WAN insulares. En este protocolo se debería definir no sólo los protocolos de comunicación sino incluso la forma en la cual se realizaría la coordinación bilateral entre niveles de gestión.

Cronograma: Año inicio: 2025 – **Año finalización:** 2027.

Acción A.7.2 Definir los medios necesarios para la creación de redes WAN.

Justificación: Las redes WAN suponen la integración de la gestión de demanda hasta su último nivel, el operador del sistema. La propuesta planteada es que existe una red WAN por sistema eléctrico, comunicándose con todas las redes NAN que hubieran en dicho sistema eléctrico.

Descripción de la acción: Valorar el equipamiento necesario para la configuración de redes WAN insulares en Canarias y poner los sistemas en marcha para dar soporte a gestores de demanda, que gradualmente se irían abscribiendo a prestar estos servicios.

Cronograma: Año inicio: 2026 – **Año finalización:** 2027.

Acción A.8.1 Ejecutar proyectos piloto de gestión de demanda incluyendo la trazabilidad de la energía.

Justificación: La trazabilidad de la energía ofrece la posibilidad de que el consumo energético esté atendido por generación renovable con certificado de origen. Así pues, no necesariamente debería haber unión física entre la instalación de consumo y la de producción. Este mecanismo incluso hace posible que las señales de precio que deban ser obedecidas respondan a la realidad de instalaciones de generación de energía renovable concretas y no a global del sistema eléctrico, lo que permite un mejor nivel de control.

Descripción de la acción: Llevar a cabo un proyecto piloto donde la estrategia de gestión de demanda se vea complementada con la aplicación de mecanismos BlockChain y la tramitación de PPA no físico usando alguna fórmula que permita esta investigación como los SandBox.

Cronograma: Año inicio: 2028 – **Año finalización:** 2032.

Acción A.8.2 Promover la creación de nuevos modelos de negocio basados en la gestión de demanda para Canarias.

Justificación: La gestión de demanda propone un nuevo nicho de mercado para empresas de base tecnológica en ámbitos de las comunicaciones, el control industrial y la electricidad.

Descripción de la acción: Comunicar las ventajas que tendría la participación activa en el mercado de la energía para distintos subsectores aunque inicialmente su modelo de negocio no estuviera orientado a tal fin. Por ejemplo, en los aparcamientos privados los gestores podrían aprovechar los desarrollos en Power Sharing para asegurar la carga de vehículos y proveer servicios energéticos al sistema, reduciendo de manera paralela el coste de aparcamiento para estos usuarios, lo que motivaría disponer de mayor clientela.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2025.

Acción A.8.3

Crear un servicio web público donde se publiquen predicciones de generación renovable en horizonte One day-ahead.

Justificación: Las predicciones de generación renovable ofrecidas de manera libre junto con señales de precio permitiría crear programas vinculados a dispositivos de actuación que integren una lógica más robusta y coherentes con la realidad del sistema. Así pues, el usuario podría conocer los momentos en lo que está previsto que, por ejemplo, su instalación de autoconsumo no genere lo suficiente y así actuar en consecuencia. Esa actuación sería automática.

Descripción de la acción: Crear un servicio web de acceso público donde se publiquen previsiones de producción renovable por zonas de Canarias, las cuales puedan ser rescatadas por los sistemas de gestión como ya sería posible hacerlo con las tarifas eléctricas horarias, pudiendo estas señales ser usadas para mejorar la gestión en redes HAN y NAN.

Cronograma: Año inicio: 2028 – **Año finalización:** 2032.

Acción A.8.4

Crear un programa de formación en mecanismos para la maximización de EERR.

Justificación: La formación se entiende clave para el fomento en la creación de nuevas empresas y empleos verdes.

Descripción de la acción: Crear un programa de formación específico en estrategias de maximización de energías renovables en sistemas eléctricos insulares donde se trate la gestión de demanda como eje central junto con el almacenamiento y la predicción energética. Pretende formar nuevos profesionales especializados en esta temática

Cronograma: Año inicio: 2024 – **Año finalización:** 2028.

7.4. COSTE DE IMPLANTACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN

Se presenta a continuación un resumen del coste de implementación del plan de acción. El plan trazado supondría una inversión total de 130,58 M€ a realizar en el horizonte temporal comprendido entre los años 2021 y 2040.

Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción										
Descripción	2021-2022	2023-2024	2025-2026	2027-2028	2029-2030	2031-2032	2033-2034	2035-2036	2037-2038	2039-2040
A.1 Procesos legislativos y normas técnicas y económicas	0,02 M€	0,12 M€	0,02 M€	0,00 M€						
A.2 Mecanismos de subvención y financiación	0,13 M€	12,25 M€	12,38 M€	12,25 M€	12,00 M€	18,00 M€				
A.3 Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) del sector residencial	0,00 M€	0,27 M€	0,32 M€	0,13 M€	0,12 M€	0,00 M€				
A.4 Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al Vehículo eléctrico	0,00 M€	0,00 M€	0,19 M€	0,19 M€	0,14 M€	0,00 M€				
A.4 Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al sector industrial	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,08 M€	0,73 M€	1,46 M€				
A.5 Actuaciones en redes Neighbourhood Area Network (NAN)	0,00 M€	1,10 M€	2,26 M€	2,23 M€	0,00 M€					
A.6 Actuaciones en redes Wide Area Network (WAN)	0,00 M€	0,00 M€	0,05 M€	0,04 M€	0,00 M€					
A.7 Otras medidas asociadas	0,00 M€	0,05 M€	0,04 M€	0,05 M€	0,06 M€	0,06 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€
Total	0,15 M€	13,79 M€	15,25 M€	14,97 M€	13,05 M€	13,52 M€	13,46 M€	13,46 M€	13,46 M€	19,46 M€

Tabla 77. Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción



Ilustración 123. Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción

También se muestra a continuación el reparto por islas y líneas de acción de la inversión total prevista en el plan de acción.

Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción								
Descripción	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
Procesos legislativos y normas técnicas y económicas	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,16 M€
Mecanismos de subvención y financiación	8,97 M€	6,10 M€	43,41 M€	50,14 M€	1,04 M€	4,72 M€	0,63 M€	115,00 M€
Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) del sector residencial	0,06 M€	0,04 M€	0,28 M€	0,32 M€	0,01 M€	0,03 M€	0,00 M€	0,84 M€
Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al Vehículo eléctrico	0,04 M€	0,03 M€	0,20 M€	0,23 M€	0,00 M€	0,02 M€	0,00 M€	0,52 M€
Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al sector industrial	0,63 M€	0,43 M€	3,03 M€	3,50 M€	0,07 M€	0,33 M€	0,04 M€	8,11 M€
Actuaciones en redes Neighbourhood Area Network (NAN)	0,43 M€	0,29 M€	2,08 M€	2,40 M€	0,05 M€	0,23 M€	0,03 M€	5,59 M€
Actuaciones en redes Wide Area Network (WAN)	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,09 M€
Otras medidas asociadas	0,01 M€	0,01 M€	0,04 M€	0,04 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,27 M€
Total	10,13 M€	6,88 M€	49,03 M€	56,63 M€	1,17 M€	5,33 M€	0,71 M€	130,58 M€

Tabla 78. Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción

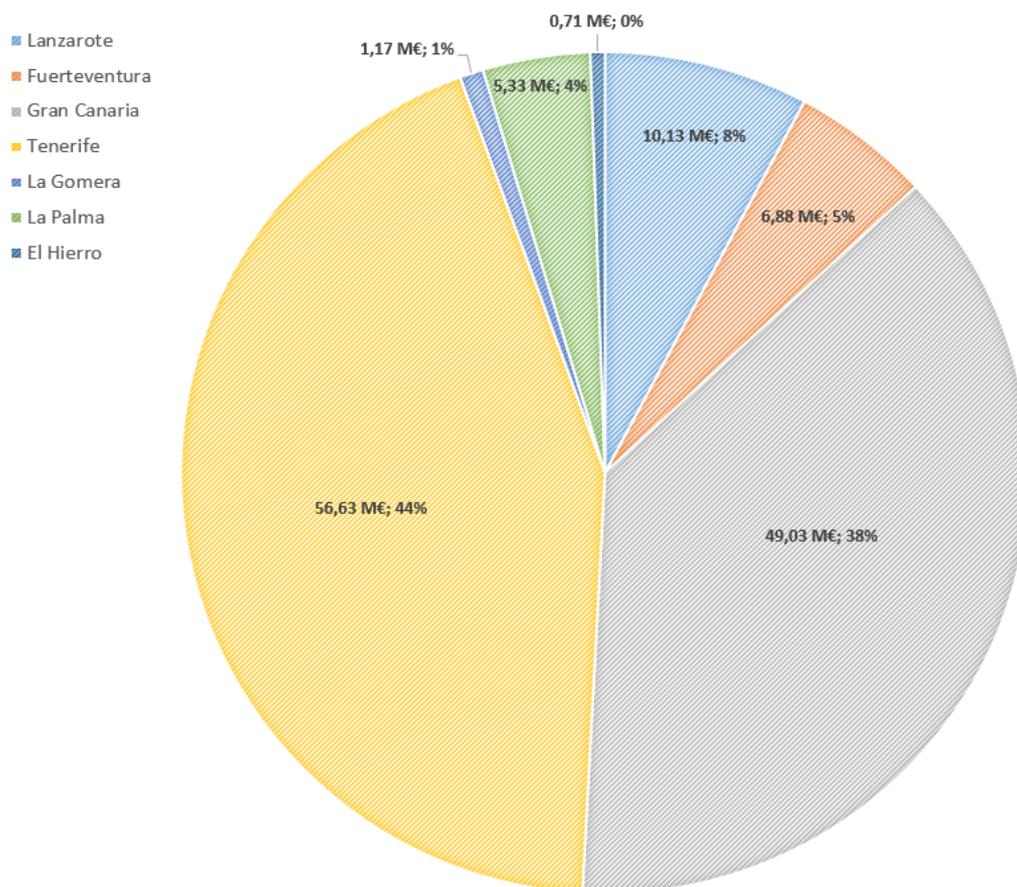


Ilustración 124. Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción (Parte 1 de 2)

