

**Proyecto Energías Renovables
No Convencionales (CNE/GTZ)**
PN: 2007.2079.7



gtz



Proyección de Demanda Eléctrica

Sistema Eléctrico San Pedro de Atacama (CESPA)

Informe Final

Preparado por:



Santiago de Chile
Septiembre de 2009

Aclaración

Este informe fue elaborado por encargo de Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH en el marco del proyecto de cooperación intergubernamental “Energías Renovables No Convencionales”. Este proyecto se implementa por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y GTZ.

Sin perjuicio de ello, las conclusiones, opiniones y recomendaciones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GTZ. De igual forma, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar no constituye en ningún caso una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de Alemania.

Tabla de Contenidos

Resumen	6
1. Introducción	7
1.1 Objetivos y Alcances	7
1.2 Descripción de San Pedro de Atacama	8
1.2.1 Ubicación geográfica	8
1.2.2 Clima	9
1.2.3 Población	10
1.2.4 Actividades económicas	11
1.3 Marco metodológico del Estudio	12
1.3.1 Información y áreas de trabajo	12
1.3.2 Estimación de demanda y producción actual	13
1.3.3 Reconstrucción y proyección de la demanda	13
1.4 Resumen de la Metodología	14
1.5 Sistematización de la información	15
2. Sistema eléctrico y operación de CESPAs	16
2.1 Antecedentes	16
2.2 Sistema eléctrico	16
2.2.1 Descripción del sistema de CESPAs	16
2.2.2 Otros generadores en la localidad	19
2.3 Demanda y operación con racionamiento	19
2.3.1 Clientes de CESPAs y tarifas	19
2.3.2 Manejo de la carga	21
2.4 Registros de operación e índices de disponibilidad	22
2.4.1 Información y tratamiento de datos	22
2.4.2 Curvas de carga del generador	23
2.4.3 Indisponibilidad del sistema eléctrico	29
2.5 Mediciones: validación de lecturas y calidad de suministro	32
2.5.1 Verificación de lecturas de potencia generada	32
2.5.2 Calidad de suministro y otras mediciones	33
3. Análisis del consumo histórico	34
3.1 Antecedentes	34
3.2 Evolución del número de clientes y consumos	34
3.3 Estacionalidades	36

3.4	Crecimientos	37
4.	Reconstrucción de la demanda actual	41
4.1	Reconstrucción de curvas de carga	41
4.1.1	Consumo de Toconao	41
4.1.2	Consumo de la planta APR	42
4.1.3	Consumo de la planta ALC.....	43
4.2	Mediciones en terreno y encuestas de hoteles.....	43
4.3	Demanda potencial actual de energía eléctrica.....	44
4.3.1	Antecedentes.....	44
4.3.2	Usuarios en lista de espera de conexión	44
4.3.3	Usuarios en nuevas poblaciones.....	45
4.4	Curvas de carga del generador sin desconexiones	46
5.	Proyección de la Demanda.....	49
5.1	Costos de autogeneración.....	49
5.2	Ampliación de la planta de APR y ALC.....	53
5.2.1	Planta Agua Potable Rural (APR)	53
5.2.2	Planta de Tratamiento de Aguas Servidas	55
5.3	Proyección de la demanda 2010-2011	55
5.3.1	Descripción general.....	55
5.3.2	Curvas de carga diaria estimadas 2010	55
5.3.3	Curvas de carga diaria estimadas 2011	58
5.4	Proyecciones con conexión de hoteles.....	60
5.4.1	Descripción general.....	60
5.4.2	Curva de carga diaria hoteles aislados	60
5.4.3	Proyección 2010 – 2011 con hoteles	61
5.4.4	Proyección 2010 – 2011 con desconexión de hoteles a las 18:00 hrs.	65
5.5	Proyección de la demanda 2010-2019	69
6.	Anexos.....	71
6.1	Acrónimos.....	71
6.2	Referencias de información.....	71
6.3	Base de datos con información del proyecto	72
6.4	Mediciones de consumo.....	73
6.4.1	Descripción general.....	73
6.4.2	Consumos pequeños por sector.....	74
6.4.3	Consumo de hoteles.....	76
6.4.4	Consumo de Toconao	78

6.4.5	Consumo de Plantas APR y ALC	78
6.5	Medidas eléctricas de generación y calidad del suministro.....	80
6.5.1	Desbalance de fases	80
6.5.2	Potencia reactiva y factor de potencia.....	82
6.5.3	Distorsión armónica	83
6.5.4	Escalones de potencia	84
6.6	Requerimientos de alumbrado público	84
6.6.1	Consideraciones generales	84
6.6.2	Metodología a emplear	85
6.6.3	Cálculos	86

Resumen

El presente estudio tiene como propósito realizar un análisis de los consumos y generación eléctrica en la localidad de San Pedro de Atacama (SPA), con el objetivo de facilitar la planificación de su sistema eléctrico y la optimización de éste considerando la integración de una granja fotovoltaica.

Para cumplir con el objetivo, el trabajo contempló una campaña en terreno para la medición del comportamiento eléctrico y realización de encuestas, integrando asimismo diversas fuentes de información suministradas por la contraparte y organismos locales.

El presente informe entrega los principales resultados del estudio, que incluyen la caracterización de consumos, reconstrucción de curvas de cargas del generador y proyecciones para los próximos 10 años. Los resultados alcanzados permiten, desde el punto de vista de la información de demanda, realizar una planificación del sistema eléctrico de SPA y la optimización de éste, considerando la integración de una granja fotovoltaica. El nivel de incertidumbre en los resultados, asociada a proyecciones de tendencias y limitantes tanto en la calidad y disponibilidad de información, no se considera un elemento crítico.

Específicamente, el estudio presenta los siguientes resultados:

1. A través de mediciones en terreno, encuestas y recopilación de documentación previamente elaborada, se desarrolla una base de datos con información de las actuales fuentes de suministro eléctrico en SPA, como plantas generadoras a gas natural y equipos diesel, incluyendo cualquier sistema de autoproducción existente en hoteles y otras dependencias.
2. Se logró compilar datos históricos de suministro, incluyendo estimaciones de disponibilidad y calidad del servicio eléctrico.
3. Se establecen e identifican grandes consumos actuales (Toconao, planta de agua potable, planta de tratamiento de aguas servidas) y futuros (ej: crecimiento de planta de agua potable, hoteles, consumos residenciales no conectados).
4. Se propone y aplica una metodología de proyección del consumo de energía eléctrica de la comuna a un horizonte de 10 años. Dicha proyección incorpora la incidencia de factores relevantes como la proyección demográfica y previsión de grandes consumos. Se entrega un detalle para los años 2010 y 2011 y una proyección para los años posteriores a través de una proyección en potencia media y potencia de punta.
5. El estudio estima el patrón de consumo estacional y cuánto es el consumo de hoteles, casas, consumidores comerciales y agrícolas. Se determina asimismo, el patrón de consumo diario (curva de carga) típico para un día de verano y de invierno, considerando los diferentes categorías de consumidores. A través de mediciones y registros, se aplica una metodología que utiliza factores de forma para una estimación agregada de los consumos que permite reconstruir la forma de la curva de carga.
6. Los resultados alcanzados se extienden a las distintas estaciones del año, definiendo bandas de operación que delimitan el comportamiento previsto y rangos entre los que se puede encontrar la curva de carga en un día.
7. Finalmente se construyen proyecciones de la curva de carga considerando escenarios para la conexión de consumos.

1. Introducción

La Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH (Sociedad Alemana de Cooperación Técnica), en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania, están desarrollando el proyecto “Energías Renovables No Convencionales”. El objetivo del proyecto es contribuir a que las energías renovables no convencionales (ERNC) adquieran mayor importancia en la matriz energética, específicamente, en la generación de electricidad en los sistemas interconectados.

En el contexto de este proyecto, GTZ apoya la iniciativa del Gobierno de Chile de construir, mediante un concurso internacional, una granja solar fotovoltaica en la comuna de San Pedro de Atacama, que será conectada al sistema eléctrico local [1].

El presente estudio tiene como propósito realizar un catastro de los consumos y generación eléctrica relevante que se produce en la comuna de San Pedro de Atacama, con el objetivo de facilitar la planificación de su sistema de distribución eléctrico y la optimización del sistema eléctrico considerando la integración de una granja fotovoltaica.

En acuerdo con la contraparte, el presente documento se construye intentando desplegar en forma extensiva las fuentes de información, antecedentes y metodología.

1.1 *Objetivos y Alcances*

Para el estudio se definen los siguientes objetivos:

Objetivo General:

Contar con un catastro de la oferta y demanda (actual y futura) de energía eléctrica que se produce y consume en la Comuna de San Pedro de Atacama, tanto a nivel público como privado.

Objetivos específicos:

Los objetivos específicos persiguen alcanzar una descripción de la demanda eléctrica de la comuna de SPA, en conjunto con su composición. Sobre la base de un análisis se busca proyectar la evolución que tendrá el consumo eléctrico de la localidad en los próximos 10 años. Para ello, se establecen los siguientes objetivos específicos:

1. Desarrollar una base de datos con información de las actuales fuentes de suministro eléctrico en SPA, como plantas generadoras a gas natural y equipos diesel, incluyendo cualquier sistema de autoproducción existente en hoteles y otras dependencias.

2. Compilar datos históricos de suministro incluyendo estimaciones de disponibilidad y calidad del servicio eléctrico.
3. Proponer una proyección del consumo de energía eléctrica de la comuna a un horizonte de 10 años. Dicha proyección incorpora la incidencia de factores relevantes como la proyección demográfica y previsión de grandes consumos.
4. Establecer e identificar grandes consumos actuales y futuros como los asociados a la producción de agua potable.
5. Determinar el patrón de consumo estacional y cuánto es el consumo de hoteles, casas, consumidores comerciales y agrícolas.
6. Determinar el patrón de consumo diario (curva de carga) típico para un día de verano y de invierno, considerando los diferentes categorías de consumidores.

Alcances:

El estudio se centra exclusivamente en la demanda eléctrica de las localidades de San Pedro de Atacama y Toconao, cuyos sistemas eléctricos se encuentran actualmente conectados. Quedan fuera de éste, pequeñas localidades a más de 50 [km] de San Pedro como: Peine, Socaire, Rio Grande, Talabre y Cámar. Esto, por considerarse poco viable su conexión en el mediano plazo, en correspondencia con la relación entre distancia y magnitud de los consumos.

1.2 Descripción de San Pedro de Atacama

1.2.1 Ubicación geográfica

La zona de estudio comprende las localidades de San Pedro de Atacama y Toconao, ubicadas en la comuna de San Pedro de Atacama, Provincia de El Loa, Región de Antofagasta.

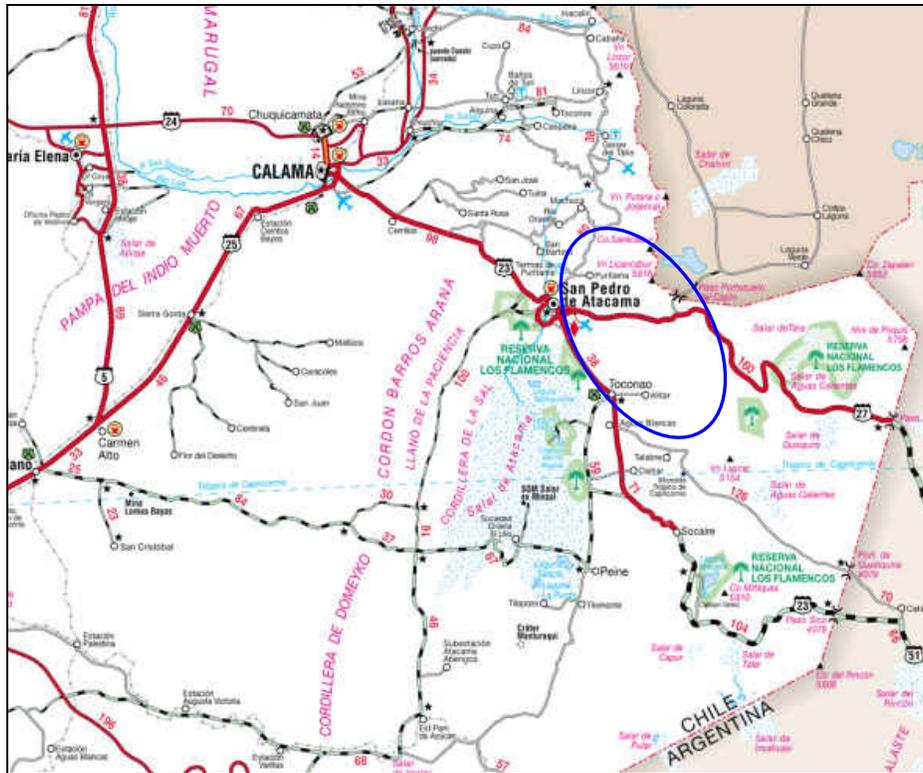


Figura 1.1: Ubicación geográfica.

La ubicación geográfica de San Pedro de Atacama, capital comunal, es latitud 22°55'S, longitud 68°12'W, a una altura de 2585 [m.s.n.m] en el extremo norte del Salar de Atacama. Se encuentra aproximadamente a 280 [km] al este de la capital regional Antofagasta y a 1670 [km] al norte de la capital nacional Santiago de Chile. La comuna de San Pedro de Atacama limita sus fronteras con Argentina y Bolivia, caracterizándose por el punto tripartito de Zapalero, ver Figura 1.1.

Toconao y San Pedro de Atacama se encuentran unidas por la ruta 23, totalmente asfaltada, con una distancia aproximada entre ambas de 38 [km].

1.2.2 Clima

El clima de la zona es desértico en altura, presentando muy poca lluvia durante todo el año y con una marcada oscilación térmica diaria.

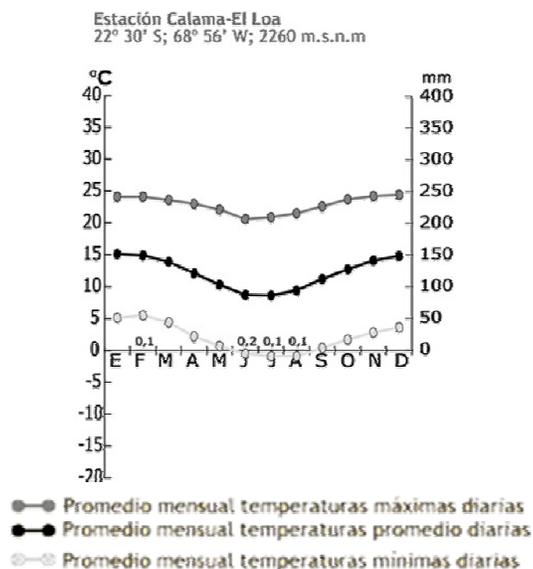


Figura 1.2: Temperatura y precipitaciones en zona de estudio. Fuente: Educar Chile

La gráfica de la Figura 1.2, correspondiente a la estación Calama – El Loa (la más representativa para las localidades de San Pedro de Atacama y Toconao) muestra que la temperatura máxima es bastante constante durante todo el año, entre 20 y 25 [°C], mientras que la mínima puede llegar a alcanzar valores bajo cero en invierno. Además, la Figura 1.2 b) muestra la gran oscilación térmica que es cercana a los 20 [°C] durante todo el año. Cabe destacar también la escasa cantidad de lluvia en la zona, la que no supera los 0.2 [mm] de agua caída en ningún momento del año.

1.2.3 Población

Evolución demográfica

La población de la comuna de San Pedro de Atacama se había mantenido relativamente estable durante la década de los 90' entre los 2500 y 3000 habitantes, sin embargo en el Censo 2002 la población ascendió a 4969 habitantes, lo que es casi el doble de la población existente con respecto al Censo 1992 (ver Tabla 1.1).

Tabla 1.1: Variación intercensal de la población comunal en relación a la provincia y la región

División Política administrativa	Censo 1992			Censo 2002			Variación Intercensal %
	Total	Mujer	Hombre	Total	Mujer	Hombre	
Región de Antofagasta	410724	203938	206786	493984	237819	256165	20.3
Provincia del Loa	125079	62094	62985	143689	69719	73970	14.9
Comuna de San Pedro de Atacama	2829	1356	1473	4969	2041	2929	75.6

Fuente: INE, Censo nacional de Población 1992 y 2002 [2].

Las causas de este crecimiento están dadas principalmente por la población inmigrante a la comuna, es decir, personas que al momento del censo residen habitualmente en ésta y que 5 años antes residían fuera. De esta forma, sólo el 55.5% de la población censada residía hace 5 años en la comuna, el 38.2% en otra comuna y 4.8% en el extranjero (Tabla 1.2).

En el Plan de Desarrollo Comunal (PLADECO) [2] se señala como los principales lugares de procedencia de la población inmigrante a: Calama, Santiago, Antofagasta, Francia, Argentina y Bolivia. El 71.2% de la población proveniente de otras comunas del país es de la Región Metropolitana de Santiago.

Tabla 1.2: Lugar de residencia de la población comunal en 1997

Lugar de residencia en 1997	Población de 5 años o más	%
En esta comuna	2546	55.5
En otra comuna	1753	38.2
En otro país	222	4.8
Ignorado	68	1.5
Total	4589	100

Fuente: INE, Censo de población 2002.

Distribución espacial

La población de la comuna es eminentemente rural y se encuentra distribuida en 8 localidades, dispuestas en torno al recurso hídrico en diversas cuencas de la hoya hidrográfica del Salar de Atacama.

La localidad de San Pedro de Atacama es la capital comunal y concentra el 63.7% de la población. Se divide en un área urbana, con el 39% de la población comunal, donde se encuentra el centro histórico y los servicios públicos y privados esenciales; y un área rural correspondiente al 24.7% de la población, la cual se estructura en Ayllús o asociaciones socioeconómicas agrícolas con lazos de parentesco.

El 36.3% de la población restante se distribuye en los pueblos de Toconao, Peine, Socaire, Río Grande, Talabre, Camar y Machuca. Además existen otras entidades donde la población no permanece de forma estable a pesar de poseer terrenos de cultivo y viviendas, estas son: Guatín, Peñaliri, San Juan, San Bartolo, Llano de Tambillo, Pampa de Quisquí, Llano de la Paciencia, El Laco y Tilomonte.

1.2.4 Actividades económicas

Las actividades económicas de San Pedro de Atacama son principalmente la agricultura y el turismo. La agricultura está basada exclusivamente en cultivos regados con el afluente del río San Pedro. El potencial turístico de la comuna y su gran auge en los últimos años se ve reflejado en el establecimiento de grandes hoteles de categoría 5 estrellas, variados hoteles de tamaño pequeño, numerosos hostales, múltiples agencias de turismo y comercio asociado.

Las mayores atracciones turísticas de San Pedro de Atacama son: Los géiser del Tatio, el Salar de Atacama, el Valle de la Luna, el Valle de la Muerte, el Lago Chaxas, las Termas de Puritama, el Pukará de Quito, las Lagunas Altiplánicas y las Ruinas de Tulo.

Los 9 hoteles de mayor categoría de San Pedro de Atacama se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 1.3: Hoteles de mayor categoría en SPA.

Nombre Hotel	Categoría [estrellas]	Página web	Localización
Hostería de SPA	3	www.dahoteles.com	Toconao 460
Kunza	5	www.hotelkunza.cl	Domingo Atienza S/N
Explora	5	www.explora.com	Domingo Atienza S/N
Alto Atacama	5	www.altoatacama.com	Pukará de Quitar
Tierra Atacama	5	www.tierraatacama.com	Av. Sequitor S/N
Casa Atacama	5	www.casaatacama.com	Tocopilla 221
La Casa de Don Tomás	3	www.dontomas.cl	Tocopilla sitio 18
Awasi	5	www.awasi.cl	Tocopilla
Kimal	3	www.kimal.cl	Domingo Atienza 452

1.3 Marco metodológico del Estudio

1.3.1 Información y áreas de trabajo

El estudio considera la incorporación tanto de información existente como la adquisición de ésta a través de visitas en terreno, encuestas, mediciones y consultas directas. Las principales fuentes de información las constituyen las siguientes instituciones y organismos: Comisión Nacional de Energía (CNE), Cooperativa Eléctrica de San Pedro de Atacama (CESPA) y la Ilustre municipalidad de San Pedro de Atacama (IMSPA). El anexo 6.2 resume los principales documentos empleados en el desarrollo del estudio.

La capacidad de generación del sistema eléctrico de la CESPA no es capaz de abastecer la actual demanda eléctrica existente en la localidad. Así, la metodología general se centra en dos objetivos principales. El primero persigue reconstruir el actual consumo de energía eléctrica asociado a la red de SPA, mientras que en el segundo se busca proyectar su evolución en el tiempo. El enfoque metodológico se adapta tanto a las restricciones impuestas por los plazos del proyecto como a la disponibilidad de información. Así, el desarrollo del estudio distingue cuatro grandes áreas de trabajo: identificación de consumos, recolección y procesamiento de datos, integración y proyección.

- **Identificación de consumos:** se efectúa un catastro y clasificación de todos los consumos actuales y potenciales de la comuna por tipo y localización. Se define una estrategia y fuentes de información para estimar su magnitud y comportamiento. Entre ellas: datos existentes, estudios previos, encuestas, entrevistas, mediciones directas y contraste con zonas similares.
- **Recolección y procesamiento:** en esta fase se recopila, clasifica y valida la información de todas las fuentes disponibles. De esta forma se alcanza la base de información a usar en el estudio. Se deja constancia de criterios y simplificaciones que surjan a partir de la calidad y disponibilidad de la información.

- **Integración:** se compone la demanda del sistema con la información necesaria para obtener perfiles de consumo. Este proceso involucra técnicas de análisis sectorial y calibración a base de mediciones.
- **Proyección:** sobre la base de históricos de consumo, resultado de encuestas e información complementaria de desarrollo de la comuna se proyecta la demanda eléctrica potencial para un horizonte de 10 años. La bondad de la proyección guarda una estrecha relación con la calidad y márgenes de error de la información obtenida y analizada.

1.3.2 Estimación de demanda y producción actual

Se considera la visita en terreno de personal para la identificación, catastro y medición de consumos y fuentes de generación por un periodo de tres semanas. El proceso consta de las siguientes etapas:

- **Confección de catastro inicial:** se analizan planos, informes y toda información relevante previa a la visita en terreno.
- **Clasificación de consumos y generación:** sobre la base del catastro inicial y de un análisis de la disponibilidad de información, se busca clasificar en número y cantidad los consumos de la comuna en: residencial, comercial y grandes consumos. Clasificación de fuentes de generación agrupadas por tamaño, estado, tipo, tecnología, propiedad y forma de operación.
- **Mediciones y encuestas / entrevistas:** se seleccionan cargas representativas de grupos de consumo y cargas relevantes específicas para la posterior medición y encuesta. Con equipamiento especializado se mide su consumo temporal y se obtienen sus características y proyección con apoyo de la encuesta. Paralelamente, si fuera factible, se miden índices de calidad de suministro del sistema como: contaminación armónica y desbalances.
- **Demanda global:** sobre la base de la información desagregada de mediciones y encuestas se reconstruye la demanda conjunta.
- **Síntesis:** Estimación del patrón conjunto de consumo, en perfiles diarios y comportamiento estacional.

Adicionalmente, las mediciones permiten verificar y complementar la información histórica de operación existente. La encuesta se diseña para permitir dimensionar la magnitud de consumos y su comportamiento. Con las entrevistas se busca identificar nuevos consumos y la viabilidad de que puedan incorporarse al sistema eléctrico de la comuna. Por su gran magnitud, la encuesta se centra principalmente en los numerosos hoteles existentes en SPA que se autoabastecen de electricidad.

1.3.3 Reconstrucción y proyección de la demanda

La metodología propuesta recoge elementos de la caracterización de la demanda existente en la metodología de MIDEPLAN para la evaluación de proyectos de electrificación rural, la cual es complementada para abordar el comportamiento temporal y

tratar cargas específicas relevantes. La proyección de la demanda en SPA se basa en un análisis sectorial de consumos y catastro de proyectos en carpeta. En relación con la disponibilidad y calidad de la información, se considera la coordinación de las siguientes etapas:

- Contraste con metodología de proyección de demanda del Ministerio de Planificación (MIDEPLAN) incorporando los elementos distintivos de la comuna de SPA.
- Identificación y contraste con variables incidentes. Entre ellas: Tasas de crecimiento de la vivienda, turismo, usos productivos, servicios públicos y alumbrado.
- Ante la carencia de la información necesaria para caracterizar cargas eléctricas, o ante la imposibilidad de su obtención de la campaña de medición, éstos serán tratados en forma agrupada suponiendo que la proporción y patrón de consumo se mantiene en el tiempo.
- Estimación del patrón conjunto de consumo por tipo, en perfiles diarios y comportamiento estacional para un horizonte de 5 a 10 años.

1.4 Resumen de la Metodología

La estimación del consumo y de la forma de la curva de carga que enfrentaría el sistema eléctrico de la CESP A toma como base de información las mediciones en terreno y las bitácoras de operación del generador principal del sistema. Las bitácoras contienen información de lecturas de los medidores del generador con los que es posible construir curvas de carga base desde mediados del 2008.

La Figura 1.3 ilustra la metodología general aplicada en el estudio. Para la reconstrucción de la demanda actual, que considera consumos no conectados y con desconexión programada, se efectúan mediciones en terreno de la autogeneración. Las lecturas de las bitácoras del generador son verificadas con mediciones directas en la planta y métodos indirectos basados en registros de lecturas de variables eléctricas de las bitácoras. A las curvas extraídas de las bitácoras, una vez corregidas, se les adicionan las curvas de cargas no conectadas, estimadas a partir de mediciones y factores de forma temporal.

Para estimar los crecimientos del sistema se analiza el registro de lecturas de clientes para descomponer los consumos por tipo, tamaño y obtener la evolución tanto del consumo como del número de clientes. Nuevos consumos, como los asociados a conexiones en lista de espera y nuevas poblaciones, se obtienen del consumo de clientes actuales con similares características como lo son tipo, tamaño y puntaje en fichas de protección social (FPS).

Metodología general

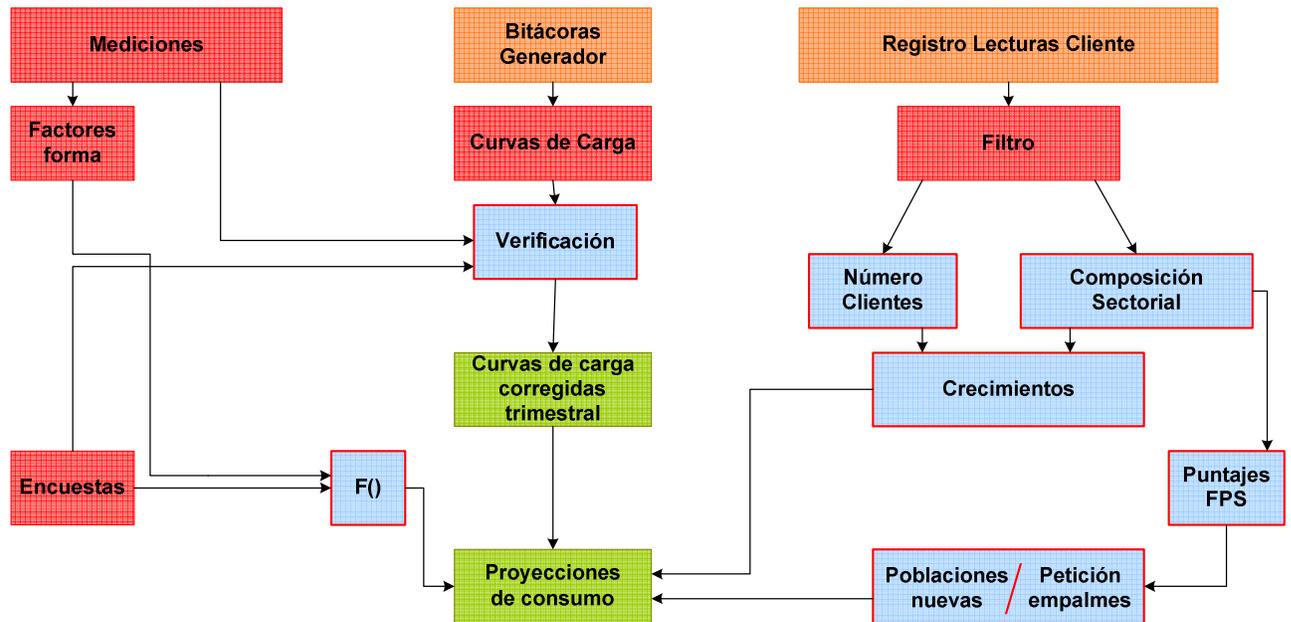


Figura 1.3: Esquemático de la metodología general para la reconstrucción y proyección de la demanda

1.5 Sistematización de la información

Como resultado de este estudio, el equipo consultor entrega un CD-ROM en el que se dispone en forma organizada la información recabada y usada en el desarrollo del mismo. Se incluyen resultados de este estudio, informes de otros estudios, bases de datos facilitadas, bases de datos con resumen de encuestas y mediciones. Mayores detalles se presentan en el anexo 6.3.

La estructura general del CD-ROM es la siguiente:

- En la raíz, Informe Final del estudio y documento con el detalle de los contenidos del CD-ROM.
- Información de referencia, donde se adjuntan todos los documentos utilizados como antecedentes para el presente estudio.
- Mediciones y encuestas, donde se resumen en planillas y gráficos, los datos obtenidos en el trabajo en terreno.
- Resultados, donde se entregan las planillas de datos con la información final utilizada para la determinación de las curvas de carga actual y la proyección de acuerdo a los distintos escenarios planteados.

2. Sistema eléctrico y operación de CESPA

2.1 Antecedentes

El sistema eléctrico de San Pedro de Atacama es un sistema aislado en el que no existe un área de concesión eléctrica. Las redes y los generadores son de propiedad municipal y el servicio es administrado por la Cooperativa Eléctrica de San Pedro de Atacama (CESPA), que genera y distribuye, y un Comité de Energía en la localidad de Toconao¹.

En cuanto a la administración del sistema, ésta es realizada por la CESPA desde el año 2001, año en que se conformó, constituyéndose por 21 organizaciones funcionales de SPA, que se generó a partir de un modelo de gestión financiado con fondos de MIDEPLAN para el Área de Desarrollo Indígena Atacama La Grande.

La CESPA fue constituida de acuerdo a la ley de cooperativas y su personalidad jurídica la de una empresa sin fines de lucro. Tanto los equipos, como las redes fueron entregados en comodato a la CESPA para su administración y explotación, por lo que la Cooperativa no cuenta con bienes propios.

Desde el punto de vista de la energía primaria, las localidades de SPA y Toconao se han visto favorecidas estos últimos años por el acceso al gas natural debido a que el gasoducto Norandino pasa cercano a las localidades, entre SPA y Toconao, además, el otro gasoducto Gasatacama pasa unos kilómetros al norte del poblado de SPA [5].

En el Gasoducto Norandino se instaló una válvula para extraer gas, lo que significó instalar una planta generadora de electricidad con grupos a combustión interna que utilizan este tipo de combustible. Las restricciones al envío de gas desde Argentina hacen que la disponibilidad de este energético se haya vuelto incierto a partir del año 2008. No obstante, no se han presentado a la fecha problemas por cortes de gas.

Actualmente, el sistema es incapaz de satisfacer la demanda eléctrica de la localidad por cuestiones técnicas y económicas. La CESPA no está otorgando nuevos empalmes, se constata la existencia de clientes bajo racionamiento y una larga lista de clientes en espera por una conexión.

2.2 Sistema eléctrico

2.2.1 Descripción del sistema de CESPA

El sistema eléctrico de la CESPA se encuentra distante entre 70 y 100 [km] del punto de conexión más cercano al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). El abastecimiento eléctrico es proporcionado por grupos generadores basados en motores diesel y gas natural (GN). La red eléctrica la constituye un alimentador principal en media

¹ Parte de los siguientes párrafos fueron extraídos directamente del informe de Ingematik [5].

tensión (13.2 [kV]) que recorre la localidad de SPA y una línea en 23 [kV] que interconecta la planta GN con Toconao. El alimentador de SPA posee una longitud aproximada de 31 [km], con tipo de cableado aéreo, tramos principales trifásicos y secundarios bifásicos. La línea de interconexión con Toconao tiene 38 [km] de largo y se extiende desde la planta GN de CESPА hasta el mismo punto de conexión del generador diesel con la red de distribución local. Un diagrama esquemático del sistema se presenta en la Figura 2.1, en ella no se incluyen los generadores de respaldo en las plantas de APR y ALC.

Los grupos generadores asociados en la planta de GN de CESPА son los siguientes:

- 2 generadores GUASCOR, de 1190 [kVA] nominales, a gas natural. Uno de ellos se encuentra actualmente en operación normal mientras que el otro, que acaba de regresar de servicio técnico, se encuentra a la espera del equipo de sincronización para operación conjunta.
- 2 generadores CAT, de 600 [kVA] nominales, a gas natural. Ambos equipos no están operativos.

Generadores de respaldo operados por CESPА, que se encuentran en la población Conde Duque son:

- 1 generador CAT, de 1100 [kVA] nominales, diesel, que opera actualmente sólo en el verano en las horas punta cuando se supera la capacidad técnica del generador principal y en caso de falla del mismo. Corresponde a un grupo generador bajo arriendo
- 2 generadores de respaldo de 400 [kVA], diesel. Uno de ellos no funciona y el otro no ha sido operado desde que se cuenta con el generador del punto anterior. Así, no se tiene certeza de su estado.

Generadores en Toconao:

- 1 generador CAT, de 200 [kVA], diesel, el cual se ocupa en la actualidad aproximadamente entre las 18:00 y las 00:00 hrs., periodo en el cual se corta el abastecimiento de Toconao desde la planta GN de CESPА. Funciona también como respaldo cuando falla el generador principal de CESPА.

Cabe destacar que los grupos generadores del sistema carecen de equipamiento para la operación sincronizada conjunta. Por este motivo, la operación simultánea de generadores se efectúa desconectando parte de las cargas y seccionando la red.

Por efecto de la altura y del factor de potencia, la carga activa máxima que pueden suministrar los grupos generadores es inferior a la potencia aparente de placa. Se estima un factor de reducción promedio en torno al 64%, correspondiente a una pérdida de eficiencia por altura del orden de 75% y un factor de carga de 0.85. Así, la potencia máxima operativa de la unidad generadora de GN Guascor se estima en 750 [kW] y la del generador diesel de respaldo en Conde Duque en 700 [kW].

2.2.2 Otros generadores en la localidad

Como resultado de la campaña de entrevistas y encuestas la siguiente lista resume la capacidad de generación de respaldo encontrada en los consumos:

- Generador en planta APR: OLYMPIAN de 360 [kVA] nominales, diesel. Este generador se usa en la actualidad entre las 18:00 y las 23:00 hrs., periodo en el cual la planta se encuentra desconectada del sistema de CESP. Además se utiliza como respaldo en caso de falla del generador principal de CESP.
- Generador en planta ALC: OLYMPIAN de 165 [kVA] nominales, diesel. Este generador opera solamente como respaldo en caso de falla del generador principal de CESP.
- Generadores en Hoteles: De acuerdo a las encuestas realizadas en terreno, las unidades instaladas en hoteles de SPA suman aproximadamente 1800 [kVA] trifásicos nominales, correspondientes a aproximadamente 10 unidades. Todos los generadores operan con diesel. Mayores detalles en la sección 4.2 (Mediciones en terreno y encuestas de hoteles).
- Generadores monofásicos en centro comercial de SPA: en resumen del catastro realizado en el centro comercial de SPA (calle Caracoles, Toconao y Tocopilla), se obtuvo una potencia instalada total en generadores de respaldo de 70 [kVA] sobre un total de 25 grupos encontrados. Estos corresponden generadores monofásicos a base de motores diesel.

2.3 Demanda y operación con racionamiento

2.3.1 Clientes de CESP y tarifas

La CESP abastece de electricidad a los siguientes clientes identificables:

- Clientes normales, principalmente en baja tensión, con medidor de energía, sujetos a tarifa diferenciada por uso en cargo fijo (residencial, comercial) y escalonada en tamaño de consumo. Desde el punto de vista de la facturación, la cooperativa asimila cliente a empalme, independientemente de la propiedad y/o distancia.
- Comité de agua potable rural, a través de dos plantas conectadas en media tensión² (13.2 [kV]). La primera asociada a la producción de agua potable (APR) y la segunda a través del tratamiento de aguas servidas (ALC). Para el caso de APR se tiene un convenio tarifario especial asociado a las horas de uso de una carga estimada como constante. Su valor corresponde a \$5.800 por hora de uso³.
- Comité de Energía de la localidad de Toconao. El subsistema de Toconao es suministrado a través de una línea en media tensión (23 [kV]), y es facturado por

² No obstante la medición se efectúa en baja tensión.

³ Valor transmitido en forma oral.

medio de un medidor de energía a la salida de la planta generadora y un convenio tarifario específico.

Entre los clientes en baja tensión se encuentra la Ilustre Municipalidad de San Pedro de Atacama (IMSPA) a través de múltiples empalmes asociados a servicios públicos entre los que se encuentra el alumbrado de calles. Todos ellos son facturados según las mismas reglas de clientes en baja tensión.

La Tabla 2.1 muestra la descomposición por tamaño de los usuarios (empalmes) según los registros de lectura del 2009, considerando el consumo promedio de los primeros seis meses del 2009⁴. Los tramos de las tarifas de energía corresponden a los aplicados en CESPAN desde julio del 2009. Las tarifas asociadas al cargo fijo y consumo y la descomposición global entre clientes residenciales y comerciales se resumen en la Tabla 2.2.

Tabla 2.1: Composición de clientes de CESPAN por tramo de consumo

Tipo	Tramo [kWh/mes]	Número de Clientes			Tarifa [\$/kWh]
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	Total	
1	0-120	598	104	702	169.6
2	121-240	250	44	294	192.5
3	241-360	88	39	127	206.5
4	361-480	38	19	57	220.5
5	481-600	17	17	34	234.5
6	601-720	6	13	19	248.5
7	721-840	3	7	10	262.5
8	841-1080	1	7	8	276.5
9	1081 y más	1	25	26	290.5
Total		1002	275	1277	

Tabla 2.2: Cargo Fijo

Tipo	Tramo [kWh/mes]	Cargo Fijo [\$/mes]	
		RESIDENCIAL	COMERCIAL
1	0-120	2450	4950
2	121-240	2450	4950
3	241-360	2475	4975
4	361-480	2500	5000
5	481-600	2650	5150
6	601-720	2750	5250
7	721-840	3000	5500
8	841-1080	3250	5750
9	1081 y más	3500	6000

Adicionalmente a los clientes y consumos previamente citados, el sistema posee una importante demanda oculta en las siguientes formas:

⁴ De acuerdo a registro de lecturas corregida y complementada por el equipo consultor.

- Histórico de clientes en lista de espera para conexión.
- Nuevas poblaciones que involucran tanto viviendas como alumbrado público.
- Hoteles de diverso tamaño, de categoría media a alta, que han optado por la autogeneración diesel. Algunos de ellos, de tamaño mediano, se desconectaron de la red de CESPAS en el último tiempo.

Estos consumos se dimensionan en la sección de proyección de la demanda sobre la base de mediciones, encuestas e información estadística.

2.3.2 Manejo de la carga

El sistema eléctrico de SPA se encuentra con restricciones de suministro principalmente causado por falta de capacidad de generación. La capacidad máxima del único generador a GN operativo es de 750 [kW] aproximadamente. En consecuencia, se han implementado una serie de decisiones operativas y administrativas tendientes a reducir la carga que enfrenta el sistema, principalmente en horas de mayor consumo. Entre las medidas identificadas se encuentran:

1. Desconexión de la planta de agua potable entre 13:00 y 00:00 hrs. en verano y entre 18:00 y 00:30 hrs. el resto del año, aproximadamente.
2. Desconexión del consumo de Toconao, entre las 18:00 y 23:00 hrs. aproximadamente en durante todo el año.
3. Desconexión de sectores de alumbrado público cuando la generación supera el límite máximo esperado.
4. En verano, seccionamiento de la red y abastecimiento parcial con generador de respaldo⁵. El procedimiento desconecta una porción de la localidad de San Pedro (San Pedro Norte) entre 18:00 y 1:00 hrs. aproximadamente la que es abastecida con un generador diesel de respaldo.
5. Desconexión programada vía temporizador de consumos asociados a clientes con contrato de suministro parcial.
6. Rechazo a las nuevas peticiones de conexión a la red.

Algunas de estas decisiones quedan parcialmente registradas en las bitácoras de operación del generador y fueron constatadas en terreno. Por ello, de la medición de la carga que enfrenta el generador GN no es posible obtener la demanda agregada verdadera del sistema. Así, la obtención de dicha demanda conlleva una estimación de los consumos desconectados que permitan una posterior reconstrucción. Desafortunadamente, algunas decisiones de desconexión se toman sobre la marcha, sin que quede registro de ellas, dificultando la tarea de recomponer la demanda. En particular, el equipo consultor no logró disponer de registros asociados a la operación del generador diesel en verano, en correspondencia con el procedimiento descrito en el punto 4.

⁵ Información se obtiene por vía oral por parte de operarios de la CESPAS en el proceso de indagar las causas de la excesiva baja de la carga del generador en torno a las 18:00 hrs en verano.

La Figura 2.2 resume la operación actual del sistema eléctrico de SPA en condiciones normales de acuerdo a las restricciones de suministro previamente presentadas. En ella se ilustra principalmente la forma de la carga indicando las bandas exploratorias de la potencia.

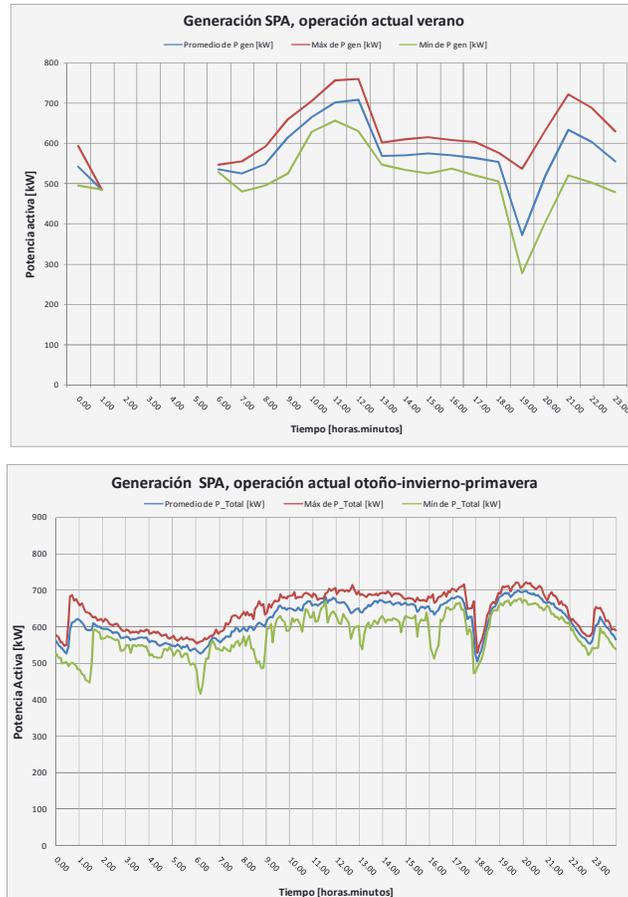


Figura 2.2: Curvas resumen de la operación en el 2009 de CESP

En horas de la madrugada los operadores de la CESP no suelen tomar registro de la generación. En verano se observa la desconexión de la planta APR en torno al medio día y la desconexión conjunta del sistema de Toconao y San Pedro Norte en torno a las 18:00 hrs. En las restantes estaciones se aprecia en la desconexión de la planta de APR y Toconao en torno a las 18:00 hrs y su reconexión alrededor de las 24 y 23 hrs. respectivamente.

2.4 Registros de operación e índices de disponibilidad

2.4.1 Información y tratamiento de datos

Los resultados de la presente sección se basan en el estudio de las bitácoras de operación del generador principal de CESP de que dispuso el equipo consultor.

Fuente de Información

Bitácoras de operación del generador principal, proporcionadas por CESPА directamente o través de la CNE, que incluyen:

- (1) Lecturas de potencia activa en la generación en periodos de 1 hora, de abril a diciembre del 2008.
- (2) Lecturas de potencia activa, voltajes, corrientes, factor de potencia, frecuencia, velocidad, temperatura y presión, en periodos aproximadamente de 30 minutos, de enero a agosto el 2009.

Ninguno de estos documentos tiene información precisa entre las 00:00 y las 7:00 horas, por lo que no se conoce a priori el comportamiento de la generación en dicho periodo. Durante esas horas el operador de turno habitualmente no toma lecturas.

Tratamiento de los datos

Los datos contenidos en los archivos fueron filtrados y procesados de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Ordenamiento y sistematización de los datos.
2. Filtro de la información eléctrica pertinente.
3. En el caso de tener suficiente información (1), se calcula la potencia activa trifásica teórica en base a las lecturas de variables eléctricas.
4. Se compara los valores calculados y leídos de potencia para obtener un porcentaje de error promedio: esto con el objetivo de filtrar errores en la digitación de los datos recibidos.
5. Corrección de datos inconsistentes o deficientes.
6. Se grafica generación diaria real.
7. Para el análisis de operación normal, se eliminan días con operación anormal por indisponibilidad forzada o programada.
8. Se construyen banda de operación normal mensual.
9. Se efectúa análisis comparativo de operación de acuerdo al día de la semana.

2.4.2 Curvas de carga del generador

La siguiente serie de figuras resume las lecturas de operación del generador GN desde mayo del 2008 a abril del 2009. Se grafica los valores máximos, mínimos y promedio de las lecturas de potencia instantánea de los registros de operación horaria, en series de 24 horas. Con ellas se alcanza una banda de operación del generador. Su obtención considera la eliminación de aquellas series de datos diarios en que la operación fue anormal, ya sea por fallas o porque la serie presenta deficiencias evidentes en la toma de datos, que no fue posible corregir. En las Figura 2.3 y Figura 2.4 se observa un patrón irregular, manteniéndose la generación durante la mayor parte del día y aumentando en la hora de punta.