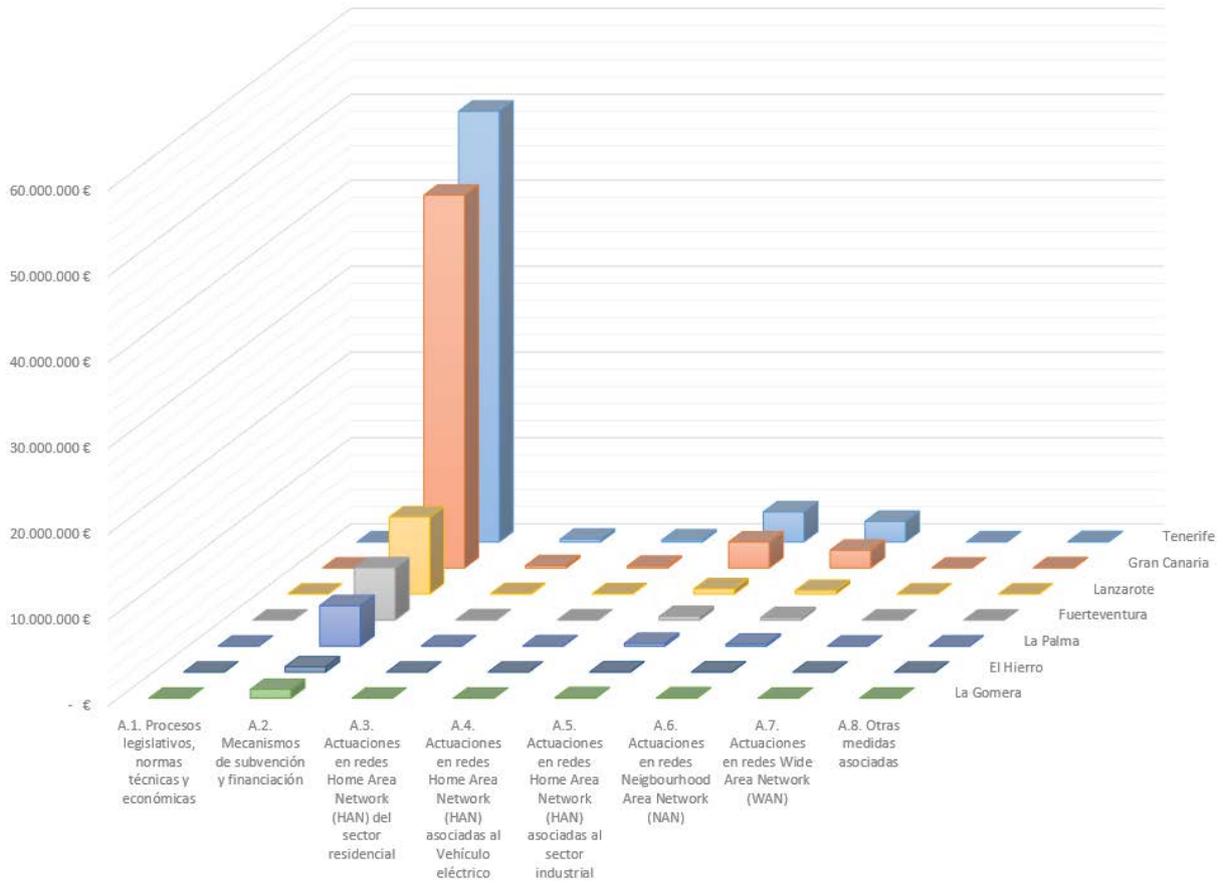


Ilustración 125. Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción (Parte 2 de 2)

8. CONCLUSIONES

Para la integración de energías renovables no gestionables en sistemas eléctricos insulares como los existentes en las Islas Canarias, de pequeño tamaño y mayormente no interconectados, es fundamental contar con estrategias de maximización con las cuales se puede asegurar la máxima cobertura de demanda mediante el uso de fuentes endógenas. La gestión de demanda asume una participación activa del consumidor en el mercado energético, siendo éste capaz de adaptar una parte de su consumo de energía eléctrica (las cargas no críticas o diferibles) para que dichas instalaciones sean operadas preferentemente en momentos en los cuales sea más adecuado hacerlo (cuando mayor cantidad de energía renovable se estuviera produciendo).

De las distintas opciones de integración de energías renovables en sistemas eléctricos insulares, la gestión de demanda es la tecnología de menor coste justo detrás de la predicción energética. Hasta el momento sólo se ha empleado en grandes consumidores con los contratos de interrumpibilidad. No obstante, la práctica ha demostrado que la aplicación de estos contratos no se hacía efectiva salvo en contadas ocasiones dado que podían suscribirse a estos servicios demandas críticas por naturaleza, lo que no representaba una opción real de gestión de demanda.

La estrategia canaria de gestión de demanda y redes inteligentes propone un modelo para la implementación de la gestión de demanda a gran escala en el archipiélago usando los avances conseguidos en los últimos 20 años en este ámbito de conocimiento. **Se emplea para ello una arquitectura AMI (Advanced Measurement Infrastructure) con tres niveles de control, cada uno con sus funciones y capacidades de gestión y coordinación.** Es importante hacer constar que las infraestructuras puestas en marcha para la instalación de contadores inteligentes utiliza una arquitectura semejante y es totalmente compatible.

HAN (Home Area Network)

El primer nivel es conocido por la industria con el nombre de **HAN (Home Area Network)** e identifica los sistemas instalados dentro de las instalaciones del usuario (edificios). Los equipos destacan por su sencillez, resaltándose el uso de dispositivos fácilmente instalables (soluciones Plug&Play) como enchufes inteligentes y pequeños controladores que incluso ya vienen integrados en electrodomésticos modernos y sobre los cuales se puede realizar un control de lo que se entiende por demanda no crítica. Esta clase de dispositivos pueden ser controlados manualmente, a través de una App (teléfono móvil) o controlador domótico tradicional. No obstante, la solución más robusta es aquella que permite el control automático a través de un ordenador de placa base reducida que dispondría de un pequeño algoritmo EMS (Energy Management System) el cual recomendaría las horas en las que es mejor usar ese sistema. **En el nivel HAN el control se podría llevar a cabo de tres formas distintas:**

- **Control indirecto:** El control indirecto se realiza en base a señales de precio publicadas por el operador del sistema. Estas señales de precios ya se publican en páginas web como E-SIOS (sistema de información del operador del sistema en España). Sin embargo, las tarifas actuales son únicas para todo el territorio nacional y no se puede entender que esto

suponga una apuesta por la gestión de demanda si las curvas de precios no se adaptan a la realidad de cada sistema eléctrico.

Para que la política de gestión de demanda sea efectiva, **el operador del sistema debería publicar una curva de precios basada en previsiones energéticas realizadas para el día de análisis y en base al mix energético disponible en el territorio analizado**. Los mayores precios de la demanda se situarían en horas en las cuales la contribución de la generación renovable sea escasa y toda la energía debe provenir de medios de generación más costosos de operar y en ocasiones no renovable o, aun siendo renovables con un gran coste de inversión como el almacenamiento.

El controlador del usuario (el ordenador de placa base reducida) descargaría la base de precios desde la web del operador del sistema estimando para ese día en qué horas es preferible encender el termo eléctrico, poner en marcha un electrodoméstico no crítico o incluso reducir/aumentar la temperatura de la estancia, siempre bajo la aceptación del cliente. A pesar de ese control automático, el cliente también podría bloquear la aplicación de gestión de demanda en algunas horas en base a su criterio (siempre preferente). Ese acceso a la aplicación es posible a través de móvil o pantalla disponible en el edificio (control domótico básico).

- **Control directo:** También existiría la opción de que las sugerencias provinieran del operador del sistema. Si bien la gestión de demanda indirecta sería un mecanismo suficiente para el control en horizontes diarios, para periodos intradiarios no se podría rectificar fácilmente las señales de precio y sería interesante el envío de otro tipo de consignas.

Cada hora, el controlador de la vivienda enviaría a su nivel de control superior (la red NAN) sus disponibilidades para aplicar políticas de gestión de demanda. Para ello, simplemente se enviaría un código donde figure un binario (0 o 1) indicando con 0 si no es posible aplicar gestión de demanda o 1 si fuera posible. Además, se acompañaría ese valor con la potencia máxima de gestión para esa hora tanto a subir como a bajar. El nivel justo superior (NAN) recabaría esa información de todos los usuarios finales disponibles y tomaría la decisión de qué usuarios aplicarían gestión de demanda. De recibirse una orden de corte/arranque, el controlador de la vivienda sería el encargado de ejecutarla si bien puede darse el caso de que incluso se niegue a la aplicación de esa gestión.