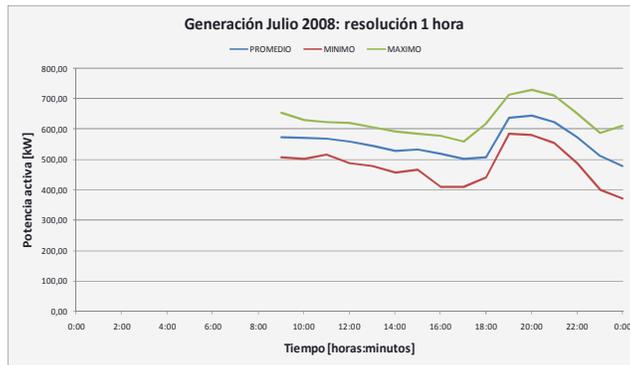
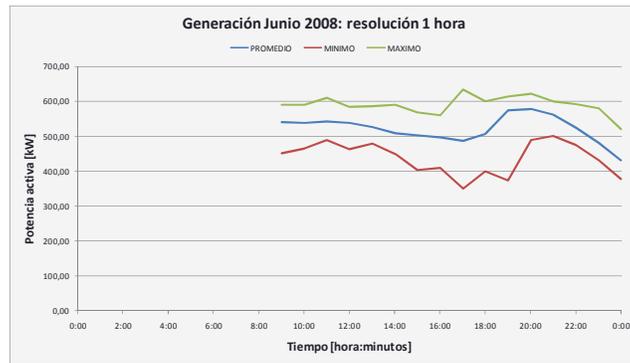
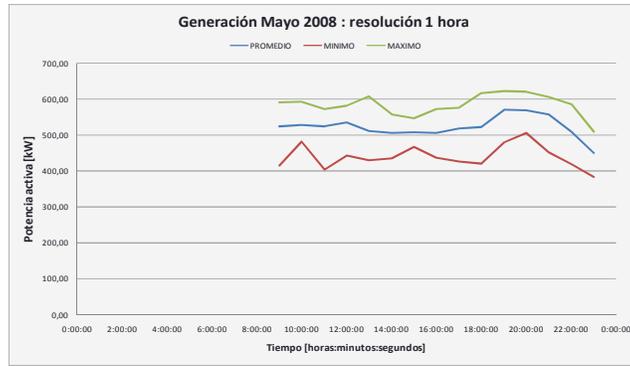


Figura 2.3: Curvas de generación de mayo a agosto de 2008.

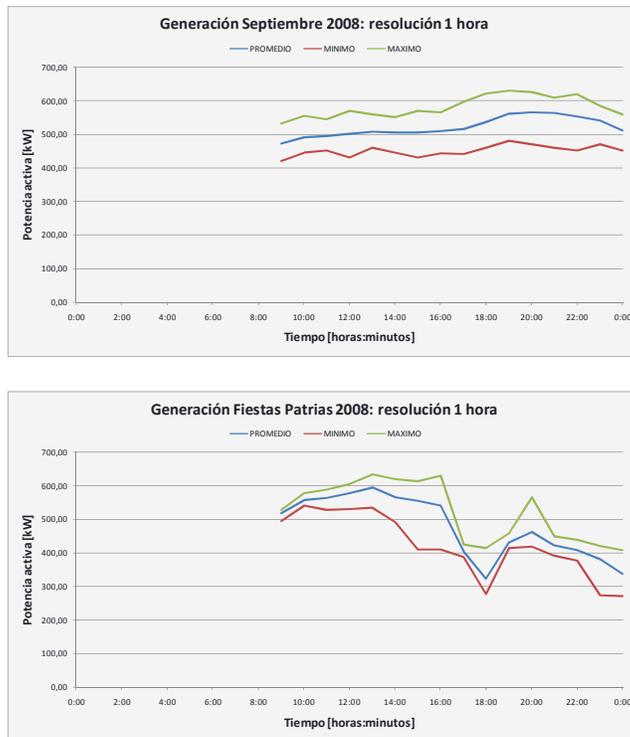


Figura 2.4: Curvas de generación en septiembre de 2008.

Un caso particular se presenta en el periodo de fiestas patrias, entre el 17 y el 21 de septiembre. Se aprecia un claro decaimiento de la generación durante la noche y una brusca variación en torno a las 18:00 hrs. Las razones de este comportamiento no lograron ser esclarecidas por los operadores de CESP, desconociéndose la causa.

Durante el resto del año 2008, las curvas de generación varían significativamente en su operación, como se aprecia en las siguientes figuras.

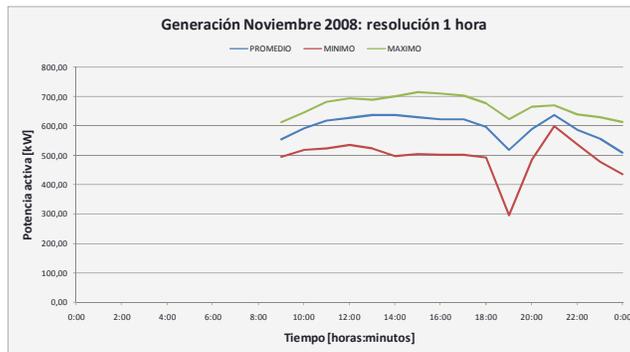
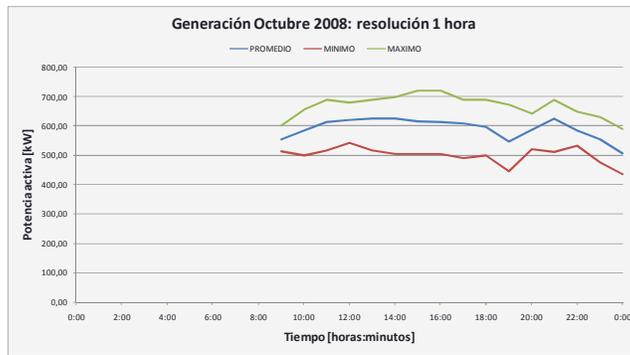


Figura 2.5: Curvas de generación en octubre y noviembre de 2008

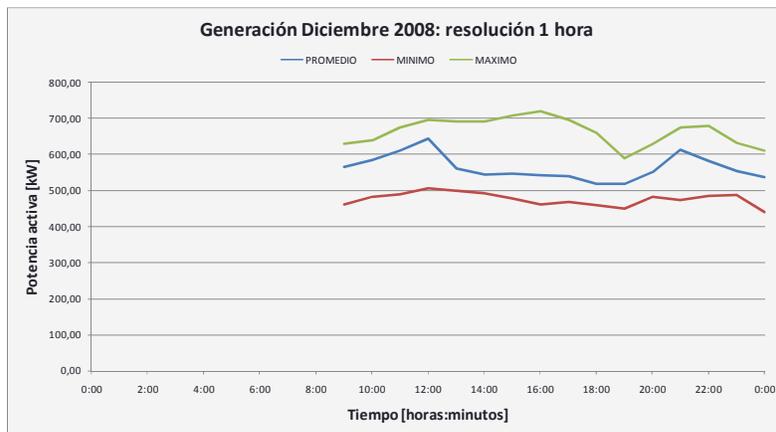


Figura 2.6: Curvas de generación en generación en diciembre de 2008

Desde enero a marzo del 2009 el patrón de operación es similar, pero distinto de los anteriores. Como resultado del procesamiento de los datos de generación del periodo, se detalla a continuación en series de gráficas el comportamiento de las curvas de generación respectivos. En particular la siguiente curva representa el total de curvas de carga del mes de febrero (periodo de verano) señalándose las desconexiones en forma ilustrativa.

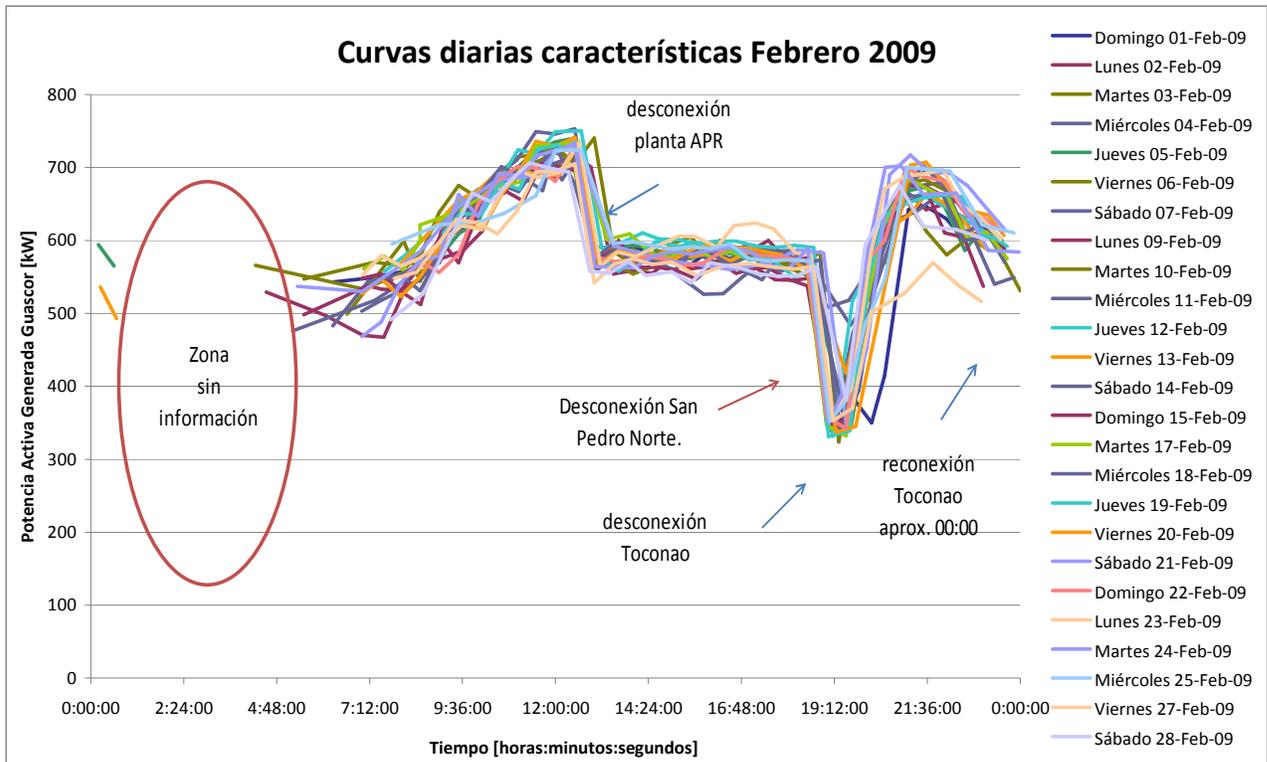


Figura 2.7: Detalle de operación de la generación en febrero de 2009

Entre las 24 y 06 hrs. no existen lecturas de la generación. Las curvas de generación con sus correspondientes bandas, se presentan para los meses de enero a marzo en las siguientes figuras.

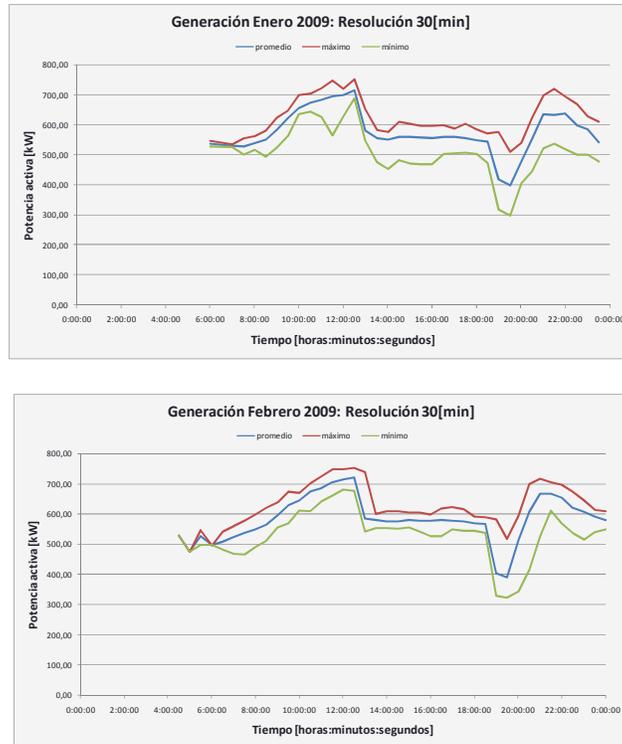


Figura 2.8: Curvas de generación en enero y febrero de 2009

Durante la última semana de marzo y todo el mes de abril, el patrón de operación del generador cambia, teniéndose una curva característica como la mostrada a la derecha de la Figura 2.9.

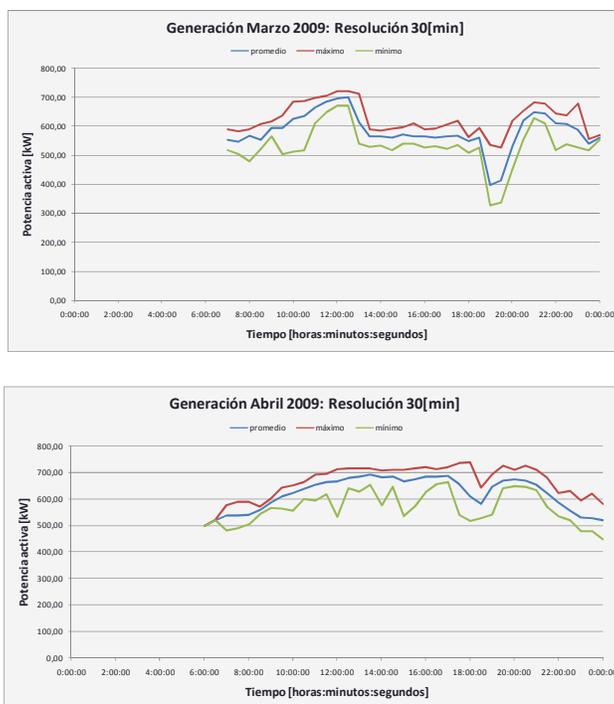


Figura 2.9: Curvas de generación en marzo y abril de 2009

De los datos recopilados se tiene una franja de operación habitual del generador entre 300 y 750 [kW]. La serie de curvas completan un año de operación.

2.4.3 Indisponibilidad del sistema eléctrico

Los resultados de la presente sección se basan en la revisión de las bitácoras mensuales de operación del generador principal de CESP A donde se detalla, además de mediciones de potencia y otras variables eléctricas, el registro de horas con indisponibilidad de servicio. Estas bitácoras fueron provistas por CESP A directamente o través de la CNE.

Periodo abril-diciembre del 2008

De acuerdo a la información obtenida de este registro, la siguiente lista muestra específicamente los motivos de indisponibilidad de servicio entre abril y diciembre del 2008:

- 7 de mayo, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 9:00 – 11:00 hrs.
- 9 de junio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 13:00 – 14:00 hrs.
- 16 de junio, mantenimiento programado, duración 9:00 - 11:00 hrs.
- 26 de junio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 9:00 – 11:00 hrs.
- 5 de julio, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 11:00 – 13:00 hrs.
- 9 de julio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 14:00 – 15:00 hrs.

- 14 de julio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 13:00 – 14:00 hrs.
- 17 de julio, mantenimiento, duración 10:00 – 12:00 hrs.
- 17 de julio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 13:00 – 14:00 hrs.

La Tabla 2.3 resume el catastro de fallas durante el periodo abril-diciembre del 2008:

Tabla 2.3: Resumen de fallas en periodo abril-diciembre 2008

Causa de indisponibilidad	Tasa [nº veces/mes]	Duración promedio [horas]
Forzada interna	0.11	1.4
Forzada externa	0.77	1.5
Programada	0.22	1.5
Corte preventivo	0	0

El resultado anterior se traduce en una indisponibilidad del servicio de aproximadamente 1.64 [horas/mes].

Periodo enero-julio del 2009

Los motivos de indisponibilidad de enero a julio del 2009 se detallan a continuación, sin tener información suficiente para el mes de abril ya que sólo se registra información hasta el 15 de ese mes.

- 16 de enero, mantenimiento programado, duración 1:40 – 4:40 hrs.
- 20 de enero, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 11:14 – 12:14 hrs.
- 21 de enero, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 17:00 – 18:00 hrs.
- 5 de febrero, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 18:58 – 19:30 hrs.
- 16 de febrero, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 9:00 – 17:00 hrs.
- 26 de febrero, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 17:08 – 17:45 hrs.
- 6 de marzo, mantenimiento programado, duración 1:00 – 4:15 hrs.
- 12 de marzo, corte preventivo por tormenta eléctrica, duración 18:02 – 20:43 hrs.
- 10 de mayo, mantenimiento programado, duración 18:45 – 19:20 hrs.
- 19 de mayo, mantenimiento programado, duración 00:00 – 07:00 hrs.
- 19 de mayo, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 07:00 del 19 de mayo a 10:10 hrs. del 23 de mayo.
- 29 de mayo, mantenimiento programado, duración 01:00 – 04:30 hrs.
- 1 de junio, mantenimiento programado, duración 16:20 – 17:00 hrs.
- 4 de junio, mantenimiento programado, duración 12:00 – 13:00 hrs.
- 6 de junio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 17:10 del 6 junio a 00:20 hrs. de 7 de junio.
- 7 de junio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 18:00 a 18:40 hrs.

- 8 de junio, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 13:55 – 15:00 hrs.
- 12 de junio, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 13:09 – 13:42 hrs.
- 15 de junio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 23:00 – 00:30 hrs.
- 2 de julio, mantenimiento programado, duración 13:17 – 14:00 hrs.
- 8 de julio, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 02:00 – 02:55 hrs.
- 14 de julio, mantenimiento programado, duración 01:00 – 05:00 hrs.
- 21 de julio, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 11:55 de 21 de julio a 03:29 hrs. del 22 de julio.
- 22 de julio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 19:15 – 19:35 hrs.
- 26 de julio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 13:50 – 14:29 hrs.
- 26 de julio, corte de suministro forzado por motivos internos, duración 15:11 – 16:20 hrs.
- 26 de julio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 23:35 de 26 de julio a 01:25 hrs. del 27 de julio.
- 30 de julio, corte de suministro forzado por motivos externos, duración 17:10 – 19:20 hrs.
- 2 de agosto, mantenimiento programado, duración 09:00 – 09:25 hrs.

La Tabla 2.4 resume y clasifica las fallas durante el periodo enero-julio del 2009⁶.

Tabla 2.4: Resumen de fallas en periodo enero-julio 2009

Causa de indisponibilidad	Tasa [nº veces/mes]	Duración promedio [horas]
Forzada interna	1.29	13.38
Forzada externa	1.43	2.59
Programada	1.43	2.54
Corte preventivo	0.14	2.68

En resumen el sistema (red, generador GN) alcanza una indisponibilidad del servicio de aproximadamente 24.97 [horas/mes], es decir, más de 1 día al mes existe indisponibilidad de servicio eléctrico en el sistema de SPA. Cabe señalar que en algunas fallas prolongadas del generador de GN el sistema es parcialmente abastecido por el generador de respaldo diesel.

La gran diferencia entre ambos años se explica principalmente en los dos siguientes factores:

- La toma de datos durante el año 2008 era muy escasa y sólo en algunos turnos los operarios consideraban pertinente el registro de una indisponibilidad.

⁶ El cálculo se realizó sin considerar la información de agosto ya que se dispone de información sólo hasta el 6 de agosto, lo que se considera poco representativo.

- El aumento del consumo eléctrico provoca que las contingencias sean más frecuentes sobretodo en este caso en particular donde existe una limitada capacidad de generación.

2.5 Mediciones: validación de lecturas y calidad de suministro

2.5.1 Verificación de lecturas de potencia generada

En los periodos con información suficiente (enero a julio de 2009) se calcula la potencia activa trifásica teórica en base a las lecturas de variables eléctricas. Se comparan los valores calculados y leídos de potencia activa. El valor del error promedio absoluto asciende a 1.5% con una desviación estándar de 1.76%.

En una segunda verificación del proceso de lecturas y calibración de los instrumentos, se contrastaron las diferencias entre los valores de potencia registrados en la bitácora de operación [7] y los valores medidos por el equipo consultor durante el periodo que duró la campaña en terreno.

Los resultados de esta comparación arrojan una diferencia promedio entre ambas medidas de un 1.53%, con una desviación estándar del 2%. Cabe destacar que las lecturas de la bitácora corresponden a una medida de potencia “instantánea”, que se actualiza cada 2 segundos. Por otro lado, las mediciones realizadas por el equipo consultor corresponden a promedios de potencia en intervalos de 5 minutos.

No se encuentran diferencias sistemáticas entre ambas mediciones, y se obtiene un error aleatorio promedio inferior al 1.53%⁷.

Los errores obtenidos pueden representarse con la distribución F de Fisher, mostrada en la siguiente figura:

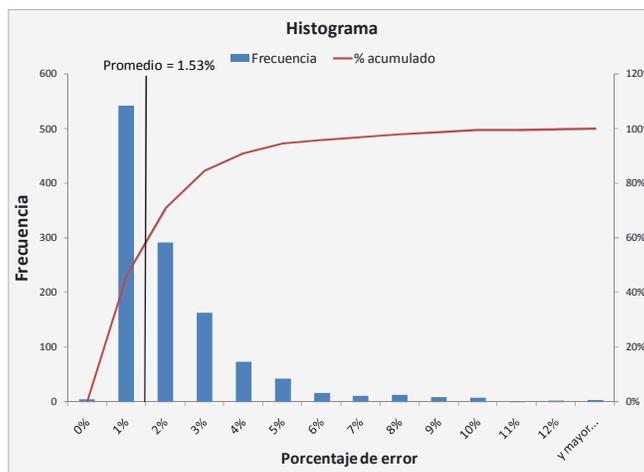


Figura 2.10: Histograma de entre lecturas de generación de operarios y mediciones en terreno.

⁷ El equipo consultor propone la instalación de un equipo de registro automático en la planta de generación de CESP, de manera de evitar periodos de tiempo sin medición y errores en la digitación de la información leída.

2.5.2 Calidad de suministro y otras mediciones

De las mediciones realizadas en terreno directamente en el generador de CESP, se obtienen indicadores de la calidad de suministro y de la operación eléctrica del generador GN. Los detalles de esto se encuentran en el anexo 6.5.



3. Análisis del consumo histórico

3.1 Antecedentes

La principal fuente de información histórica del consumo del sistema eléctrico de la CESPА lo constituye el registro de lectura de medidores de clientes [6]. Dicho registro abarca desde el 1 de enero del 2005 al 01 de julio del 2009 y sólo incluye clientes normales en baja tensión. Las lecturas de medidores del alumbrado público no figuran en los registros electrónicos facilitados⁸.

Partiendo de este registro se efectúa un extenso proceso de reparación de datos para rescatar la única fuente histórica de datos, por un periodo reciente mayor a dos años, con la que pudo contar el equipo consultor. Entre estas reparaciones:

1. Agrupamiento y uniformado de tablas de lecturas de energía.
2. Reparación de errores de escritura de lecturas de energía.
3. Reparación de errores de copia de lecturas de energía.
4. Rellenado de vacíos de lectura vía interpolación de lecturas de energía.
5. Proceso iterativo de eliminación de “outlayers” de potencias medias mensuales, en coordinación con 6.
6. Corrección de “outlayers” y extrapolación vía promedios locales de potencias medias mensuales, en coordinación con 5.

El listado de clientes fue cruzado con una base de datos de facturación proporcionada por la IMSPA [3] para obtener tipo de cliente y otras referencias. Sobre la base de este resultado se construyen los resúmenes e índices principales de esta sección y posteriores. Para facilitar la lectura, en el contexto de las necesidades que originan este estudio, y para evitar correcciones por número de días, el consumo eléctrico será caracterizado por potencias medias mensuales y anuales.

3.2 Evolución del número de clientes y consumos

La serie histórica del número de clientes de CESPА se ilustra en la Figura 3.1. Se observa que en promedio el sistema incorpora 6 clientes por mes, constatándose que dicho valor se reduce a cero al final de la curva como consecuencia de la negativa de la cooperativa a otorgar nuevos empalmes.

Para analizar la evolución del consumo global de los clientes se procede a su descomposición por tipo (índice asociado a pequeño, mediano, grande) y uso (comercial residencial). La clasificación por tipo corresponde al tamaño del consumo según la estratificación tarifaria de CESPА. La Tabla 1.1 resume esta clasificación, incluyendo el equivalente en potencia media del consumo de energía mensual. Así, el tipo 1

⁸ Tampoco fue posible obtener en terreno registros de facturación.

corresponde a consumos pequeños inferiores a 120 [kWh/mes] o a equivalentemente a 167 [W] promedio mensual.

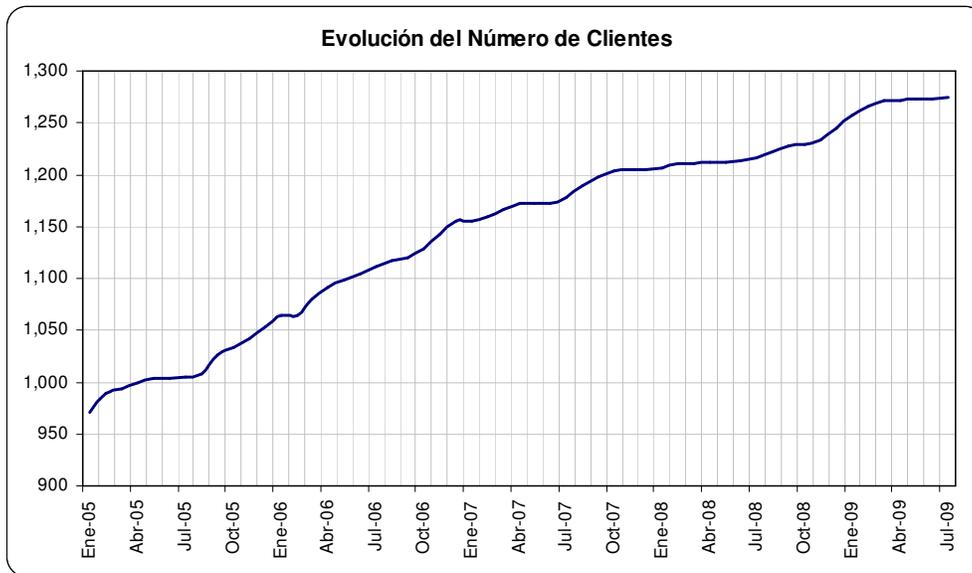


Figura 3.1: Número de clientes de CESPА 2005-2009

Tabla 3.1: Tipos de consumo según estratificación tarifaria de CESPА

Tipo	Tramo	
	[kWh/mes]	[W Eq]
1	0-120	0-167
2	121-240	168-333
3	241-360	334-500
4	361-480	501-667
5	481-600	668-833
6	601-720	834-1000
7	721-840	1001-1167
8	841-1080	1168-1500
9	1081 y más	1501 y más

En la Figura 3.2 se resume la demanda agregada agrupada por tramo de consumo y categoría de uso. Si bien el consumo de uso comercial es menor en término de número de clientes, se mantiene cercano a la mitad del total durante todo el periodo. El consumo agregado residencial de tipo pequeño es inferior a la cuarta parte del total durante todo el periodo, dificultando la asimilación del sistema eléctrico a uno destinado a la electrificación rural. Se observa un crecimiento sostenido en todos los grupos representados mientras que las proporciones relativas se mantienen en el tiempo.

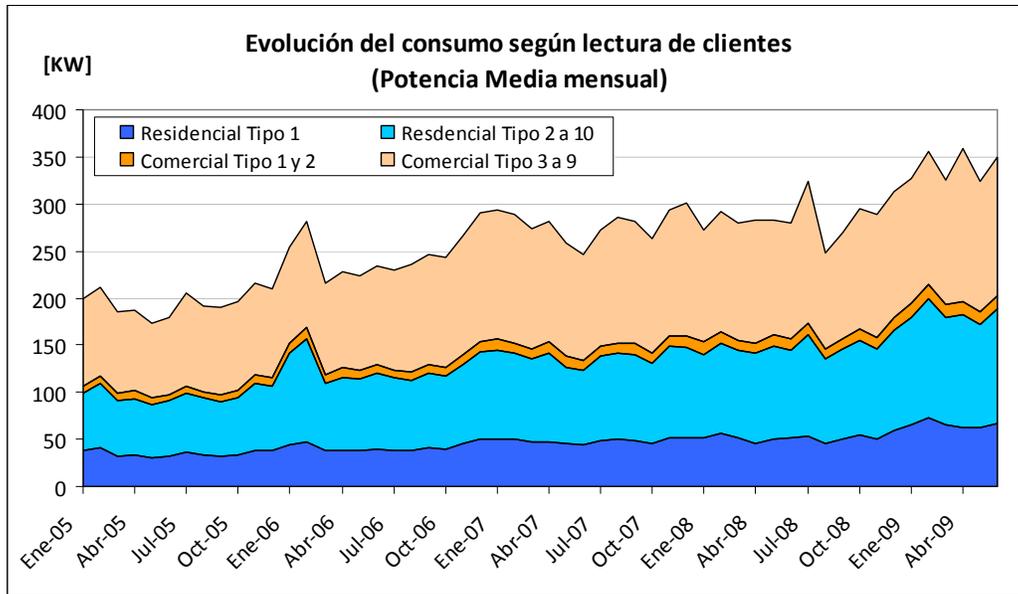


Figura 3.2: Consumo mensual de clientes de CESPА 2005-2009

3.3 Estacionalidades

La curva de potencia media mensual del periodo 2005-2009 se ha descompuesto en series anuales en la Figura 3.3. Si bien, no se observan patrones del todo definidos en términos de distribución mensual, se aprecia un mayor consumo en los primeros meses del año, en diciembre y en torno al mes de julio. Esta noción se refuerza en la Figura 3.4 que grafica la afluencia turística a la localidad de SPA a través del número total mensual de llegada y pernoctación entre el 2006 y 2007. Cabe destacar que la construcción de los registros de lecturas de clientes está sujeta a retrasos en los periodos de toma de lectura, lo que distorsiona los patrones.

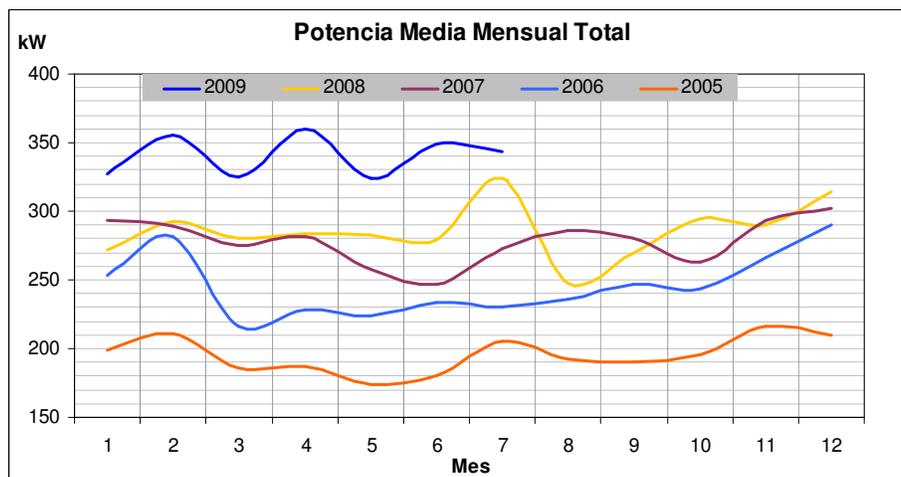


Figura 3.3: Series anuales de consumo mensual de clientes de CESPА 2005-2009

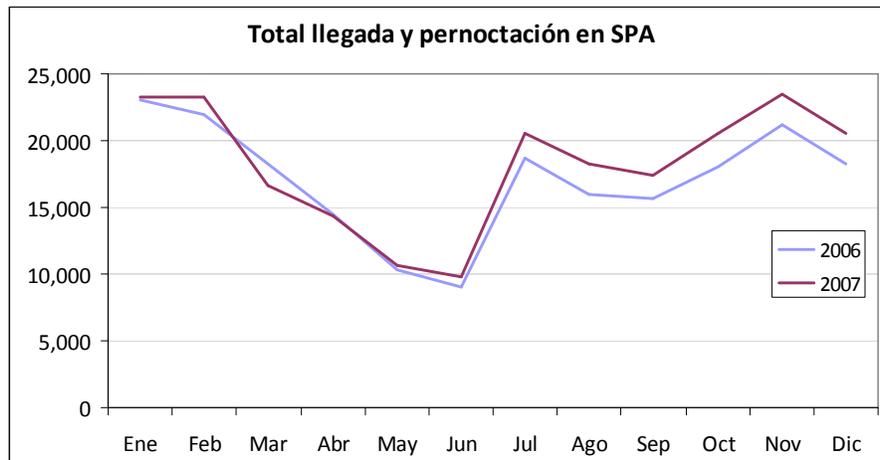


Figura 3.4: Llegada y pernoctación total mensual a SPA. Fuente: encuesta turística INE 2007

Llevando las curvas de la Figura 3.3 a una base normalizada, se obtienen factores de forma mensual promedio para el total del sistema. Ellos conservan el efecto de una tasa intra anual en relación con el crecimiento histórico. Los factores se ilustran en la Figura 3.5. Es posible obtener también dichos factores para cada categoría y tipo de cliente, los cuales son empleados en la construcción de la demanda en escenarios futuros.

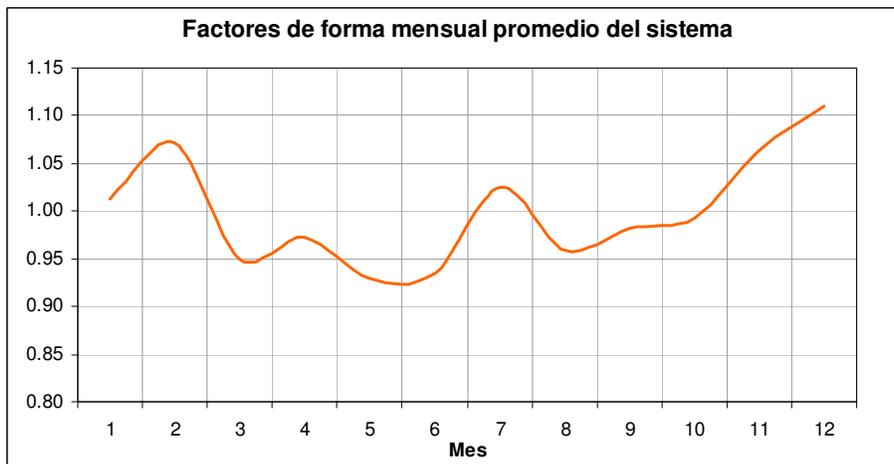


Figura 3.5: Factores de forma estacional de la demanda.

3.4 Crecimientos

La tasa anual de crecimiento de la vivienda en la localidad de SPA se estima en torno al 5% anual en el PLADECO [2]. No obstante, la demanda eléctrica de la localidad presenta un crecimiento sostenido con tasas que fluctúan entre el 3% y el 26% anual. La Tabla 2.1 resume las tasas de crecimiento anual del consumo del sistema obtenido de dos fuentes.

La primera (2004 y 2005) se obtuvo del informe de Ingematik⁹ [5] y la segunda (2006 a 2009), a partir de los crecimientos observados en los registros de clientes.

Tabla 3.2: Tasas de crecimiento anual

Tasas de Crecimiento Anual	
2004	6.3%
2005	14.1%
2006	25.8%
2007	13.2%
2008	2.7%
2009	20.8%
Promedio	13.8%

En coincidencia con la tasa de crecimiento de la vivienda, el crecimiento turístico ha crecido a una tasa similar. La siguiente figura resume el histórico anual del total de llegada y pernoctación en la localidad desde el año 2003 al 2007 [9]. De los parámetros de la curva de regresión se deduce una tasa anual de crecimiento e torno al 5.2%.

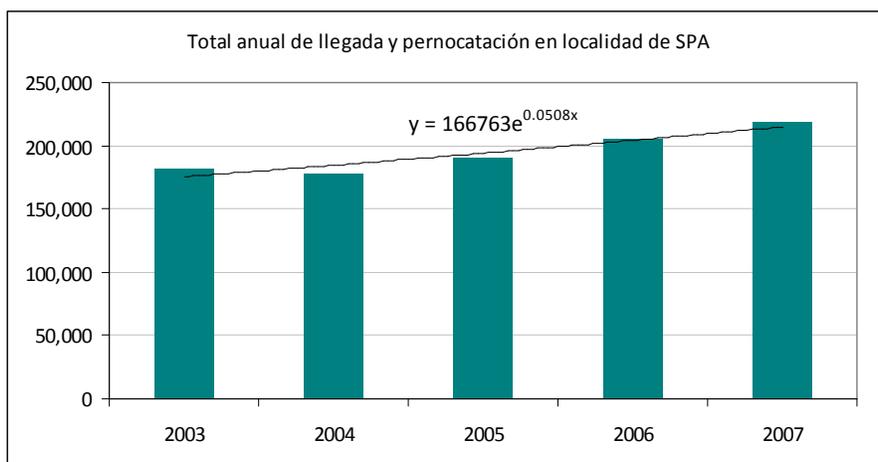


Figura 3.6: Total anual de llegada y pernoctación a SPA. Fuente: encuesta turística INE 2007

Las altas tasas de crecimiento del consumo eléctrico pueden explicarse además por el sostenido incremento de la economía local derivada del auge turístico. El comportamiento de la evolución del consumo de los clientes residenciales no obedece a un patrón con saturación en el consumo individual, como resulta típico en zonas rurales. La Tabla 3.3 resume las tasas anuales del crecimiento observado en clientes residenciales del 2006 al 2009. Los valores para el 2009 fueron calculados a partir de los crecimientos comparativos con el mismo mes del año anterior. Lo anterior es usado para anticipar la potencia media en los meses que restan del año 2009. Se separa a los clientes más

⁹ La fuente de información citada en dicho informe es CESP. No obstante, el consultor no logró acceso a esa información.

pequeños (tipo 1) de los restantes (2 a 9) para diferenciar el comportamiento. La primera fila de cada sub tabla muestra el crecimiento del consumo de los clientes que existía desde el principio del horizonte, la segunda el crecimiento del número de clientes y la tercera el crecimiento del consumo conjunto entre clientes nuevos y existentes. Por su parte, la Tabla 3.4 muestra los crecimientos en consumo y numero de empalmes tanto del sector comercial como del total de los clientes del registro.

Tabla 3.3: Crecimientos del sector residencial

Residencial Tipo 1	Valor Inicial 2005	Crecimientos					media	Valor Final 2009*
		2006	2007	2008	2009*			
Pmed Clientes Existentes [W]	33,749	9.4%	8.3%	2.9%	22.9%	10.9%	50,583	
# Clientes	515	10.7%	8.7%	4.2%	4.3%	7.0%	677	
Pmed Conjunta [W]	35,037	18.5%	17.2%	6.4%	29.6%	17.9%	67,082	

Residencial Tipo 2 a 9	Valor Inicial 2005	Crecimientos					media	Valor Final 2009*
		2006	2007	2008	2009*			
Pmed Clientes Existentes [W]	60,248	26.8%	2.5%	5.0%	17.4%	12.9%	96,547	
# Clientes	269	7.0%	4.5%	2.6%	4.2%	4.6%	322	
Pmed Conjunta [W]	61,927	34.0%	8.0%	7.8%	24.7%	18.6%	120,386	

Residencial Total	Valor Inicial 2005	Crecimientos					media	Valor Final 2009*
		2006	2007	2008	2009*			
Pmed Clientes Existentes [W]	93,997	20.6%	4.4%	4.3%	19.2%	12.1%	147,076	
# Clientes	784	9.4%	7.3%	3.7%	4.3%	6.2%	999	
Pmed Conjunta [W]	96,963	28.4%	11.0%	7.3%	26.3%	18.3%	187,398	

Tabla 3.4: Crecimientos del sector comercial y total del sistema

Comercial Tipo 1, 2	Valor Inicial 2005	Crecimientos					Valor Final 2009*
		2006	2007	2008	2009*	media	
Pmed Clientes Existentes [W]	7,623	18.5%	12.8%	6.1%	7.7%	11.3%	11,646
# Clientes	99	11.6%	3.6%	2.6%	6.1%	6.0%	125
Pmed Conjunta [W]	7,849	26.5%	14.7%	6.4%	15.4%	15.8%	13,985

Comercial Tipo 3 a 9	Valor Inicial 2005	Crecimientos					Valor Final 2009*
		2006	2007	2008	2009*	media	
Pmed Clientes Existentes [W]	90,107	13.4%	5.6%	-3.1%	18.5%	8.6%	124,003
# Clientes	128	8.2%	5.9%	0.9%	1.0%	4.0%	150
Pmed Conjunta [W]	90,661	22.9%	15.5%	-2.6%	14.8%	12.6%	143,876

Comercial Total	Valor Inicial 2005	Crecimientos					Valor Final 2009*
		2006	2007	2008	2009*	media	
Pmed Clientes Existentes [W]	97,730	13.8%	6.2%	-2.3%	17.4%	8.8%	135,595
# Clientes	227	9.7%	4.9%	1.7%	3.3%	4.9%	275
Pmed Conjunta [W]	98,510	23.2%	15.4%	-1.9%	14.9%	12.9%	157,841

Total del Sistema	Valor Inicial 2005	Crecimientos					Valor Final 2009*
		2006	2007	2008	2009*	media	
Pmed Clientes Existentes [W]	191,728	17.1%	5.3%	1.0%	18.3%	10.4%	282,502
# Clientes	1,011	9.5%	6.8%	3.2%	4.1%	5.9%	1274
Pmed Conjunta [W]	195,473	25.8%	13.2%	2.7%	20.8%	15.6%	345,144

Cabe destacar que el 2009 contiene además un retraso en la entrada de nuevos clientes y un consumo más reducido por el incremento en las fallas del generador. No obstante, presenta un crecimiento alto, sólo comparable al 2006. Esto viene a compensar el rezago del crecimiento del año 2008. En términos promedio, la demanda de clientes normales crece a una tasa anual del orden de 14%.

El crecimiento global del consumo se explica entonces en dos fuentes: crecimiento del número de clientes y crecimiento del consumo individual en cada sector. A su vez, estos crecimientos guardan relación con el aumento de la actividad turística y consecuente aumento de la economía local. En las proyecciones se usan tanto las tasas conjuntas como las desagregadas (número de clientes y consumo individual) en función de los supuestos sobre la incorporación de clientes en lista de espera y nuevas poblaciones.

4. Reconstrucción de la demanda actual

4.1 Reconstrucción de curvas de carga

4.1.1 Consumo de Toconao

La localidad de Toconao se encuentra conectada al sistema eléctrico de SPA por una línea de transmisión de 23 [kV] de aproximadamente 38 [km] de longitud. La potencia que debe suplir entonces el sistema de generación de SPA corresponde al consumo de Toconao más las pérdidas de la línea de transmisión. Para el tipo de cable utilizado (AWG N°6) y considerando que el consumo promedio de Toconao tiene una potencia media aproximada de 80 [kW], se estima que las pérdidas por la línea corresponden aproximadamente a un 2% de la potencia consumida.

A partir de medidas en los generadores, tanto en los intervalos en que la localidad se abastece desde CESPAs como en los de autoabastecimiento, se construye un conjunto de curvas de carga diaria. La curva de carga de Toconao vista desde la planta generadora GN, reconstruida a partir de los datos de las mediciones en terreno se resume en la Figura 4.1.

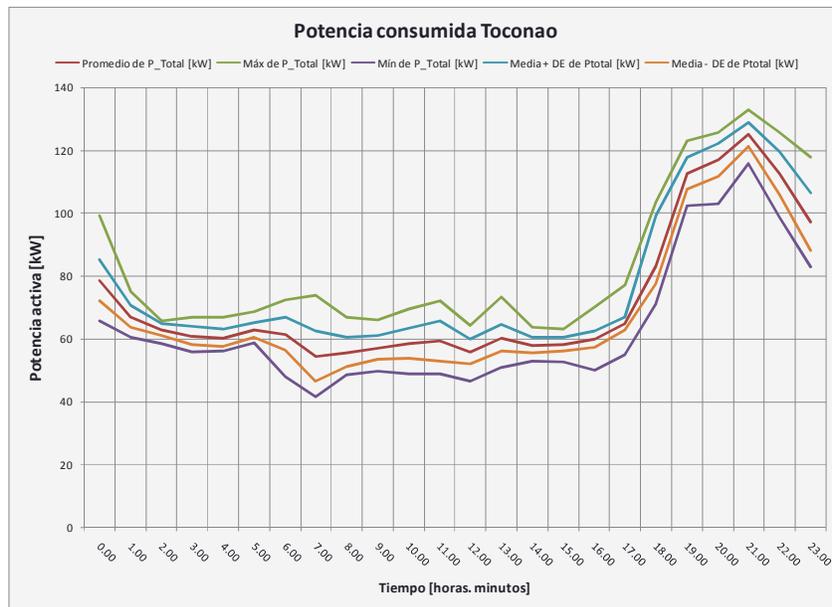


Figura 4.1: Curva de carga localidad de Toconao

Estacionalidad del consumo de Toconao

Dado que no existen registros del consumo de Toconao y que el medidor de energía conectado en la planta generadora GN se encuentra fuera de servicio desde mayo de 2008, no fue posible determinar estacionalidad en el consumo de la localidad. Sin embargo, su consumo es básicamente residencial - comercial y sus perfiles de consumo similares a los de SPA, por lo que su crecimiento y estacionalidad se estima a partir de los calculados para SPA.

4.1.2 Consumo de la planta APR

De acuerdo a las medidas realizadas en terreno, el consumo actual de la planta de agua potable es de aproximadamente 160 [kW] constantes durante todo el día. A partir de las mediciones, tanto en los intervalos en que ésta se abastece desde CESPA como en los de autoabastecimiento, se reconstruye un conjunto de curvas de carga diaria. Ellas se sintetizan en la siguiente figura que muestra la curva de carga promedio y sus bandas de operación. Se estima que las pérdidas de la línea de transmisión que conecta la planta de APR con CESPA son inferiores al 2%.

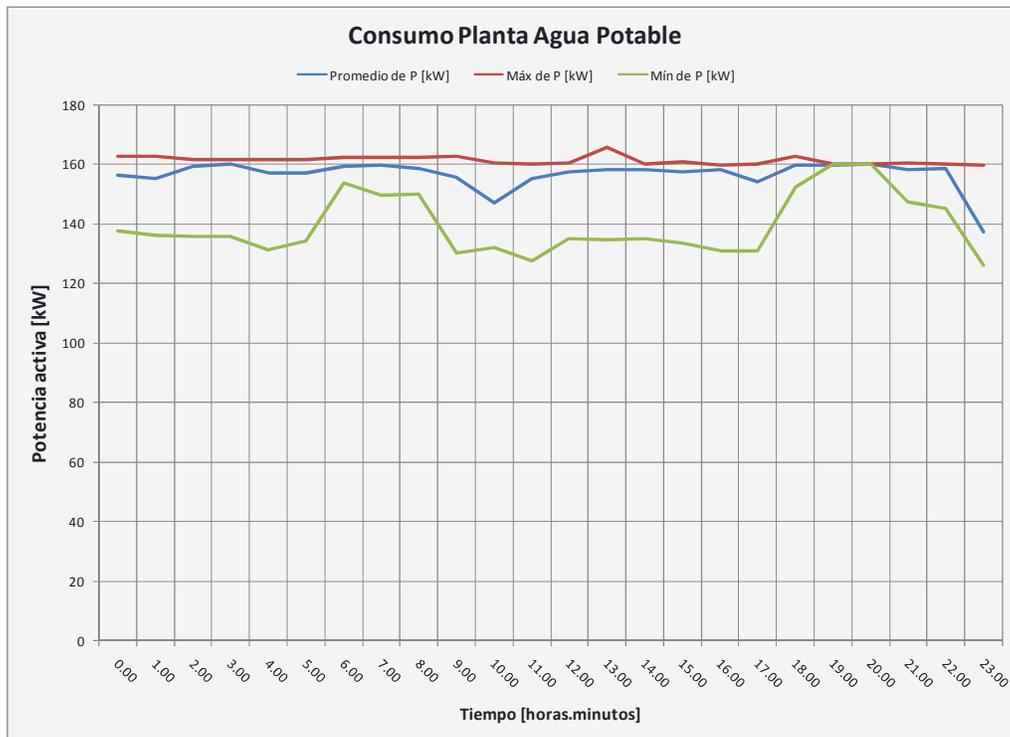


Figura 4.2: Consumo eléctrico, Planta de Agua Potable

La planta de APR tiene la siguiente operación en la actualidad:

- De 00:30 a 18:00 aproximadamente la planta se encuentra operando normalmente, conectada a CESPA (Figura 6.8).
- De 18:00 a 23:30 aproximadamente la planta se encuentra operando normalmente, autoabastecida desde su generador diesel (Figura 6.9).
- Entre 23:30 y 00:30 aproximadamente la planta se encuentra conectada a CESPA pero fuera de servicio, es decir, sólo luminaria y consumos pequeños están conectados.