- **Gestión de desvíos de autoconsumos:** Éste es un tercer modo de actuación de amplio interés para usuarios que disponen de sus propias instalaciones de autoconsumo. El método también plantea un control directo e indirecto de las demandas actuando en función de previsiones energéticas y la gestión de desvíos a tiempo real. Estos sistemas de control están mucho menos estandarizados que los dos anteriores, si bien en una primera fase basta con ajustar la demanda a las horas en la que se proyecta mayor generación renovable (por ejemplo a las horas de la campana solar). Esto asegura que toda la demanda posible sea abastecida con la energía producida por la planta fotovoltaica.

En relación con esta política, los nuevos inversores están comenzando a integrar este tipo de soluciones como valor añadido aunque realmente ese control se puede hacer sin mucho problema mediante una Raspberry PI o controlador equivalente.

Toda la red HAN se comunicaría entre dispositivos inteligentes y controlador principal mediante una red WiFi existiendo una gran multitud de protocolos de comunicación aptos tanto síncronos como asíncronos. Quizás el protocolo más usado es el Modbus aunque existen otros de gran interés tales como Zigbee o MQTT. En cualquier caso, es importante comentar que la baja estandarización en cuanto a protocolos de comunicación ha hecho que los fabricantes de dispositivos como interruptores inteligentes hayan optado por incluir varios protocolos a la vez. No obstante, en todos los casos la solución más utilizada ha sido la implementación de una API de descarga. Así, el usuario al instalar el enchufe inteligente lo configura con el móvil aceptando que los datos sean subidos al servidor central de la empresa que desarrolla el dispositivo y, posteriormente, da acceso al usuario para que descargue esos datos mediante la API. Desde un punto de vista técnico, pese a que la solución argumentada es técnicamente viable, **se considera que la opción más segura es adquirir dispositivos que originalmente permitan la comunicación con protocolos tipo Modbus y que el usuario siempre pueda bloquear la subida de sus datos de consumo (totalmente personales) a plataformas ajenas sin que esto suponga una pérdida de funcionalidad.** Las empresas punteras en el ámbito de la domótica ya ofrecen este tipo de solución que se considera la más segura y adecuada para este tipo de usos.

En línea con lo argumentado, en el año 2019 se ponía en marcha la iniciativa europea EEBUS que tiene como fin la estandarización de protocolos de comunicación asociados al internet de las cosas (IoT). Desde el arranque de esta iniciativa se ha convertido en la iniciativa referencia en este campo de conocimiento a nivel mundial, habiéndose adherido grandes empresas de distintos sectores tales como fabricantes de electrodomésticos referentes, fabricantes de vehículos eléctricos, fabricantes de inversores, empresas comercializadoras, gestores de red, integradores de energías renovables así como centros de investigación. EEBUS no es más que una suite de protocolos de comunicación que pretenden servir de interface entre dispositivos ya sea para consumidores de energía eléctrica y movilidad, productores de electricidad, almacenistas de energía y empresas gestoras de las redes inteligentes. Al utilizar un mismo lenguaje, todos los sistemas que pudieran ser instalados en la vivienda podrían ser integrados con un mismo algoritmo de gestión energética, haciendo que el control sea verdaderamente inteligente y dinámico.

A nivel de costes, implementar un control HAN no es para nada costoso. El controlador de placa base reducida tiene un coste de aproximadamente 45 €. Además, los enchufes inteligentes se adquieren a un precio de unos 20 €. Por ello, un control básico puede realizarse por menos de 100 € actuando sobre varios consumos. Por otra parte, si se quiere instalar una pequeña pantalla de control habría que sumar unos 50 € si bien ese control puede hacerse sin mucho problema a través de una tabla, ordenador o móvil. Finalmente, en una solución integral (llave en mano) el precio rondaría unos 500 € por vivienda.

Neighbourhood Area Network (NAN)

En línea con lo anteriormente mencionado se ha establecido como segundo nivel de control el sistema nombrado Neighbourhood Area Network (NAN). La red NAN abarca los centros de transformación de cada isla, existiendo una red NAN por cada uno de ellos. Las redes NAN recaban la información de las redes HAN tanto en términos de medida de la energía consumida como capacidades de control. Adicionalmente, en base a órdenes recibidas del nivel superior (WAN) propondría redes HAN que ejecutarían órdenes de actuación para corregir desviaciones.

En la red NAN, la información se podría recibir de dos formas, a través de comunicación PLC o a través de una red inalámbrica creada como por ejemplo una Narrowband. La tecnología PLC ya está siendo usada para recabar medidas de los usuarios, aunque por el momento no se ha implementado capacidad de control avanzada. Para hacer posible esa capacidad de control avanzada mediante PLC se ha propuesto el uso de un Gateway en cada instalación de usuario sirviendo de puente entre protocolos estándares (Modbus, Zigbee) y el protocolo Meters & More (usado en los contadores instalados por e-distribución en Canarias). La solución Narrowband es quizás más abierta siendo accesible por cualquiera tanto en términos de hardware como de software. El alcance de estas redes es de 15 km en espacios abiertos y de 2 km en espacios cerrados lo que puede ser suficiente para este objetivo. De una u otra forma, el controlador de la vivienda enviaría la información mencionada al servidor de la red NAN identificándose cada usuario final con un ID.

En cada hora se recibiría las disponibilidades de aplicación de gestión de demanda en cada HAN. Así pues, en un momento determinado (no establecido) la red WAN podría mandar la necesidad de actuar, para lo cual se ejecutaría a nivel del centro de transformación un algoritmo que identificaría los usuarios seleccionados para resolver la contingencia. Los usuarios seleccionados tendrían un tiempo de menos de 30 segundos para actuar. Si no actuaran, la orden sería enviada a otro usuario HAN y se anularía la orden anterior. El usuario de la red HAN tendría un incentivo económico por haber reaccionado positivamente a esa gestión además de que estaría abasteciendo ese uso con la energía más barata posible.

Si se aprovechara la actual red PLC para el desarrollo de este procedimiento se podría decir que la inversión ya ha sido desarrollada. Simplemente habría que llevar a cabo una inversión en la actualización de los controladores o servidores de la red NAN pero más que nada a nivel de software dado que ya no sólo se recibiría información sino que habría una comunicación bidireccional. Dicho de otra forma, ya existe forma de comunicación y habría que “entrenar” tanto al emisor como al receptor para que trabajen de la forma adecuada. En cualquier caso, sí sería necesaria la inversión en el Gateway de cada vivienda. Se desconoce del coste de este Gateway pero uno estándar (para otros protocolos de comunicación) se venden a aproximadamente 50-70 €. En lo que respecta a la actualización de los servidores NAN, el desarrollo sería conjunto (misma forma de proceder) y habría que instalarlo en cada servidor. Este coste no debería ser nada fuera de lo normal en relación con la inversión que supuso la creación de la red inteligente de medición actual.