4.1.3 Consumo de la planta ALC

El consumo de la planta de tratamiento de aguas servidas fue medido directamente, ya que en su abastecimiento no incluyen desconexiones programadas. El resumen de estas mediciones se presenta en la siguiente figura. La potencia media del consumo se asciende a 21.6 [kW].

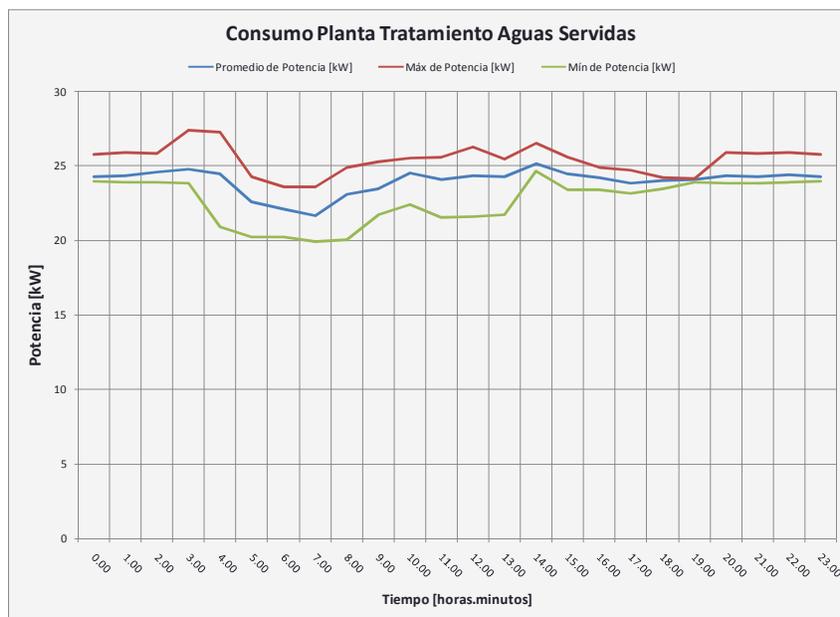


Figura 4.3 Consumo eléctrico Planta de Tratamiento Aguas Servidas

4.2 Mediciones en terreno y encuestas de hoteles

Las siguientes tablas condensan las respuestas obtenidas en la encuesta efectuada a hoteles de la localidad de SPA durante la campaña. La Tabla 4.1 corresponde a hoteles actualmente no conectados al sistema de CESP A que se autoabastecen de energía eléctrica. Se presentan características de interés en su relación con el consumo eléctrico.

Tabla 4.1: Resumen del resultado de encuesta a hoteles no conectados a CESP A

Id.	Nombre Hotel	Categoría [estrellas]	Capacidad [camas]	Ocupación promedio [%]	Consumo promedio [kWh/mes]	Distancia a la red [km]	¿se conectaría a la red?	¿adoptaría tarifa horaria?	Generación instalada [kVA]
1	Hostería San Pedro de Atacama	3	223	50%	S/I	0	S/I	S/I	S/I
2	Kunza	5	120	25%	146,000	0	Si	Si	900
3	Explora	5	100	S/I	62,500	0	Si	Si	400
4	Alto Atacama	5	66	S/I	S/I	3	S/I	S/I	S/I
5	Tierra Atacama	5	82	40%	43,800	0	Si	Si	380
6	Casa Atacama	5	50	nuevo	16,060	0	Si	Si	55
7	La Casa de Don Tomás	3	100	65%	13,177	0	No	No	200
8	Awasi	5	16	80%	5,840	0	Si	Si	101

Tabla 4.2: Resumen del resultado de encuesta a hoteles conectados a la red de CESP

Id.	Nombre Hotel	Capacidad [camas]	Ocupación promedio [%]	Consumo promedio [kWh/mes]	Desconexión hora punta	Generación instalada [kVA]
1	Don Raul	75	80%	746	No	4.4
2	Kimal	19	82%	5,840	No	15
3	Terrantai	34	S/I	S/I	No	S/I
4	Tulor	48	40%	1,300	No	5
5	Takha Takha	65	60%	948	Si	50
6	Rincón San Pedrino	60	S/I	390	No	0
7	Sonchek	44	80%	2,000	No	15
8	Altiplánico	30	S/I	S/I	Si	S/I
9	Lickana	9	S/I	S/I	No	8

Con excepción del hotel “La Casa de Don Tomás” los administradores entrevistados manifestaron interés en la posibilidad de una conexión que incluyera una tarifa diferenciada por horario de consumo. Este mecanismo es una alternativa a la desconexión de carga en horarios de punta y un incentivo al consumo en horas de producción de la planta fotovoltaica.

La Tabla 4.2 muestra el resultado de la encuesta a algunos hoteles actualmente conectados al sistema. Se observa el tamaño relativamente pequeño de estos hoteles y que incluso aquellos que no presentan desconexión programada en horas de punta cuentan con grupos generadores de respaldo.

Finalmente cabe destacar la mala percepción que los administradores de los hoteles manifestaron acerca de la cooperativa eléctrica local.

4.3 Demanda potencial actual de energía eléctrica

4.3.1 Antecedentes

La demanda potencial u oculta actual de la localidad se origina principalmente en los siguientes grupos o tipos de consumo:

- Usuarios en lista de espera para conexión.
- Casas asociadas a nuevas poblaciones.
- Alumbrado público faltante.
- Hoteles desconectados.

Adicionalmente, tanto las plantas de APR y ALC presentan déficit de producción para cubrir las necesidades de la localidad, encontrándose en desarrollo proyectos de ampliación de sus capacidades, con el consecuente aumento del consumo eléctrico.

4.3.2 Usuarios en lista de espera de conexión

Sobre la base de datos de solicitud de conexión [10] se procedió a dimensionar la demanda de usuarios en lista de espera. De acuerdo a esa lista, desde septiembre del 2002 al marzo del 2009 se registran 300 peticiones de empalme a CESP. Dicha lista fue filtrada, reduciéndose a 228 clientes, al eliminar de ella clientes asociados a nuevas

poblaciones, que serán tratados en forma separada, y clientes encontrados en el registro de lecturas de medidores.

Los clientes en lista de espera son separados en residenciales y comerciales por medio de la proporción histórica de clientes de CESP. Su consumo esperado agregado es estimado a través del consumo medio de un usuario de cada tipo. Este ejercicio para el año 2009, se resume en la siguiente tabla.

Tabla 4.3: Consumo estimado de clientes en lista de espera

	Clientes en lista de Espera		
	Comerciales	Residenciales	Total
# clientes	180	48	228
Pmed 2009 [W/Us]	219.5	699.3	
Total al 2009 [W]	39,577.4	33,335.2	72,912.7

Los valores de potencia anteriores incluyen pérdidas en media y baja tensión de distribución estimadas en 15%.

4.3.3 Usuarios en nuevas poblaciones

De acuerdo con información proporcionada por la IMSPA, existe un conjunto de casas en poblaciones nuevas o recién construidas que no cuentan con servicio eléctrico. Esta situación se resume en la siguiente tabla.

Tabla 4.4: Usuarios en nuevas poblaciones

	# Lotes	# Casas		Nuevos Us Corto Plazo	Valor Medio Puntaje FPS	Sectores similares en registro de lecturas de clientes
		Construidas	Conectadas			
San Pedro						
Población Algarrobo	150	150	46	104	9282.1	Alto Jama, Pob. Condeduque, Coyo, Sequitor
Población Lickan Antai	320	100	0	100	9702.1	Villa Algarrobos, Pob. Licanca, Pob. El Carmen, Solor
Población Allto Jama				50	10314.9	Pob. El Carmen, Solor
Toconao					9837.9	
Ampliación Kunza Turi	105	40	0	40		Pob. El Carmen, Solor

La Tabla 4.4 incluye el puntaje promedio de las fichas de protección social (FPS) asociado a cada población. Con ello es posible asimilar el consumo de un usuario promedio no conectado al de un cliente promedio residencial conectado en un sector de similar condición de vulnerabilidad¹⁰. El valor de potencia media de las 294 nuevas casas se estima habría sido de 46,2 KW en el año 2009, incluyendo pérdidas.

Para completar los requerimientos de carga del sistema de CESP, se aborda el dimensionamiento del consumo asociado al alumbrado público en nuevas poblaciones señaladas por la IMSPA que no cuentan con este servicio. Este cálculo se presenta en el anexo 6.6. No obstante, debido a que esta carga no tiene presencia en horas de sol, y se desconoce la factibilidad real de llegar a concretarse, no será considerada en los escenarios de proyección de la demanda del sistema.

¹⁰ Se refiere a la condición socioeconómica en relación con características familiares que determinan niveles de riesgo social de estar en una situación de pobreza.

4.4 Curvas de carga del generador sin desconexiones

En esta sección se reconstruyen las curvas de carga del año 2009 considerando que no hay desconexiones de la planta de AP, Toconao y San Pedro Norte en el periodo de verano.

Para la construcción de estas curvas se utiliza la siguiente información:

1. Medición en terreno de generación del sistema eléctrico de SPA.
2. Curva de operación de Toconao considerando las pérdidas de la línea de transmisión.
3. Consumo promedio de planta APR y ALC.
4. Lecturas de operación del generador GN, que incluyen potencia activa, voltajes, corrientes, factor de potencia, desde enero a agosto de 2009.
5. En meses de verano y entre 18:00 y 01:00 hrs., la carga asociada a San Pedro Norte (abastecida por el generador de respaldo de Conde-Duque) se estima en un 40% de la carga remanente abastecido desde la planta de GN. Esto corresponde aproximadamente a la porción del pueblo de SPA que se desconecta y es calculado, en términos relativos, a partir del escalón de baja de carga en torno a las 18 hrs.

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente serie de curvas de carga diaria para cada estación del año. Se incluye la curva promedio, bandas asociadas a una desviación estándar y bandas que representan extremos entre los que puede moverse la curva en el periodo.

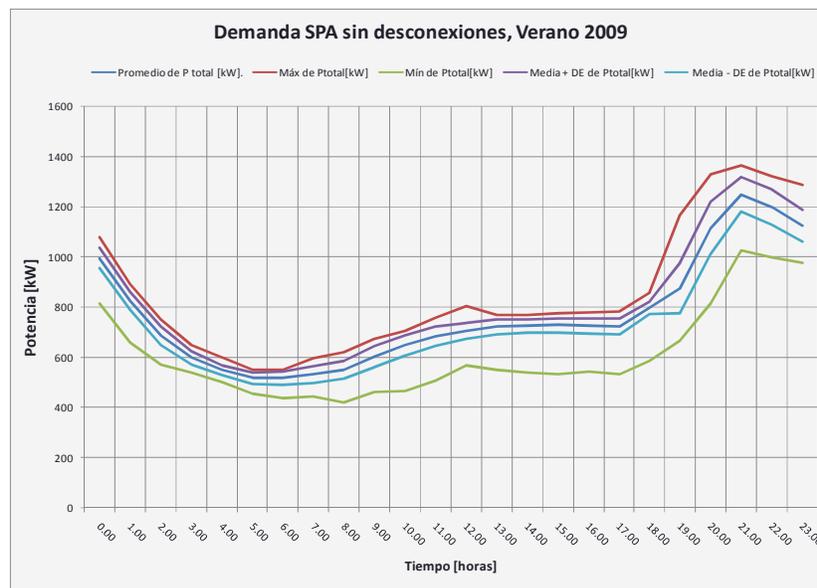


Figura 4.4 Bandas de la curva de carga diaria, sin desconexiones, verano 2009

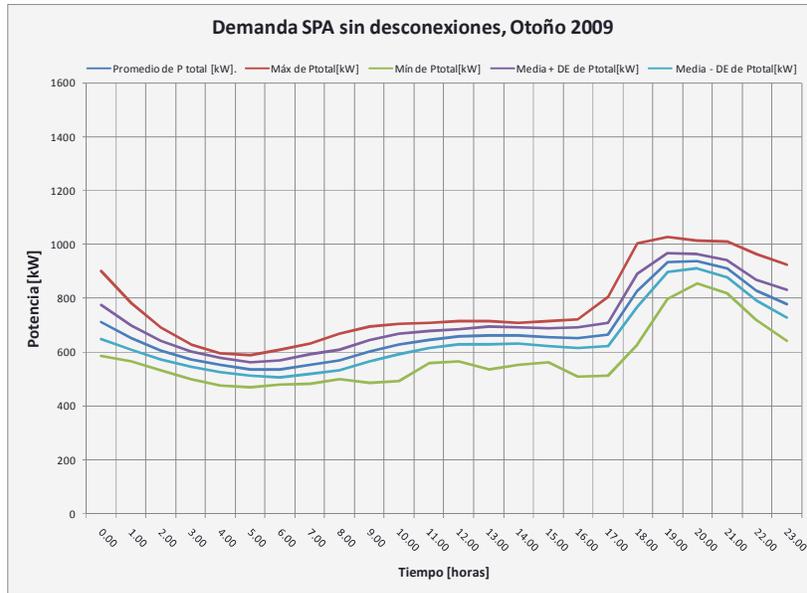


Figura 4.5 Bandas de la curva de carga diaria, sin desconexiones, otoño 2009

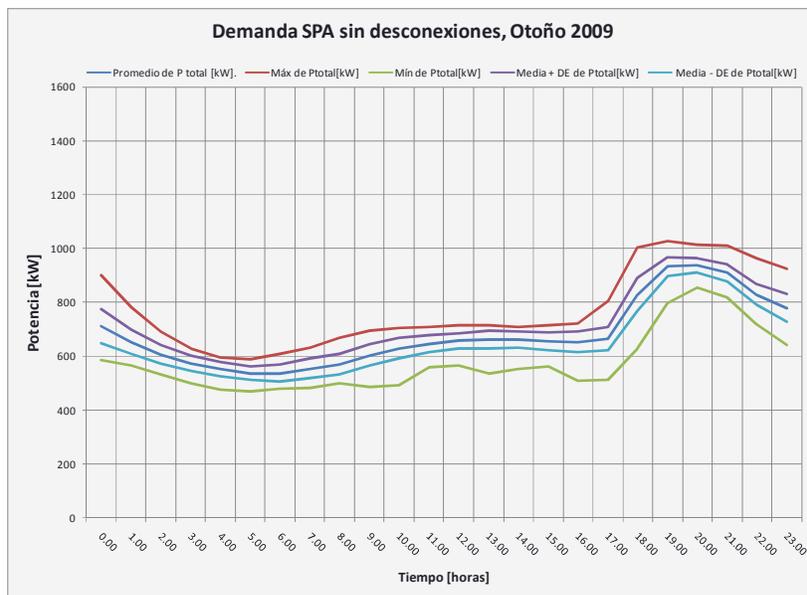


Figura 4.6 Bandas de la curva de carga diaria, sin desconexiones, invierno 2009

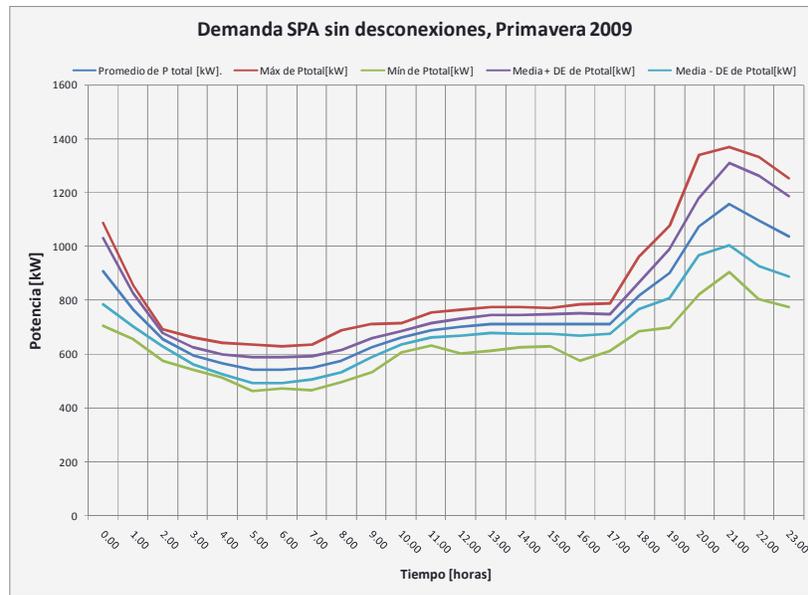


Figura 4.7 Bandas de la curva de carga diaria, sin desconexiones, primavera 2009

Se observa en verano el mayor consumo tanto en horas de punta como en horas de sol. En este periodo se alcanza un máximo promedio de 1254 [kW] en la hora punta, lo que explica la forma de operar entre enero y marzo desconectando San Pedro Norte de CESP, en conjunto con las otras desconexiones habituales en el resto del año.

5. Proyección de la Demanda

5.1 Costos de autogeneración

Sobre la base del catastro de generadores diesel de hoteles se efectúa un cálculo estimativo del costo de autogeneración de los respectivos generadores.

Para la estimación de los costos medios de autogeneración de las unidades reseñadas en San Pedro de Atacama, se hizo uso de una metodología simple que considera, entre otros, los siguientes factores:

- Pérdida de potencia por efecto altura (“*Derating*”)
- Consumos nominales de combustible
- Condición de operación de la máquina (Grado de carga)

De acuerdo a la información obtenida en terreno de los hoteles de San Pedro de Atacama, la siguiente tabla resume las unidades, su potencia y lugar de operación.

Tabla 5.1: Equipos de autogeneración en Hoteles de San Pedro de Atacama

Hotel	Número de unidades	Potencia Nominal [kVA]
Awasi	2	101
Don Raúl	1	4,4
Explora	2	200
Kimal	1	15
Kunza	1	500
Kunza*	1	400
La Casa de Don Tomás	2	100
Tierra Atacama	1	380
Casa Atacama	1	55
Tulor	1	5

Notas: * Equipo de generación de 400 kVA sólo opera como respaldo

Una vez obtenidos el primer efecto que se considera es la pérdida de potencia de la máquina por efecto altura (“*derating*”). En la Tabla 5.1 se muestra el efecto de altura y temperatura en la potencia de un equipo eléctrico¹¹. Si se considera que San Pedro de Atacama está ubicado a 2500 [msnm] y una temperatura promedio de operación de 10°C, se puede aplicar un factor de reducción de eficiencia o “*derating*” de 0.75. Esto se interpreta como una disminución del 25% de la potencia de placa del equipo, es decir en el caso de un generador de 100 [kVA], la máxima potencia disponible es de 75 [kVA].

¹¹ La figura aplica a motores de aspiración natural, caso considerado por defecto. No aplica a motores sobrealimentados o turbo.

Una vez determinada la máxima potencia disponible por equipo (potencia efectiva), se quiere determinar el grado de carga de la máquina en función de su dato de placa. Para ello, se consideran dos factores:

- Margen de Reserva: a la potencia efectiva se descuenta un margen de operación considerando que el usuario puede aumentar de improviso su carga y no exceda los límites operativos de la máquina. Para este caso se aplica un margen de reserva del 15%.
- Factor de carga: descontado el margen de reserva de la potencia efectiva se aplica un factor de carga para estimar el valor medio de generación del equipo. De acuerdo con la información obtenida en terreno se hace uso de un factor de carga de 0.66.

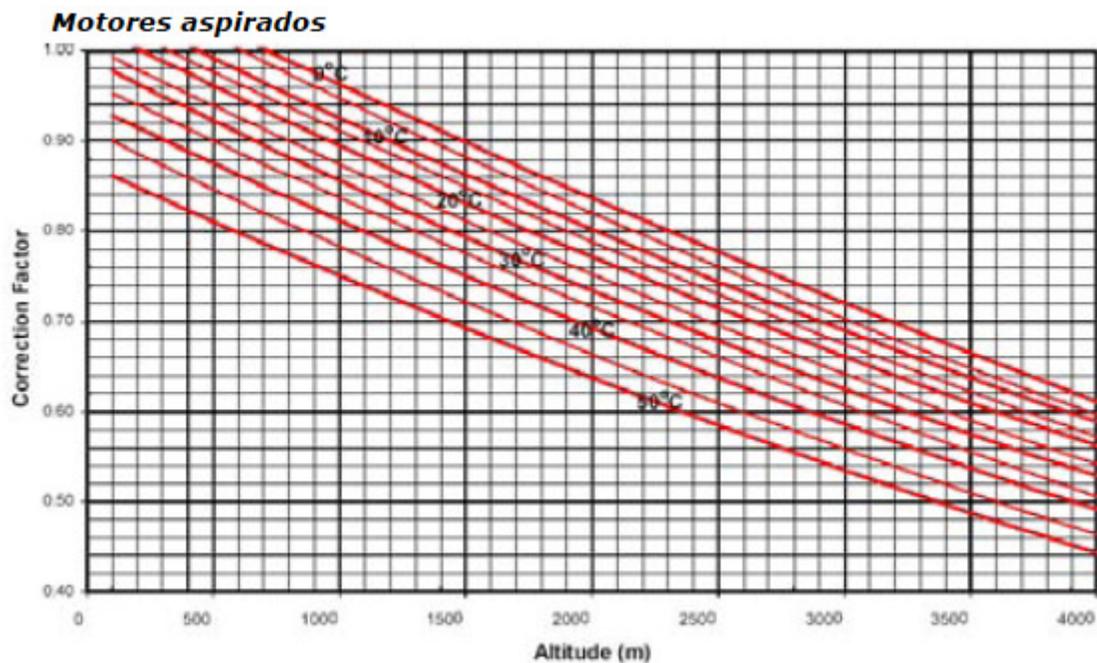


Figura 5.1 Factores de *derating* para equipos electrógenos. Fuente: Abamotor energía.

Aplicados entonces, el factor por *derating*, la reserva y el factor de carga del sistema, se obtiene que en promedio el equipo de generación opere a un 42% de su potencia nominal. Es importante conocer el grado de carga del equipo porque permite una mejor estimación del consumo de combustible del motor.

Para determinar los consumos de combustible de los equipos de autogeneración se realizó un muestreo para equipos de diferentes potencias de acuerdo a datos técnicos suministrados por fabricantes¹². Es importante notar que en general los consumos de combustibles suministrados por los fabricantes son para motores operando a plena carga. La Tabla 5.2 muestra los consumos de combustible para un conjunto de generadores operando a potencia nominal (plena carga), estos datos se resumen en la Figura 5.2.

¹² Valores fueron extraídos de los sitios Web de fabricantes partiendo por las marcas de los equipos identificados en terreno. El objetivo fue asociar niveles promedio de eficiencia a tamaño de generador para cubrir la falta de información específica de cada máquina.

Tabla 5.2: Consumos de combustible de equipos de generación

Potencia [kVA]	Consumo [l/h]
1.25	0.6
2.5	1.28
3.5	1.35
5	1.8
8.5	2.5
10	2.8
14	3.5
20	4.9
30	6.9
40	8.8
50	11.8
80	18
100	21.9
150	31.2
200	49.4
250	58.9
350	71.4
400	81.6
500	88.8

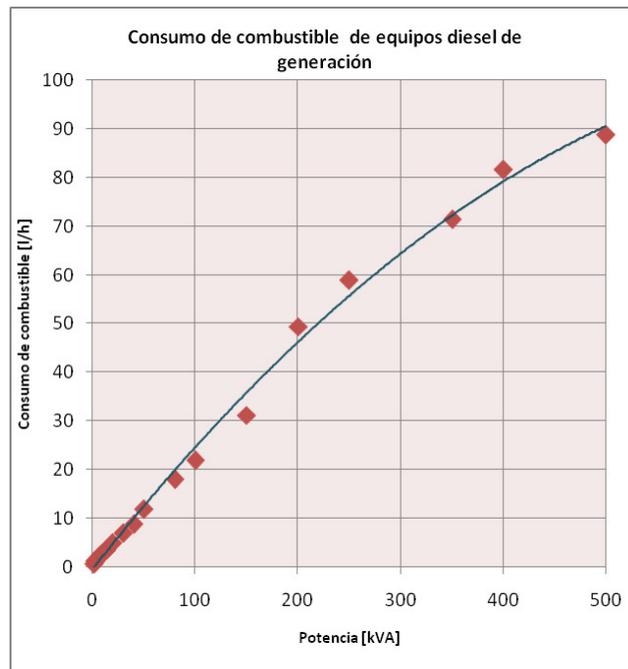


Figura 5.2: Consumo de combustible de equipos de generación

De acuerdo con lo que se observa en la Figura 5.2, se aproxima una función polinomial de segundo orden para obtener una función continua que permita estimar el consumo de combustible. De esta manera se hace una estimación adecuada para motores cuya potencia nominal varíe entre 0 y 500 [kVA].

Seguido a lo anterior es necesario aplicar un factor de corrección al consumo de combustible estimado considerando que los generadores de San Pedro no operan a plena carga, para ello se hizo uso de una curva típica de consumo de combustible de un motor diesel. En dicha curva se observa la pérdida de eficiencia de la máquina a medida que disminuye el grado de carga de la misma. La Figura 5.3 representa una curva característica de consumo de combustible en base por uno (referido a 100% de carga). De igual manera se utiliza una aproximación polinomial de segundo orden para poder estimar el consumo de combustible en función del grado de carga de la máquina.

Finalmente, considerando que según datos de fabricante los grupos electrógenos operan con un factor de carga cercano a 0.8 y aplicando un costo de combustible de \$470 por litro de diesel se puede estimar el costo por [kWh] generado para los distintos equipos de autogeneración ubicados en San Pedro de Atacama. La Tabla 5.3 resume los cálculos y presenta los valores finales.

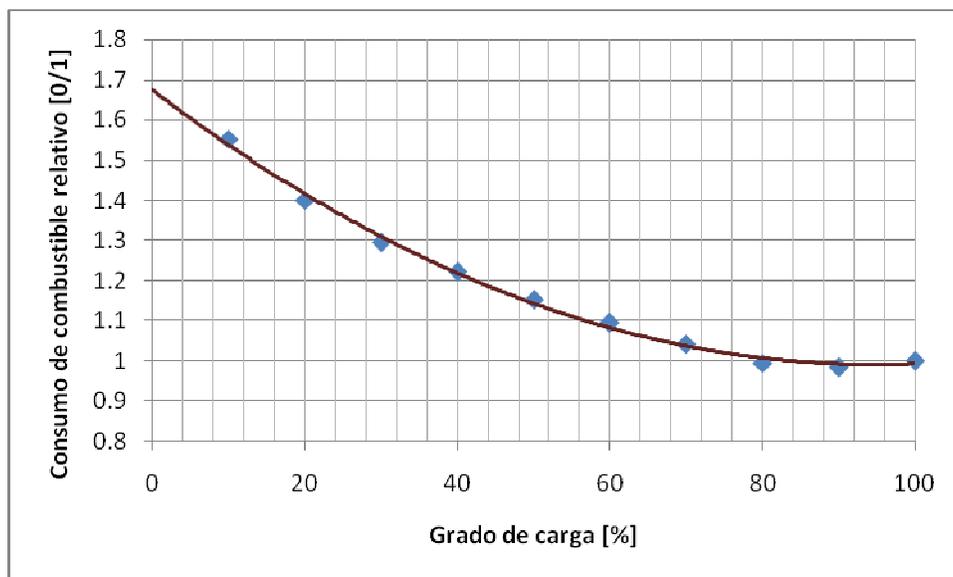


Figura 5.3: Consumo relativo de combustible en función de grado de carga. Fuente: Asociación de Ingenieros Navales de España

En la Tabla 5.3 se observa que los costos de autogeneración, de acuerdo a los supuestos descritos con anterioridad, oscilan entre los \$ 311 y \$616, dependiendo de la capacidad de cada máquina. La tarifa más alta de CESPA queda por debajo de estos valores.

Tabla 5.3: Costos de autogeneración

Hotel	Potencia Nominal [kVA]	Potencia Efectiva [kVA]	Reserva [%]	Potencia media operación [kVA]	Grado de carga [%]	Consumo combustible nominal [lt/h]	Factor de corrección	Consumo [lt/h]	Costo [\$/kWh]
Awasi	101	75.75	15%	42.5	42%	24.81	1.23	30.43	420.7
Don Raúl	4.4	3.3	15%	1.9	42%	1.80	1.23	2.21	700.6
Explora	200	150	15%	84.2	42%	46.23	1.23	56.71	395.9
Kimal	15	11.25	15%	6.3	42%	3.50	1.23	4.29	399.2
Kunza	500	375	15%	210.4	42%	90.80	1.23	111.37	311.0
La Casa de Don Tomás	100	75	15%	42.1	42%	24.58	1.23	30.15	420.9
Tierra Atacama	380	285	15%	159.9	42%	76.65	1.23	94.01	345.4
Casa Atacama	55	41.25	15%	23.1	42%	13.72	1.23	16.83	427.3
Tulor	5	3.75	15%	2.1	42%	1.80	1.23	2.21	616.6

5.2 Ampliación de la planta de APR y ALC

5.2.1 Planta Agua Potable Rural (APR)

La principal carga individual de la red de CESPAs la constituye la planta productora de agua potable de la localidad de SPA o APR. En la actualidad, esta planta es incapaz de suplir los requerimientos de la localidad, existiendo un proyecto integral (APR y ALC), destinado a ampliar su capacidad. Si bien no existen plazos comprometidos para la concreción de dicho proyecto, se ha informado al equipo consultor que un nuevo módulo y una nueva bomba de pozo deberían estar operativos a principios del 2010 para poder cubrir las necesidades de producción de agua potable.

Esta planta está compuesta por dos módulos pequeños y dos módulos grandes que producen agua potable por medio del proceso de Osmosis Inversa (RO), cuya operación requiere del empleo de bombas de diverso tipo y tamaño. Típicamente un módulo involucra una bomba de alta presión (15 a 30 [kW]), un compresor (0.75 a 1.5 [kW]) una bomba de barrido (4 a 7.5 [kW]). A lo anterior se suman bombas de pozo (37 [kW]), bombas de impulsión (30 [kW]) y bombas de inyección. Cada módulo pequeño tiene una capacidad de procesamiento de 8 [m³/h] y cada módulo grande de 17 [m³/h], lo que significa una capacidad de producción total de 50 [m³/h] de agua potable.

Durante el periodo de medición, la planta de APR consumió en torno a 160 [kW] en forma continua todo el día, con escalones de desconexión de equipos, en torno a los 20 [kW], principalmente de inyección de agua. En la operación, los módulos de OR no son independientes entre sí. Estos se enlazan en cadenas de flujo con elementos comunes (bombas de pozo, elevadoras, etc.) y que su operación es por intervalos de tiempo.

En virtud de que no se cuenta con un modelo del proceso de la planta, que permita determinar el consumo eléctrico real, el cual depende de la necesidad de producción de

agua y la forma de operar los diversos equipos, se aplica un método indirecto para estimar el aumento del consumo eléctrico.

En función de las mediciones en terreno se estima un consumo eléctrico promedio de 3.85 [kW], por cada 1 [m³/h] de producción de agua. Considerando las proyecciones de producción de agua potable del proyecto de ampliación [4], se calcula el consumo eléctrico promedio anual de la planta descrito en la Tabla 5.4 y que se grafica en la Figura 5.4.

Tabla 5.4: Proyección de la expansión de la planta de APR y consumo eléctrico asociado¹³.

Año	Hab	Consumo [l/hab/día]	Perdidas [%]	Producción [l/hab/día]	Producción media [m3/h]	Potencia media [kW/año]
2010	6471	180	15	207	55.81	215.2
2011	6824	180	15	207	58.86	226.9
2012	7197	180	15	207	62.07	239.3
2013	7648	180	15	207	65.96	254.3
2014	7954	180	15	207	68.60	264.5
2015	8276	180	15	207	71.38	275.2
2016	8611	180	15	207	74.27	286.3
2017	8961	180	15	207	77.29	298.0
2018	9327	180	15	207	80.45	310.2
2019	9710	180	15	207	83.75	322.9
2020	10127	180	15	207	87.35	336.8
Conversión eléctrica		=	160 kW/[(41.5 m3/h)]	=	3.855421687	[kW/(m3/h)]

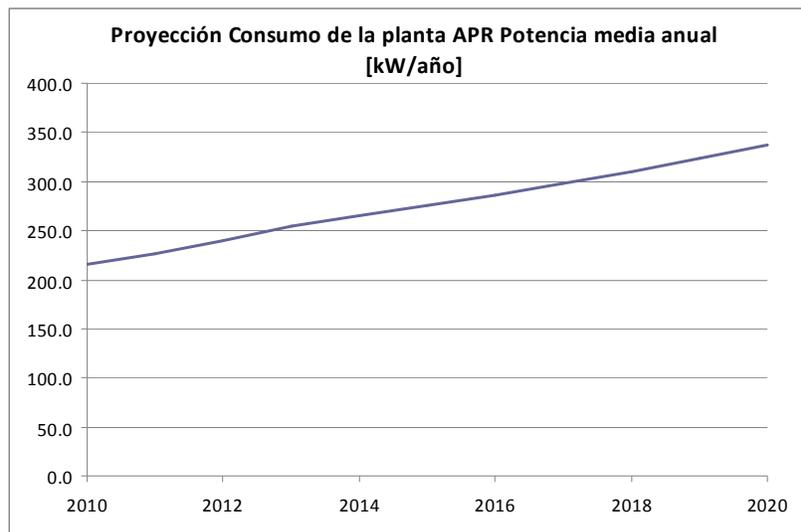


Figura 5.4: Consumo de potencia proyectada para la planta de agua potable.

¹³ La proyección de habitantes y consumo de agua potable fueron extraídos del proyecto integral de ampliación de las plantas de APR y ALC referenciado en [4].

El plan de ampliación considera un nuevo estanque de regulación de 1000 m³ el que podría ser usado para regular el consumo eléctrico de la planta de APR. No obstante, no es posible emitir un juicio respecto de la factibilidad de su uso para estos fines. Por un lado, no se cuenta con una curva horaria del consumo de agua potable y su dimensionamiento, según [4], obedece principalmente a requerimientos operativos y de reserva de volúmenes normados para incendio y seguridad¹⁴.

5.2.2 Planta de Tratamiento de Aguas Servidas

San Pedro de Atacama cuenta con un sistema de aguas servidas y alcantarillado, cuyo consumo eléctrico es constante durante el día, con un valor medio de 21.6 [kW]. El plan de ampliación considera un escalamiento del consumo operativo regular a 32.4 [kW], estimado por el operador de la planta.

5.3 Proyección de la demanda 2010-2011

5.3.1 Descripción general

Las siguientes proyecciones estiman las curvas de demanda que enfrentaría un sistema generador que abastezca los consumos asociados a la red de CESP A incluyendo valores promedio de crecimientos históricos, ampliaciones de las plantas de APR y ALC y supuestos sobre la conexión de nuevos clientes. Cabe destacar la mayor incerteza existente en las proyecciones en horas de punta principalmente en verano, debido a dos causas. La primera es el error en la estimación de la carga de San Pedro Norte en verano. La segunda, la carencia de información precisa sobre los consumos con desconexión programada en horas de punta vía temporizador, cuyo número y magnitud se desconoce.

5.3.2 Curvas de carga diaria estimadas 2010

La curva de carga del año 2010 es estimada a partir de:

- (1) Las curvas de carga mensual del sistema reconstruidas para el año 2009 a partir de las curvas del generador GN de enero a agosto.
- (2) Conexión de los clientes en lista de espera. Su consumo se estima a partir de factores de participación y consumos promedio sectoriales. Estos se consideran conectados desde el 1 de enero de 2010.
- (3) Conexión de las casas construidas en nuevas poblaciones de SPA y Toconao. Su consumo se estima a partir del consumo promedio de usuarios residencial de similar puntaje en las FPS. Estos se consideran conectados desde el 1 de enero de 2010.
- (4) Crecimiento del consumo sectorial de 12.1% para clientes residenciales y de un 8.8% para los comerciales, de acuerdo con el crecimiento promedio obtenido de análisis del registro de clientes.

¹⁴ La respuesta a la interrogante del eventual uso para regular carga eléctrica efectuada al operador de la planta de APR fue negativa, confirmando lo expuesto.

- (5) El consumo adicional (2) a (4) es incorporado usando los factores de forma diaria y mensual.
- (6) Por su parte, la planta APR tiene un aumento de 55.2 [kW] más las pérdidas por la línea de transmisión.
- (7) La planta ALC tiene un aumento de 12 [kW] más las pérdidas por la línea de transmisión.

Las siguientes figuras muestran los resultados para la curva de carga diaria, resumidas en forma estacional, para el año 2010. Se incluye la curva promedio, bandas asociadas a una desviación estándar, para indicar zonas de mayor frecuencia de operación, y bandas que representan extremos entre los que puede moverse la curva durante la estación.

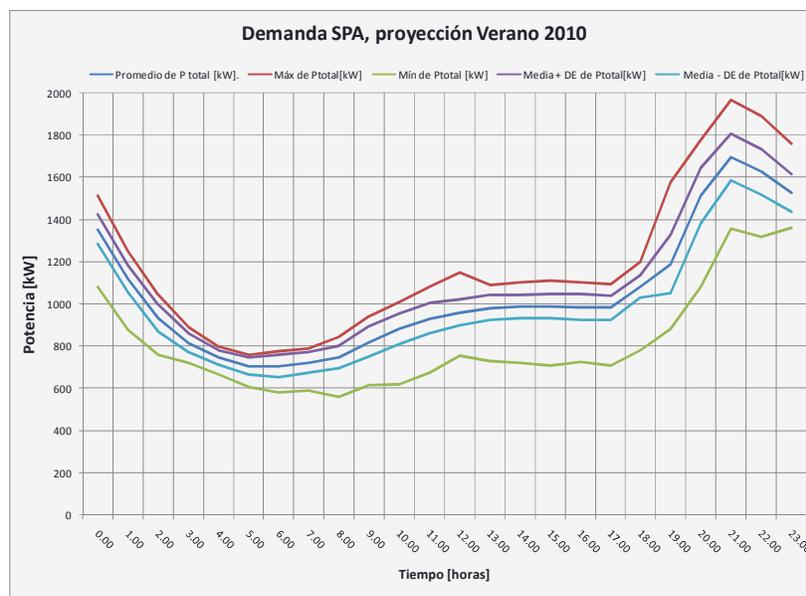


Figura 5.5: Bandas de la curva de carga diaria, proyección, verano 2010

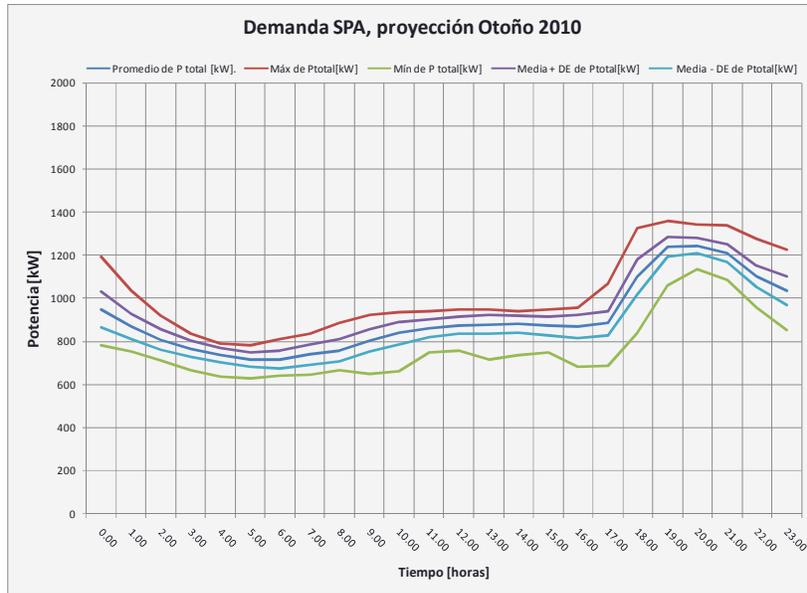


Figura 5.6: Bandas de la curva de carga diaria, proyección, otoño 2010

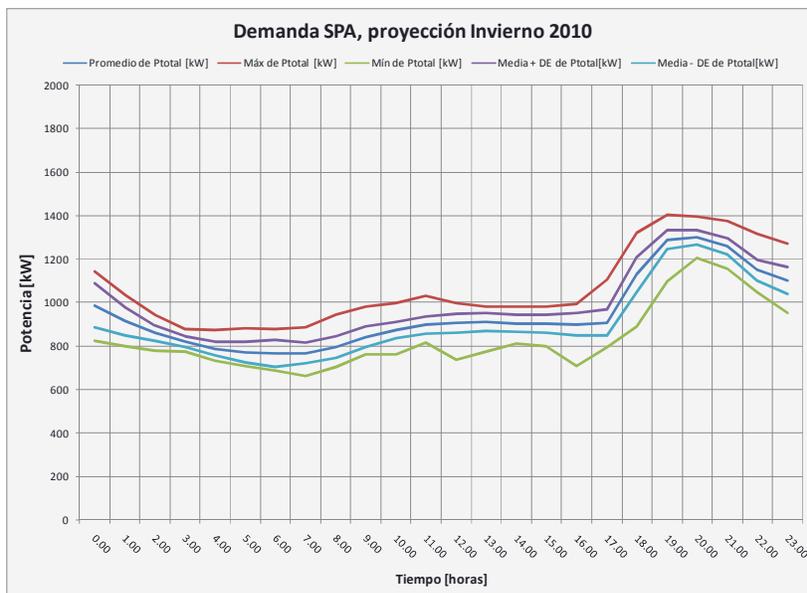


Figura 5.7: Bandas de la curva de carga diaria, proyección, invierno 2010

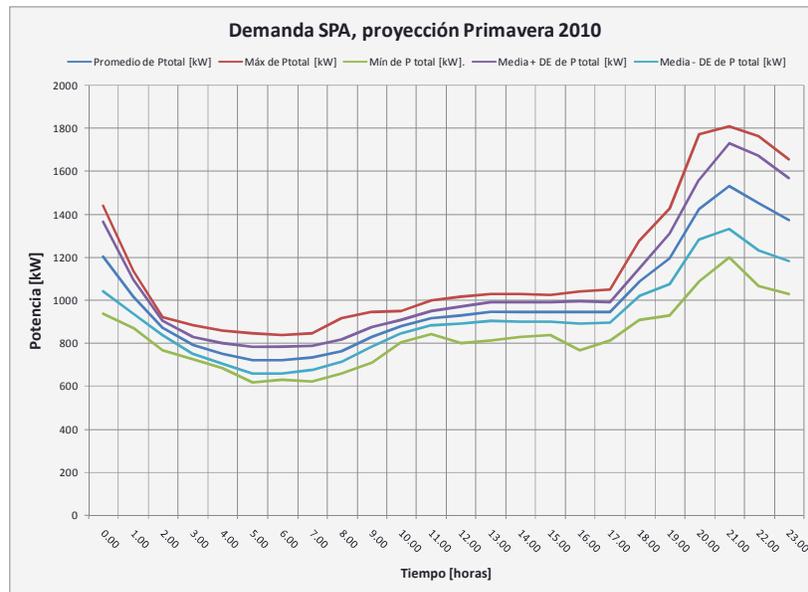


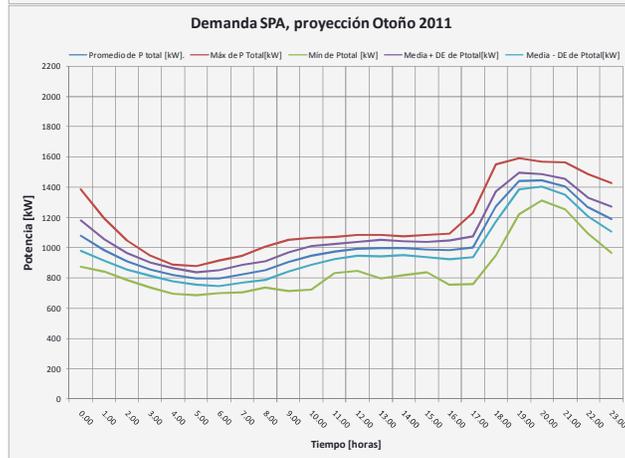
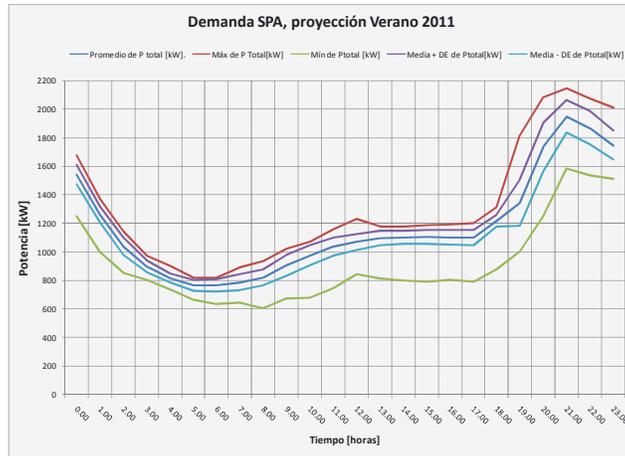
Figura 5.8: Bandas de la curva de carga diaria, proyección, primavera 2010

5.3.3 Curvas de carga diaria estimadas 2011

Las curvas de carga del año 2011 se estiman a partir de:

- (1) Las curvas de carga mensual estimadas para el año 2010.
- (2) De acuerdo al registro de consumo mensual de los clientes, se estima un crecimiento del 18.3% de consumos residenciales y de un 12.9% de consumos comerciales.
- (3) Los crecimientos del punto anterior incorporan aumento del número de clientes y del consumo individual.
- (4) Aumento del consumo de la planta APR de 13.1 (= 68.3-55.2) [kW] más las pérdidas por la línea de transmisión.

La siguiente figura muestra las curvas de carga diaria estimadas para el año 2011. Resultados agrupados en forma estacional en el formato de promedios, bandas de desviación estándar y extremos.