Wide Area Network (WAN)

El último nivel de control se define a nivel de isla y se conoce como Wide Area Network (WAN), estando especialmente orientada a la gestión del operador del sistema eléctrico. En la red

WAN se recibiría disponibilidades de aplicación de políticas de gestión de demanda en cada centro de transformación de la red. De la misma forma, el operador decidiría qué centros de transformación deberían aplicar preferentemente sistemas de gestión de demanda ayudando a balancear el sistema por nodos. De manera natural, las políticas de gestión de demanda se aplicarían preferentemente sobre los usuarios que se encuentren lo más cerca posible de aquellas zonas donde conservar las condiciones de calidad y garantía del suministro son peores. Por tanto, asegura la estabilidad al máximo nivel posible.

En este nivel de control el operador incluso tiene el control sobre la generación renovable con potencia superior a los 500 kW, lo cual brinda de una capacidad de control máxima para asegurar que la mayor parte de la demanda posible es atendida con energías renovables. Este desplazamiento de cargas a horas en las que la producción es máxima viabiliza la instalación de parques eólicos y plantas fotovoltaicas cuyos promotores estarían muchos menos afectados por políticas de corte durante las cuales no se produciría energía por contingencias del sistema (cumplimiento del procedimiento de operación 12 de los sistemas eléctricos no peninsulares). De otra parte, el usuario estaría consumiendo una energía más barata y los costes de explotación del sistema también serían inferiores. Finalmente, a sabiendas de que existirían múltiples micro-consumos en comparación con el tamaño del sistema eléctrico, esa disponibilidad de regulación es ampliamente útil para un control en detalle de las demandas.

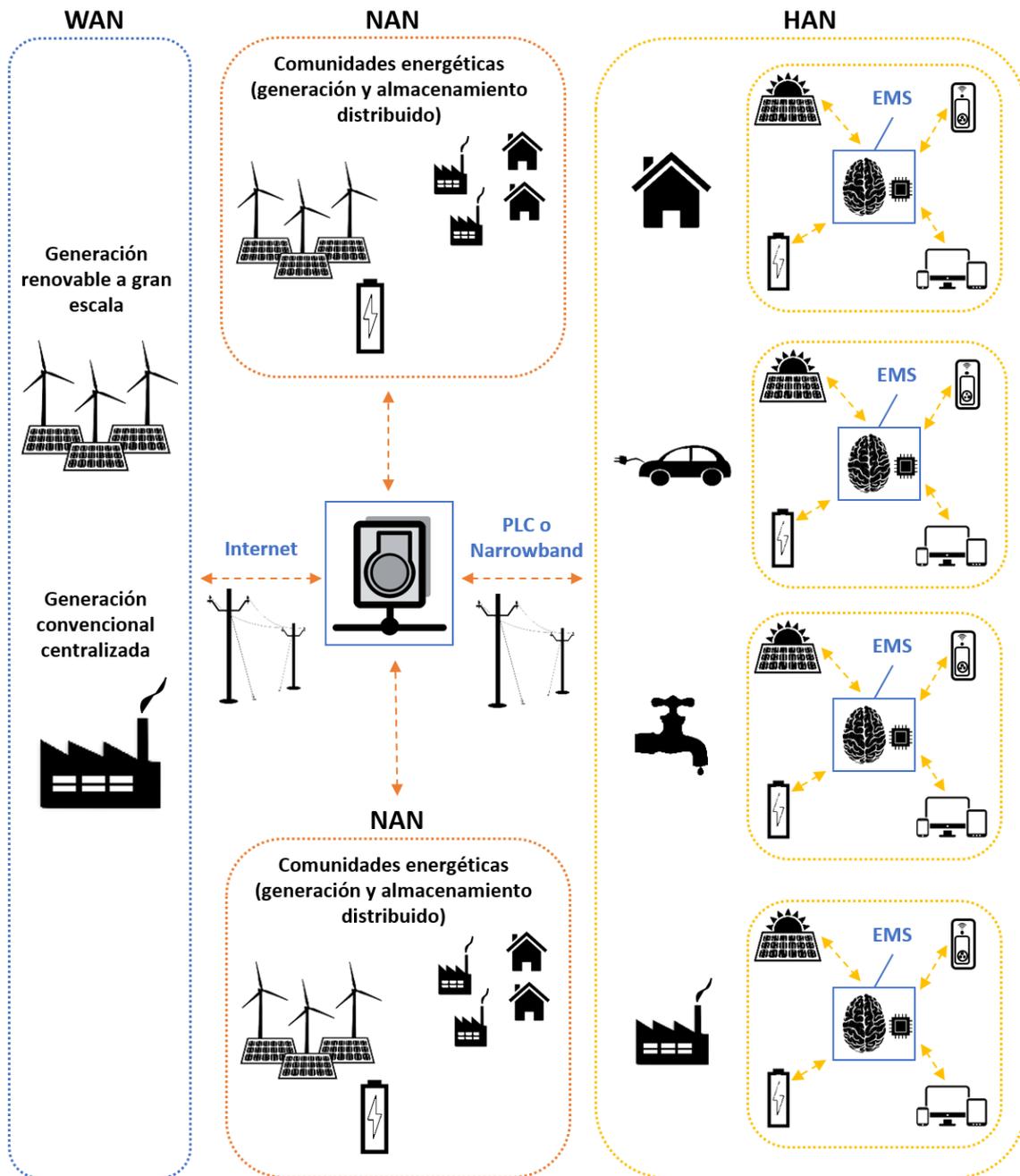


Ilustración 126. Estructura del sistema de gestión de demanda propuesto para Canarias

En esta estrategia se no sólo se ha propuesto un modelo que se considera viable para el caso particular de Canarias sino que incluso se ha reconocido la capacidad de gestión por sectores.