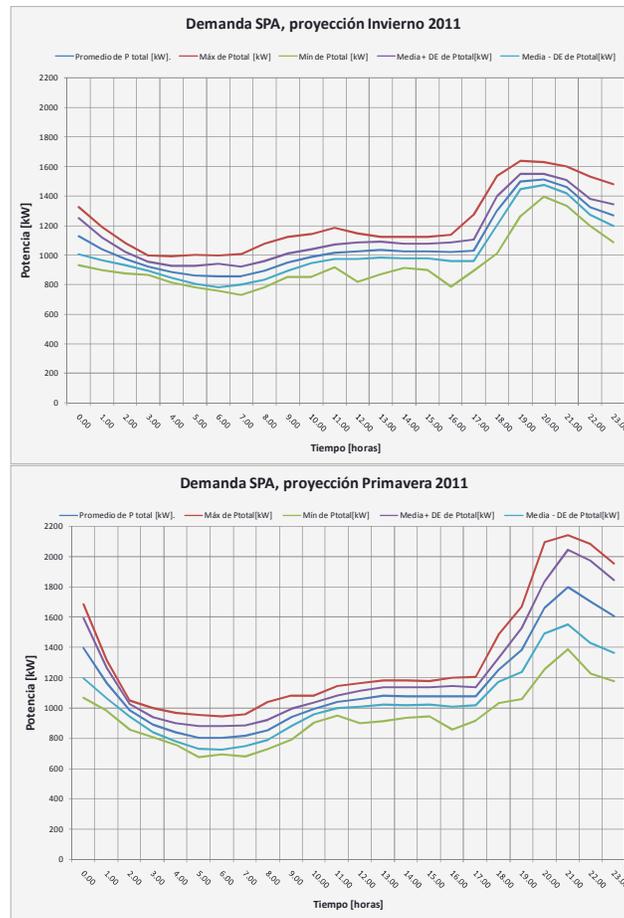


Figura 5.9: Bandas de la curva de carga diaria, proyección estacional 2011

5.4 Proyecciones con conexión de hoteles

5.4.1 Descripción general

Las siguientes proyecciones estiman las curvas de demanda que enfrentaría un sistema generador que abastezca los consumos asociados a la red de CESP A incluyendo las proyecciones de la sección 5.3 para escenarios sobre la conexión de hoteles aislados. Primeramente se muestra una curva de carga diaria estimada para los hoteles

5.4.2 Curva de carga diaria hoteles aislados

Para la estimación de la potencia consumida por el conjunto de hoteles actualmente aislados se utiliza la siguiente información:

- (1) Mediciones realizadas directamente en la generación de los hoteles aislados.
- (2) Resultados de las encuestas.

Con las curvas acumuladas de todos los hoteles medidos en (1), se construyen curvas de carga normalizadas para obtener la forma de un consumo agregado representativo.

Con esta información y utilizando la información obtenida en (2), se estima que la potencia media de todos los hoteles aislados en 397.3 [kW].

Considerando los dos puntos anteriores, la siguiente figura ilustra el resultado obtenido:

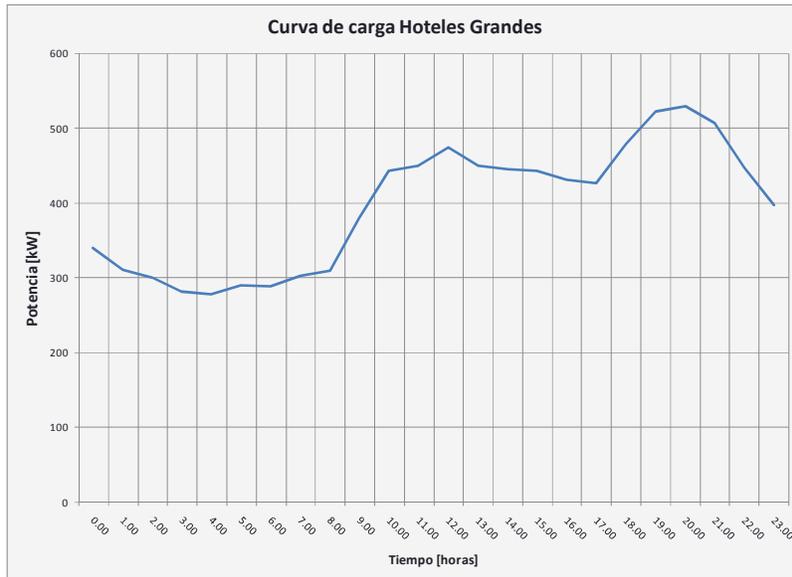


Figura 5.10: Curva de carga hoteles desconectados

La forma de la curva de carga se asemeja a la combinación de consumos comerciales y residenciales, como podría esperarse. El consumo máximo en la hora punta alcanza 529.86 [kW], mientras que en la madrugada hay un consumo mínimo de 278.05 [kW].

5.4.3 Proyección 2010 – 2011 con hoteles

Esta sección muestra la proyección del consumo bajo el supuesto de abastecimiento completo del consumo de hoteles que se encuentran actualmente aislados, para los años 2010 y 2011.

Debido al poco tiempo de funcionamiento, al tamaño de las instalaciones y a las respuestas de los jefes de mantenimiento de cada hotel grande, se espera que el consumo de estos se mantenga similar en el mediano plazo, por lo que no se proyectan crecimientos de consumo. Por otro lado, el resultado de las mediciones arroja una baja incidencia del consumo de hoteles grandes con el número de pasajeros. Esto se explica a la necesidad de estos de mantener sus instalaciones en servicio, de las cuales aquellas dependientes del uso son de menor tamaño relativo. Así, se espera que el consumo de estos hoteles tenga una variación estacional menos marcada.

Las siguientes figuras muestran los resultados obtenidos.

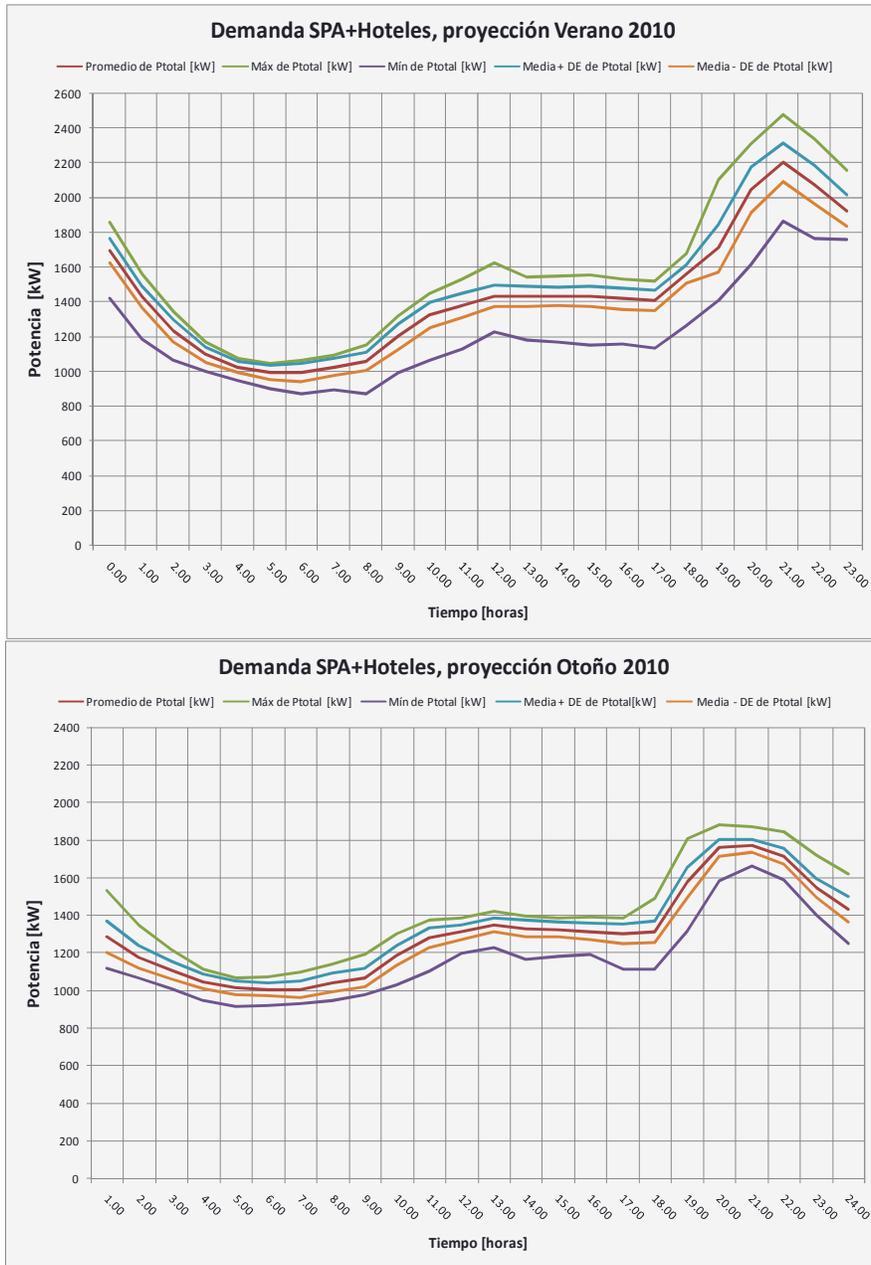


Figura 5.11: Bandas de la curva de carga diaria, considerando conexión de hoteles actualmente aislados, proyección estacional verano – otoño 2010

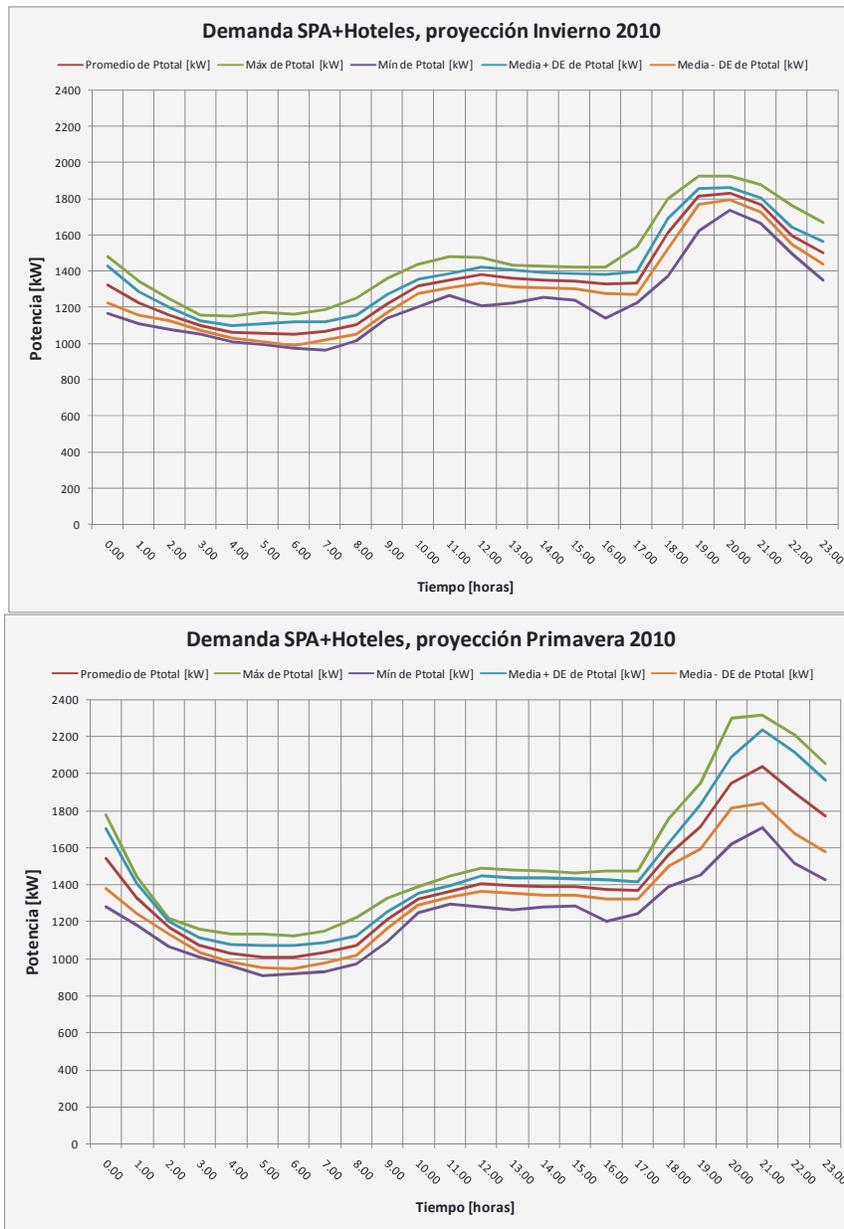
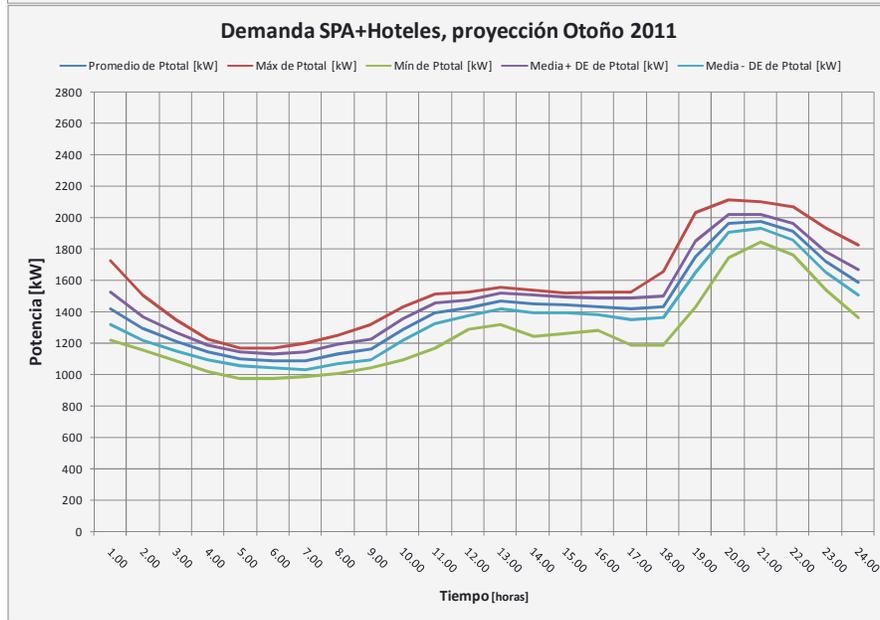
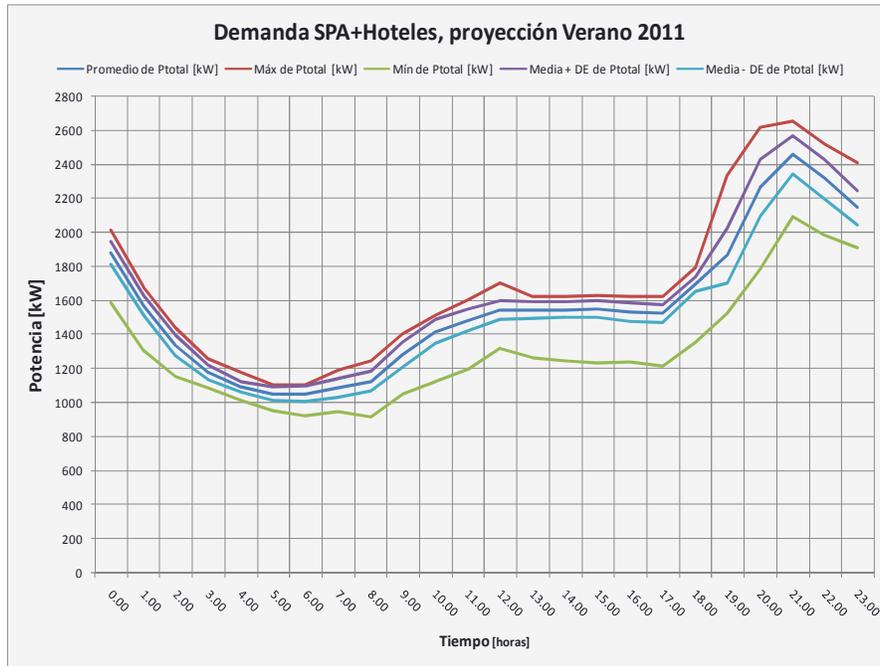


Figura 5.12: Bandas de la curva de carga diaria, considerando conexión de hoteles actualmente aislados, proyección estacional invierno - primavera 2010



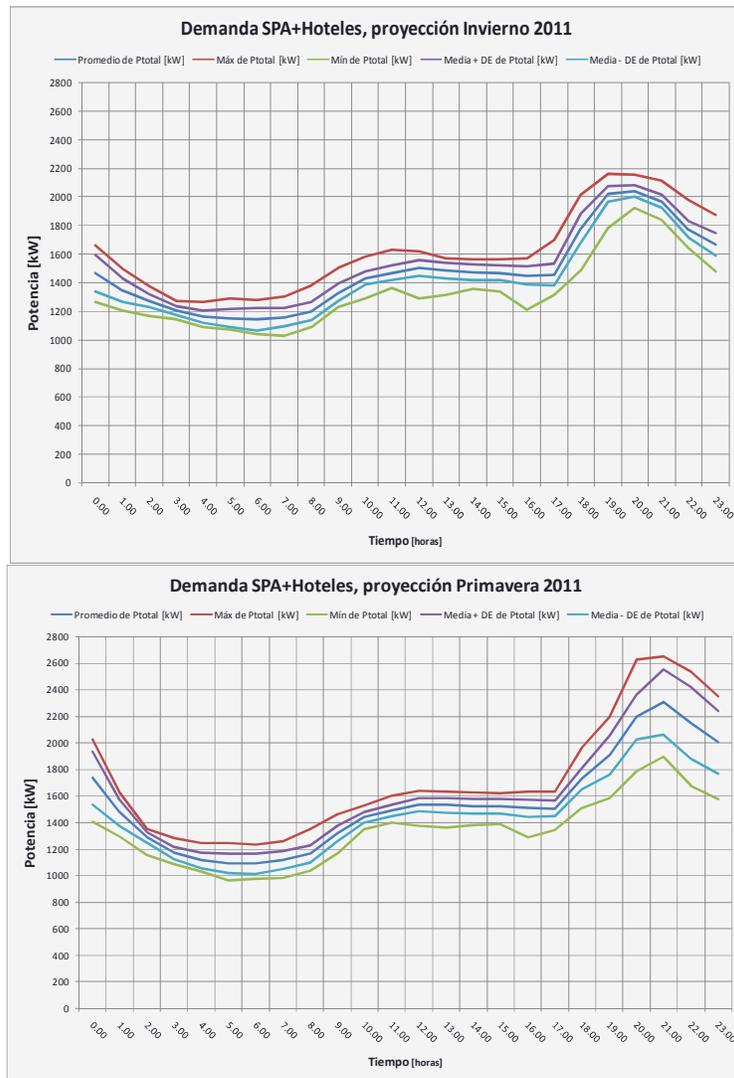
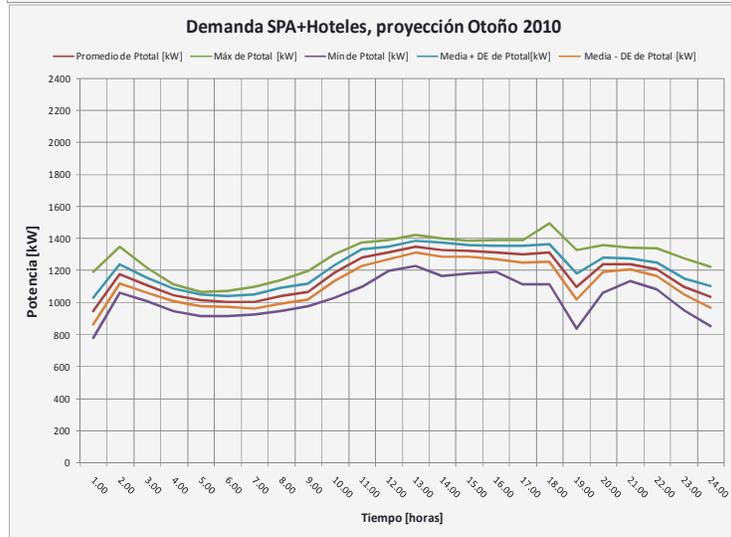
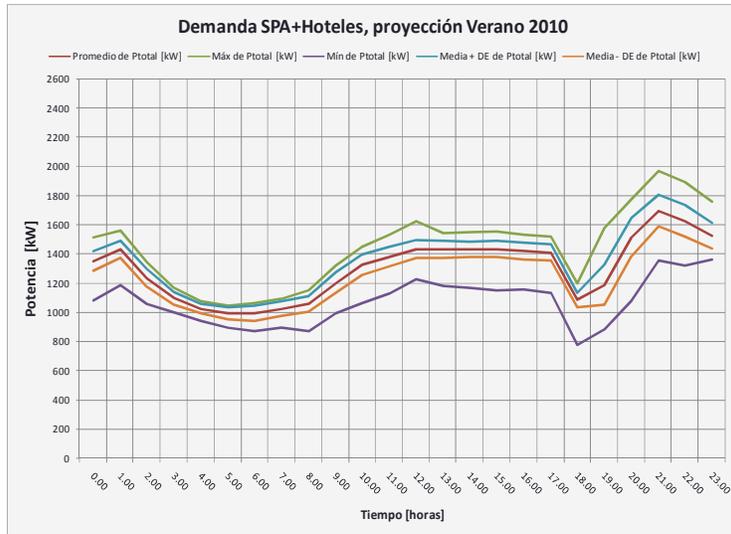


Figura 5.13: Bandas de la curva de carga diaria, considerando conexión de hoteles actualmente aislados, proyección estacional 2011

5.4.4 Proyección 2010 – 2011 con desconexión de hoteles a las 18:00 hrs.

Debido al gran aumento de la demanda en la hora punta, y que ello pueda provocar que los futuros sistemas de generación de CESPAs no logren abastecerla, se considera la evaluación del escenario en que se desconectan los hoteles de la proyección anterior entre 18:00 y 01:00 hrs.