En el sector doméstico puede comentarse que **el consumo eléctrico medio por vivienda en Canarias se sitúa sobre los 10,5 kWh/día** (cuatro habitantes por vivienda), habiéndose estimado que un 25% de esta demanda es de alta gestionabilidad (termos eléctricos), a lo que se suma otro 25% de gestionabilidad moderada (correspondiente con los usos finales de climatización y electrodomésticos de función diferida). Finalmente, un 13% de la demanda restante podría añadirse a lo anterior si los sistemas de refrigeración se utilizan como mecanismo para proveer reservas secundarias. **Por todo ello se estima que la capacidad máxima de gestión de una vivienda en Canarias puede llegar al 63%** si bien lo realista es que

se apliquen políticas de control principalmente sobre el uso de termos eléctricos y aires acondicionados a corto medio plazo (demanda conjunta del 30%). Si finalmente se logra implantar con éxito el uso de un protocolo unificado (EEBUS) sería muy factible alcanzar capacidades de gestión de hasta el 50% de la demanda en la vivienda.

En el sector comercial y turístico se reconoce como principal fuente de gestión de demanda la climatización de estancias a través de sistemas de aire acondicionado. Este tipo de consumos destacan por su enorme importancia en términos de potencia instalada, si bien el control que podría ser realizado es tan sencillo como el necesario para el sector residencial. **El consumo eléctrico para climatizar un área de 30 m² ronda los 5,2 kW habiéndose asumido que por cada metro cuadrado se necesita en Canarias una media de 150 frigorías y que 860 frigorías suponen 1 kW con un sistema de aire acondicionado estándar. Con esa potencia total, es necesario también asumir que la capacidad de control máxima sería de un 12% sobre la demanda considerándose que el cambio máximo de consigna de temperatura es de 3 °C.**

En cuanto a la movilidad, es quizás uno de los grandes nichos para la gestión de demanda en Canarias. **Si el usuario adquiere como hábito que el vehículo sea conectado tan pronto llega a destino o simplemente cada día, se garantizaría que las cargas puedan ser prácticamente siempre realizadas con cargadores lentos durante cortos espacios de tiempo.** En ese caso, la capacidad de gestión con el parque automovilístico previsto en Canarias sería de 1.264 MW con una gestión energética de hasta 2.528 MWh/día, lo que supone un potencial inmeso y realmente necesario para optimizar los costes en los sistemas eléctricos de Canarias.

Finalmente, en el sector industrial debe ser tenido en cuenta los nuevos consumos previstos en la industria química relacionada con la producción de combustibles renovables. Estos sistemas serán gestionables en la medida que así lo sea el hidrógeno renovable necesario para producir amoníaco para el sector marítimo y queroseno para la aviación.

Se muestra en la siguiente tabla un resumen de los ratios de capacidad de gestión de demanda conforme al análisis en detalle expuesto en el apartado 5.3 de este documento.

Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía		
Sector	Uso final	Gestionabilidad
Residencial	Termos eléctricos	25%
	Aires acondicionados	5%
	Electrodomésticos con función diferida	15%
	Electrodomésticos con función continua	13%
	Total general	58%
	Total realista	30%
Comercial y turístico	Climatización	6%
	Agua Caliente Sanitaria	2%
	Alumbrado	0%
	Total general	8%
	Total realista	6%
Tratamiento del agua	Desalación	15%
	Sistemas de bombeo de agua	10%
	Tratamiento de aguas residenciales	15%
	Total general	40%
	Total realista	15%
Vehículo eléctrico	Vehículo eléctrico	20%
	Total general	20%
	Total realista	20%
Industria química	Generación de combustibles sintéticos	40%
	Total general	40%
	Total realista	40%

Tabla 79 Ratios de gestionabilidad por subsectores de la energía

Por otra parte, usando como referencia los datos recabados del Anuario Energético de Canarias y la estimación de demanda realizada para los años de referencia (considerados en este caso 2030 y 2040), se estima la demanda eléctrica por subsectores. Teniendo en cuenta esa distribución, posteriormente se realizó una proyección de la demanda eléctrica que podría ser gestionable conforme a los sistemas descritos.

Estimación de la capacidad de gestión para los años 2030 y 2040												
Año	Demanda	Sector	Tipo de uso	G. Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	
2030	Demanda tendencial	Residencial	Termos eléctricos	216,54	296,07	67,43	45,42	24,56	6,89	3,55	660,47	
			Resto residencial	43,31	59,21	13,49	9,08	4,91	1,38	0,71	132,09	
		Comercial	Climatización	27,74	30,82	5,91	4,91	1,39	0,18	0,16	71,10	
		Turístico	Climatización	18,98	32,61	12,69	10,13	0,99	0,32	0,03	75,75	
		AAPP*	EDAM	30,64	8,98	8,27	4,12	0,00	0,00	0,20	52,21	
			Bombeo	61,28	17,96	16,55	8,24	0,00	0,00	0,39	104,42	
	Total				398,5	445,7	124,3	81,9	31,8	8,8	5,0	1.096,0
	Vehículo eléctrico				85,4	95,0	20,0	10,4	9,0	2,2	1,6	223,6
	Combustibles renovables				3.414,4	4.870,4	234,8	127,6	60,0	27,2	23,2	8.757,6
	Total demanda eléctrica				483,9	540,7	144,3	92,3	40,8	11,0	6,6	1.319,6
Demanda eléctrica + Combustibles verde				3.898,3	5.411,0	379,1	219,9	100,8	38,2	29,8	10.077,2	
2040	Demanda tendencial	Residencial	Termos eléctricos	237,33	343,56	76,57	53,08	27,97	7,85	4,20	750,55	
			Resto residencial	94,93	137,42	30,63	21,23	11,19	3,14	1,68	300,22	
		Comercial	Climatización	30,40	35,76	6,71	5,73	1,58	0,21	0,19	80,58	

	Turístico	Climatización	20,81	37,84	14,41	11,84	1,12	0,37	0,03	86,42
	AAPP*	EDAM	64,86	19,53	18,37	9,09	0,00	0,00	0,41	112,27
		Bombeo	64,86	19,53	18,37	9,09	0,00	0,00	0,41	112,27
		EDAR	32,43	9,77	9,19	4,54	0,00	0,00	0,21	56,13
	Total		545,6	603,4	174,3	114,6	41,9	11,6	7,1	1.498,4
Vehículo eléctrico		286,6	328,0	57,6	38,0	29,2	6,2	3,6	749,2	
Combustibles renovables		8.869,8	12.149,2	758,4	412,1	193,8	87,9	74,9	22.546,0	
Total demanda eléctrica		832,2	931,4	231,9	152,6	71,1	17,8	10,7	2.247,6	
Demanda eléctrica + Combustibles verde		9.702,0	13.080,6	990,2	564,7	264,8	105,6	85,7	24.793,6	

Tabla 80 Estimación de la capacidad de gestión para los años 2030 y 2040

Para el horizonte hasta el año 2030, en el sector residencial se ha optado por priorizar la gestión de demanda asociada a los termos eléctricos dado que se considera la opción de gestión más factible en el corto plazo de tiempo. A eso se uniría la gestión de electrodomésticos con función diferida (lavadoras, secadoras y lavavajillas). De los 1.319,6 GWh de carácter gestionable, el termo eléctrico supondría el 50% de la capacidad, seguido del vehículo eléctrico con un 17%. La gestión de demanda de electrodomésticos con función diferida asume un 10%, seguido del control de la climatización del turismo (6%), control de la climatización del comercio (6%) y otro 12% de la capacidad de gestión asociado al tratamiento del agua.

Para el año 2040 el vehículo eléctrico tendría la misma importancia en la gestión de demanda que los termos eléctricos suponiendo ambos un 33% de la capacidad total, cifrada en 2.247,6 GWh. El resto de mecanismos asociados al sector residencial también tendrían cierta importancia con un 13% del total, seguido de la climatización en comercios (4%) y en el turismo (4%). Los procesos para el tratamiento del agua supondrían el restante 12%.

La producción de combustibles sintéticos permitiría incrementar de una manera muy significativa las posibilidades de gestión de demanda en Canarias. Es importante tener en cuenta que no toda la demanda eléctrica asociada a este subsector puede ser gestionada. Si bien en la producción del hidrógeno y otros productos necesarios como el nitrógeno sí es viable técnicamente el trabajo a cargas parciales entre 100% - 20%, otras demandas como los reactores difícilmente pueden gestionarse. Aun así, sólo en la producción del hidrógeno se focaliza más del 70% del consumo eléctrico asociado a la producción de combustibles como el amoníaco o el queroseno. A la vista de lo comentado se consideró que la capacidad de gestión de demanda eléctrica de esta industria podría tomar como un valor realista una cifra del 40%. Necesariamente, partiendo de la premisa de que todos los combustibles deben ser producidos con energías renovables la gestión mencionada es una condición obligatoria.

En la última etapa del diagnóstico se distribuyó la capacidad de gestión en el ámbito geográfico usando como referencia la red AMI propuesta y técnicas SIG (Sistema de Información Geográfica). Conforme con los resultados obtenidos, parece lógico que la demanda gestionable sobre el total formado por la demanda tendencial y la derivada del vehículo eléctrico alcance un 9,1% en el año 2030 y que posteriormente se amplíe hasta el

12,6%. En valores absolutos, se gestionaría en el año 2030 hasta 768 GWh/año, mientras que para el año 2040 ascendería hasta los 1.516 GWh.

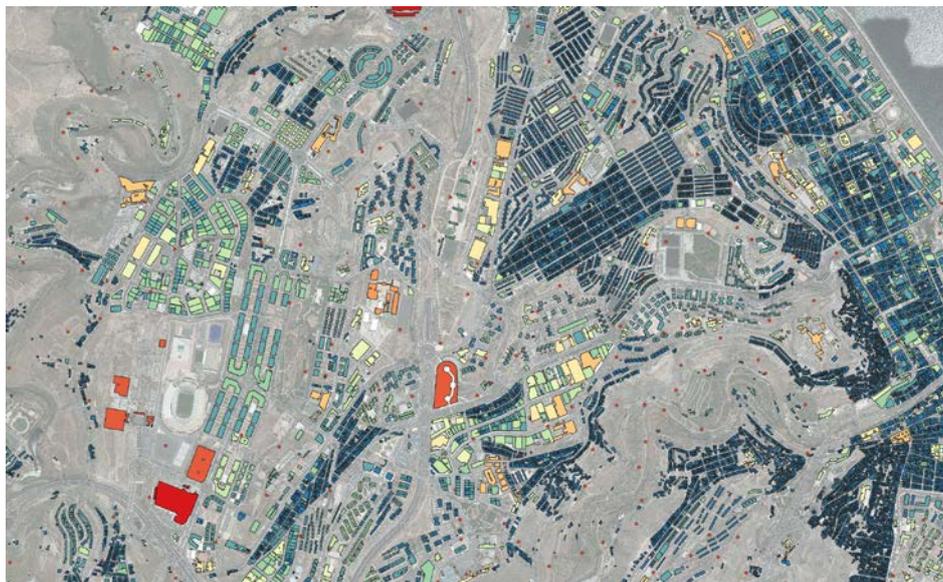


Ilustración 127 Ejemplo de resultados de redes HAN en la isla de Gran Canaria

Si tomamos como referencia un sistema de almacenamiento energético con baterías de Litio Ion, esa capacidad de gestión se equivaldría a una batería de 256 MW/768 GWh en el año 2030 y de 505 MW/1.516 GWh en el año 2040. Naturalmente, la gestión de demanda asume un desafío técnico equivalente al necesario en la instalación de sistemas de almacenamiento energético, pero se evitan ciertos problemas como los desafíos territoriales para la instalación de las baterías (aproximadamente 300 contenedores de 20 pies con baterías tradicionales) o medioambientales como la gestión de residuos al acabar su vida útil. Adicionalmente, repercute directamente en la economía del usuario y es incluso el propio usuario el que tendría incentivo para la instalación de estos sistemas.

La inversión total sería en este caso de aproximadamente 545 M€ pero con ahorros anuales de 19,2 M€ en 2030 y 37,9 M€ en 2040 lo cual marca la alta rentabilidad de esta opción tecnológica. El ahorro se computa como reducción de la factura eléctrica del usuario aunque incluso se podría considerar otros aspectos como la reducción de emisiones contaminantes dado que se atiende mayor demanda con energías renovables o incluso la aplicación de políticas de corte sobre la generación no gestionable.

Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Canarias								
Municipio	Demanda eléctrica total 2030 (MWh)	Demanda eléctrica total 2040 (MWh)	Demanda gestionable 2030 (MWh)	Demanda gestionable 2040 (MWh)	Número total de HAN	Inversión estimada (M€)	Ahorro conseguido 2030 (m€)	Ahorro conseguido 2040 (m€)
Tenerife	3.595.871,2	5.245.270,9	311.665,2	663.274,8	400.790,0	267,3	7.802,8	16.605,7
La Palma	261.202,3	392.303,8	35.256,4	80.172,9	35.341,0	22,9	882,7	2.007,2
Lanzarote	793.032,9	1.073.398,1	84.345,8	114.165,0	45.915,0	26,8	2.111,7	2.858,2
Fuerteventura	638.393,0	875.167,9	55.468,6	76.041,4	47.548,0	32,9	1.388,7	1.903,8
Gran Canaria	3.046.262,4	4.268.966,4	266.082,3	548.643,9	283.044,0	183,7	6.661,6	13.735,8
La Gomera	67.423,4	94.783,6	10.242,0	21.710,8	10.678,4	6,2	256,4	543,6
El Hierro	45.407,7	62.188,8	5.906,3	12.202,5	6.748,0	4,9	147,9	305,5
Canarias	8.447.592,9	12.012.079,4	768.966,4	1.516.211,2	830.064	545	19.252	37.960

Tabla 81 Distribución de capacidades de gestión de demanda por municipios. Canarias

De la misma forma, haciendo uso de los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias y en concreto las imágenes georreferenciadas de la red de distribución y el número de centros de transformación por islas, se ha posicionado los centros de transformación para cada isla a sabiendas que suelen situarse en intercepciones y bifurcaciones de líneas. **En cada centro de transformación se constituiría lo que se conoce como una red NAN. Finalmente, se agrega a nivel de isla en el ámbito de una red WAN.**

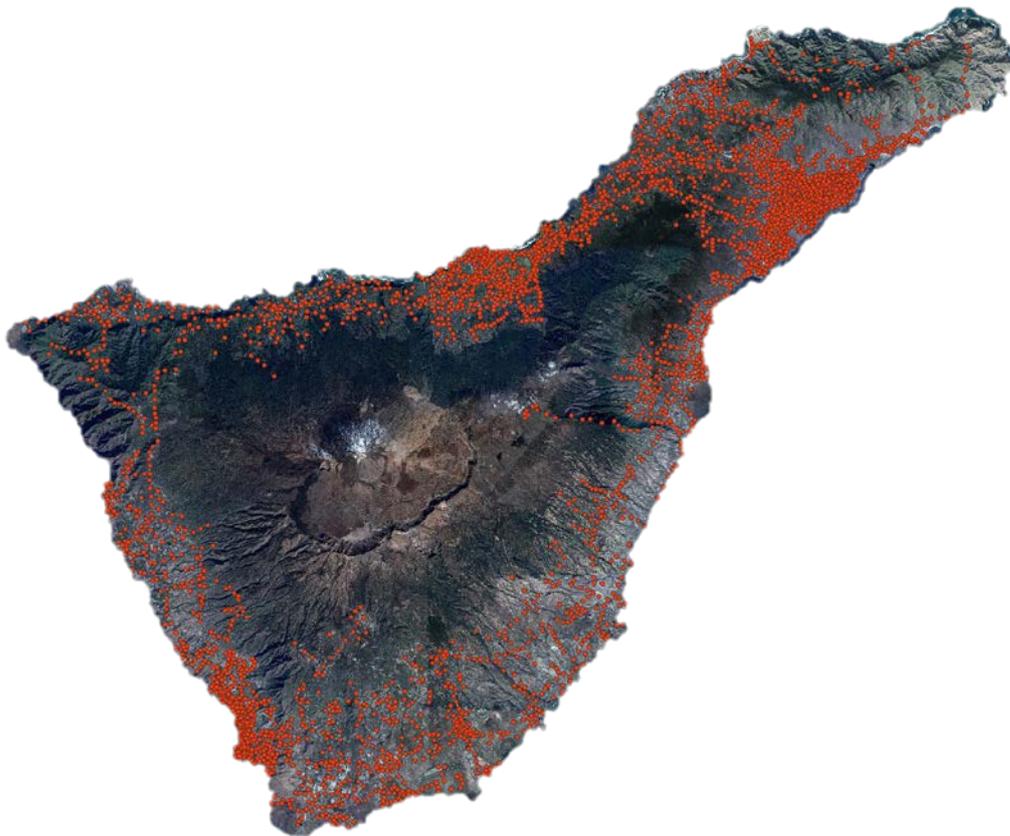


Ilustración 128 Ejemplo de resultados de redes NAN en la isla de Tenerife

En lo que se refiere a las redes NAN, existiría un total de 7.804 las cuales actuarían como centros de agregación de la demanda aguas abajo a efectos de la monitorización y actuación. Para la configuración de estas redes se sumaría a la cifra anterior 19,5 M€.

Distribución de redes NAN. Canarias					
Municipio	Número de redes NAN 2030	Número de redes NAN 2040	Promedio de capacidad de gestión 2030	Promedio de capacidad de gestión 2040	Inversión en redes NAN
Tenerife	2.897	2.897	145,47	308,14	7.242.500 €
La Palma	393	393	100,87	229,05	982.500 €
Lanzarote	688	688	161,32	218,35	1.720.000 €
Fuerteventura	732	732	105,79	145,02	1.830.000 €
Gran Canaria	2.891	2.891	157,00	319,42	7.227.500 €
La Gomera	133	133	90,45	191,58	332.500 €
El Hierro	70	70	82,71	170,88	175.000 €

Canarias	7.804	7.804	843,60	1582,45	19.510.000 €
----------	-------	-------	--------	---------	--------------

Tabla 82 Distribución de redes NAN. Canarias

En la última etapa de la estrategia se planteó un plan de acción compuesto por un total de 41 medidas distribuidas en líneas de acción conforme con el siguiente índice:

- A.1: Procesos legislativos y normas técnicas y económicas.
- A.2: Mecanismos de subvención y financiación.
- A.3: Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) del sector residencial.
- A.4: Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al vehículo eléctrico.
- A.5: Actuaciones en redes Home Area Network (HAN) asociadas al sector industrial.
- A.6: Actuaciones en redes Neighbourhood Area Network (NAN).
- A.7: Actuaciones en redes Wide Area Network (WAN).
- A.8: Otras medidas asociadas a gestión de demanda.

Para llevar a cabo este plan de acción se requeriría una inversión de 132,33 M€ a ejecutar en el horizonte temporal comprendido entre los años 2031 y 2040. En la primera mitad del horizonte temporal se invertiría un total de 65 M€ a los que se sumaría unos 67,36 M€ en el periodo comprendido entre los años 2031 – 2040.