Bajo estos supuestos, las curvas de carga diarias proyectadas para el año 2010 y 2011 son las siguientes:



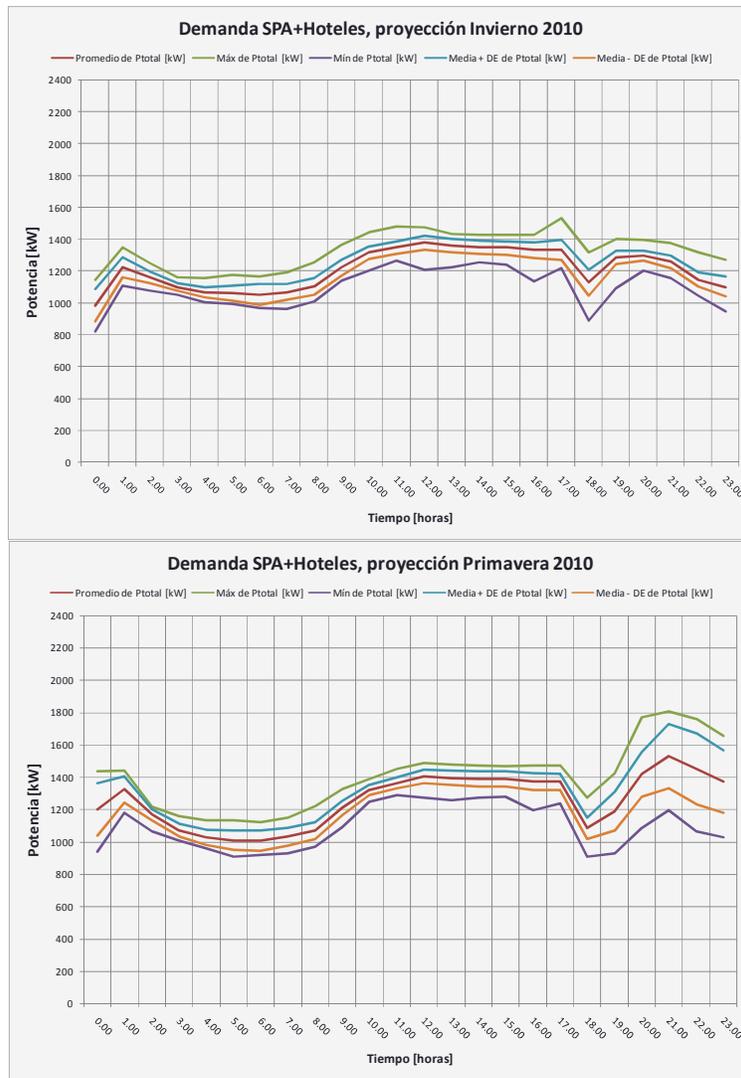
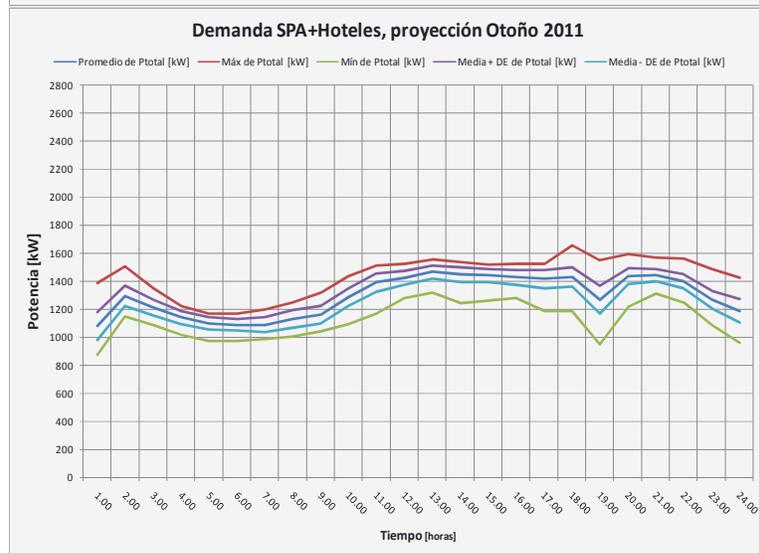
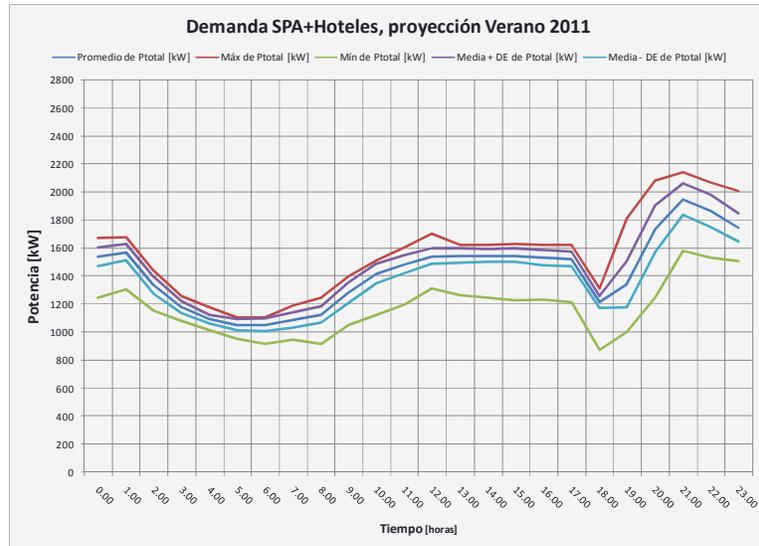


Figura 5.14: Bandas de la curva de carga diaria, considerando conexión de hoteles actualmente aislados y desconexión entre 18:00 y 01:00 hrs, proyección estacional 2010



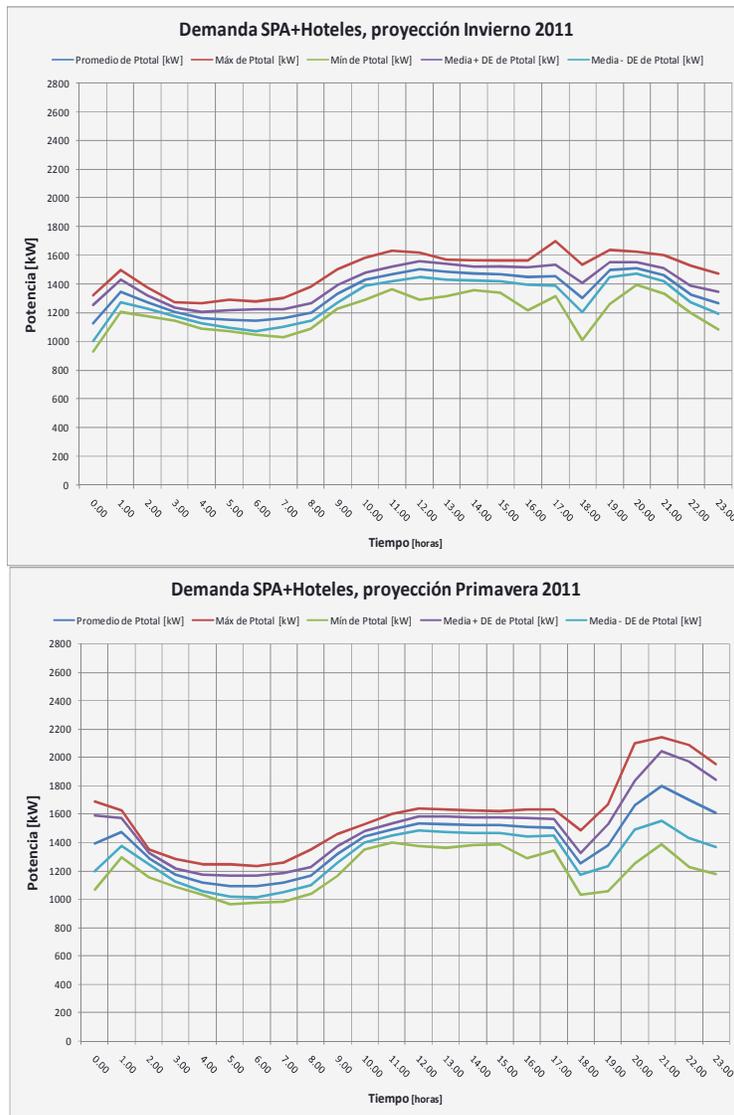


Figura 5.15: Bandas de la curva de carga diaria, considerando conexión de hoteles actualmente aislados y desconexión entre 18:00 y 01:00 hrs, proyección estacional 2011

5.5 Proyección de la demanda 2010-2019

En forma complementaria, se proyecta la demanda del sistema sin considerar la conexión de hoteles hasta el año 2020. En el proceso se considera la siguiente información:

- Se consideran los crecimientos de la sección 5.3 para los años 2010 y 2011.
- Crecimiento a la tasa promedio histórica del sistema de 13.8% a partir del año 2012 en adelante. Esta tasa incluiría el crecimiento conjunto de la demanda (residencial y comercial) e incremento del número de clientes.
- La proyección de la potencia media consumida por la planta de APR es la mostrada en la Tabla 5.4.
- La planta de ALC no sigue creciendo después del año 2010.

Bajo estas consideraciones, la proyección de potencia media y máxima hasta el año 2020 obtenida se resume en la siguiente tabla.

Tabla 5.5: Potencia media y máxima proyectada para los años 2010 a 2020.

Año	P. med [kW]	P. máx [kW]
2009	540.2	969.3
2010	973.3	1544.0
2011	1104.7	1794.6
2012	1338.1	2123.2
2013	1619.0	2512.4
2014	1949.0	2965.7
2015	2335.4	3492.5
2016	2786.6	4103.3
2017	3311.9	4810.3
2018	3922.1	5627.3
2019	4629.4	6570.0

Adicionalmente, la siguiente tabla muestra los resultados para crecimientos promedio, alto y bajo. Los escenarios altos y bajos se obtienen de usar una tasa de crecimiento promedio más/menos una desviación estándar respectivamente, en todos los años del horizonte.

Tabla 5.6: Potencia media y máxima proyectada para los años 2010 a 2020 en escenarios alto y bajo

Año	P. med [kW] esperada	P. med [kW] baja	P. med [kW] alta	P. máx [kW] esperada	P. máx [kW] baja	P. máx [kW] alta
2009	540.2	-	-	969.3	-	-
2010	973.3	951.3	995.2	1544.0	1504.0	1584.0
2011	1104.7	995.8	1232.0	1794.6	1603.0	2027.0
2012	1338.1	1128.5	1588.9	2123.2	1767.3	2562.0
2013	1619.0	1283.3	2041.0	2512.4	1955.4	3232.1
2014	1949.0	1456.7	2604.8	2965.7	2163.7	4062.7
2015	2335.4	1649.9	3305.8	3492.5	2393.7	5090.2
2016	2786.6	1864.6	4175.1	4103.3	2647.0	6359.3
2017	3311.9	2102.3	5251.1	4810.3	2925.4	7924.6
2018	3922.1	2364.7	6580.5	5627.3	3230.7	9852.8
2019	4629.4	2653.8	8220.7	6570.0	3564.8	12226.0

6. Anexos

6.1 Acrónimos

ALC	: Alcantarillado (Planta de tratamiento de aguas servidas)
APR	: Agua Potable Rural (Planta de Agua Potable)
CAPR	: Comité de Agua Potable Rural
CESPA	: Cooperativa Eléctrica de San Pedro de Atacama
CNE	: Comisión Nacional de Energía
FPS	: Ficha de Protección Social
IMSPA	: Ilustre Municipalidad de San Pedro de Atacama
OR	: Osmosis Inversa (<i>Reverse Osmosis</i>)
PLADECO	: Plan de Desarrollo Comunal
SPA	: San Pedro de Atacama

6.2 Referencias de información

La siguiente lista resume las fuentes de información usadas en el trabajo:

- [1] "Inception Note, Consulting Services for the Design and Tendering of a Large Grid-connected PV Power Plant for San Pedro de Atacama", Factor 4 Energy Projects GmbH para CNE, abril 2009.
- [2] "Actualización Plan de Desarrollo Comunal 2006-2010, Comuna de San Pedro de Atacama", I. M. San Pedro de Atacama, marzo 2006.
- [3] "Facturación de Clientes de CESPA enero 2007-abril 2008", I. M. San Pedro de Atacama, 2008.
- [4] "Mejoramiento Integral del Servicio de Agua Potable y Alcantarillado de la Localidad de San Pedro de Atacama, comuna de San Pedro de Atacama", 2008.
- [5] "Habilitación Factibilidad de Energía Eléctrica Convencional San Pedro de Atacama", INGEMATIK LTDA. para I. M. San Pedro de Atacama, julio 2008.
- [6] "Registro de lecturas de medidores de clientes de CESPA", CESPA julio 2009. Base de datos corregida y complementada por el equipo consultor.
- [7] "Bitácora de operación del generador abril 2008 a julio 2009", CESPA, agosto 2009.
- [8] "Producción diaria promedio mensual de planta de APR de San Pedro de Atacama", Comité de Agua Potable Rural de San Pedro de Atacama, Febrero 2009.
- [9] "Encuesta Turística INE, 2007", extracto facilitado por la I. M. San Pedro de Atacama.
- [10] "Solicitud de energía a abril de 2009", CESPA abril 2009.

6.3 Base de datos con información del proyecto

Como resultado de este estudio, el equipo consultor entrega un CD-ROM en el que se dispone en forma organizada la información recabada y usada en el desarrollo del mismo. Se incluyen resultados de este estudio, informes de otros estudios, bases de datos facilitadas, bases de datos con resumen de encuestas y mediciones.

El contenido de la base de datos de información es el siguiente.

Información de referencia:

1. Informe sobre la factibilidad de instalar una planta fotovoltaica en San Pedro de Atacama, por Factor 4 Energy Projects GmbH para CNE, abril 2009.
2. Actualización Plan de Desarrollo Comunal 2006-2010, Comuna de San Pedro de Atacama, marzo 2006.
3. Información provista por la IMSPA, donde se detallan datos turísticos de SPA y facturación de clientes de CESPA, 2008.
4. Carpeta con información sobre el mejoramiento integral del servicio de agua potable y alcantarillado de la localidad de San Pedro de Atacama, septiembre 2008.
5. Estudio sobre Habilitación Factibilidad de Energía Eléctrica Convencional San Pedro de Atacama, por INGEMATIK LTDA. para IMSPA, julio 2008.
6. Registro de lecturas de medidores de clientes de CESPA, actualizada a julio 2009.
7. Bitácora de operación del generador de GN operado por la CESPA, en el periodo de abril 2008 a agosto 2009.
8. Carpeta con planillas Excel donde se detalla la producción diaria promedio mensual de planta de APR de San Pedro de Atacama, entre julio 2006 y febrero 2009. Documentación facilitada por el Comité de Agua Potable Rural de San Pedro de Atacama.
9. Planilla Excel que detalla la información personal de los solicitantes de energía en SPA, actualizada a abril de 2009.
10. Planos AutoCAD del unilineal de la planta generadora operada por la CESPA y el unilineal del sistema eléctrico de SPA y Toconao actualizado a marzo de 2009, respectivamente.
11. Información detallada de los clientes de CESPA sobre consumo eléctrico, facturación, etc.

Mediciones y encuestas:

1. Documento donde se presentan los gráficos de potencia activa en todos los puntos de medición correspondiente al trabajo realizado en terreno.
2. Planillas Excel donde se resumen los datos obtenidos en las encuestas a hoteles en SPA.

Resultados:

1. Planilla y gráfico por trimestre con datos estadísticos de la potencia activa de carga en el sistema eléctrico de SPA, sin considerar las desconexiones actuales de la planta de APR y ALC, durante el año 2009.
2. Planilla y gráfico por trimestre con datos estadísticos de la proyección de la potencia activa de carga en el sistema eléctrico de SPA, sin considerar las desconexiones actuales de la planta de APR y ALC, para el año 2010.
3. Planilla y gráfico por trimestre con datos estadísticos de la proyección de la potencia activa de carga en el sistema eléctrico de SPA, sin considerar las desconexiones actuales de la planta de APR y ALC, para el año 2011.
4. Planilla y gráfico por trimestre con datos estadísticos de la potencia activa de carga en el sistema eléctrico de SPA, sin considerar las desconexiones actuales de la planta de APR y ALC, y considerando la conexión de hoteles todo el día, para el año 2010.
5. Planilla y gráfico por trimestre con datos estadísticos de la potencia activa de carga en el sistema eléctrico de SPA, sin considerar las desconexiones actuales de la planta de APR y ALC, y considerando la conexión de hoteles todo el día, para el año 2011.
6. Planilla y gráfico por trimestre con datos estadísticos de la potencia activa de carga en el sistema eléctrico de SPA, sin considerar las desconexiones actuales de la planta de APR y ALC, considerando la conexión de hoteles durante el día, con desconexión programada a las 18:00 hrs, para el año 2010.
7. Planilla y gráfico por trimestre con datos estadísticos de la potencia activa de carga en el sistema eléctrico de SPA, sin considerar las desconexiones actuales de la planta de APR y ALC, considerando la conexión de hoteles durante el día, con desconexión programada a las 18:00 hrs, para el año 2011.

6.4 Mediciones de consumo**6.4.1 Descripción general**

En las siguientes gráficas se muestran algunos resultados de mediciones obtenidas en la campaña. Cada curva corresponde a un día de medición de la potencia media de la carga en intervalos de 5 min. Las mediciones van desde los últimos días del mes de julio a los primeros días de agosto de 2009. En las gráficas se indica el número del día del mes respectivo como rótulo de la serie de datos.

Durante las visitas se pudo constatar la percepción de los usuarios de que el servicio eléctrico de CESPRA es muy poco confiable (cortes frecuentes). Esto se reafirma en que en la mayoría de los locales comerciales y hoteles visitados cuentan con unidades de respaldo o han optado por la autogeneración.

6.4.2 Consumos pequeños por sector

Cabe destacar que los consumos pequeños fueron medidos con un equipo de baja precisión, con un error en torno al 10%. La gráfica muestra el registro de consumo obtenido de la medición en un domicilio.

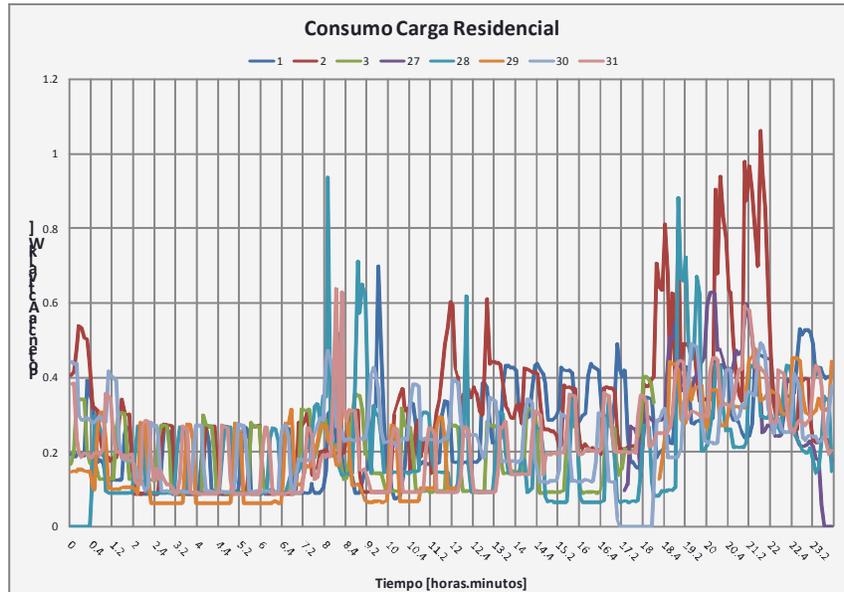


Figura 6.1: Registro del consumo temporal de una carga residencial

Se evidencia un patrón de consumo en el periodo de medición. En particular se aprecia un consumo intermitente de base que puede asimilarse al de un refrigerador. Por otro lado se aprecian aumentos de consumo en horarios coincidentes con los de las comidas típicas (8:00, 12:00 y 18:00 hrs.).

Las Figura 6.2 y Figura 6.3 muestran los registros de mediciones en dos oficinas del tipo servicio. La primera corresponde a las oficinas del comité de agua rural y la segunda las oficinas centrales de la CESP.

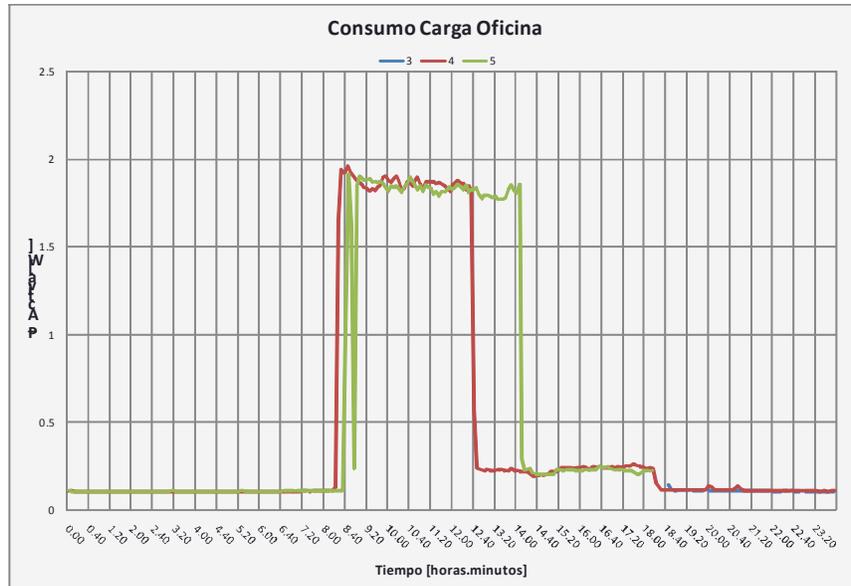


Figura 6.2: Registro del consumo temporal de una oficina de servicios

En ambos casos se observa un patrón de consumo marcado por los horarios de oficina y atención al público.

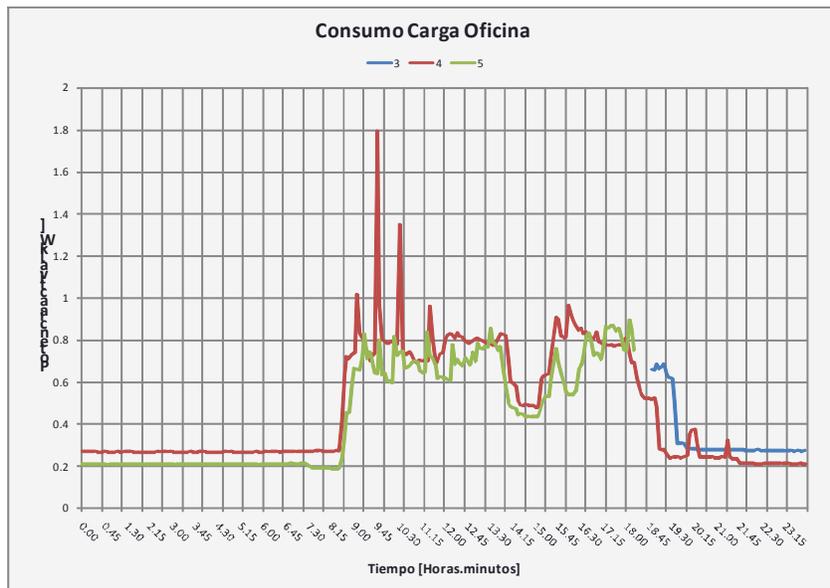


Figura 6.3: Registro del consumo temporal de una segunda oficina de servicios

La siguiente figura gráfica las mediciones de un cliente comercial. Esta corresponde a la del pub-restaurant “Adobe”.

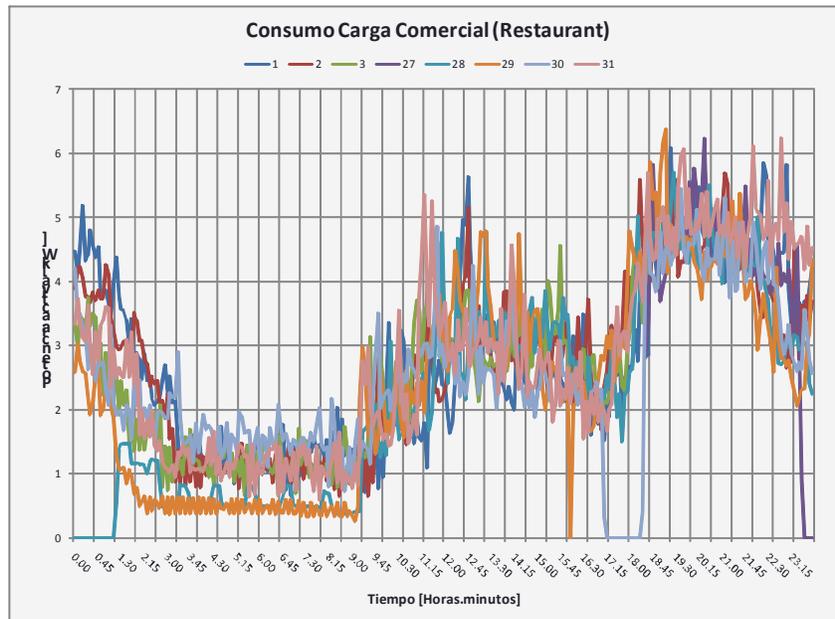


Figura 6.4: Registro del consumo temporal de un consumo comercial

6.4.3 Consumo de hoteles

Se muestra el consumo de dos hoteles. Uno pequeño de categoría residencial (“Residencial Don Raúl”) y otro mediano de categoría de 5 estrellas (“hotel Awasi”). En ambos casos, al momento de las mediciones la tasa de ocupación era de 50% aproximadamente.

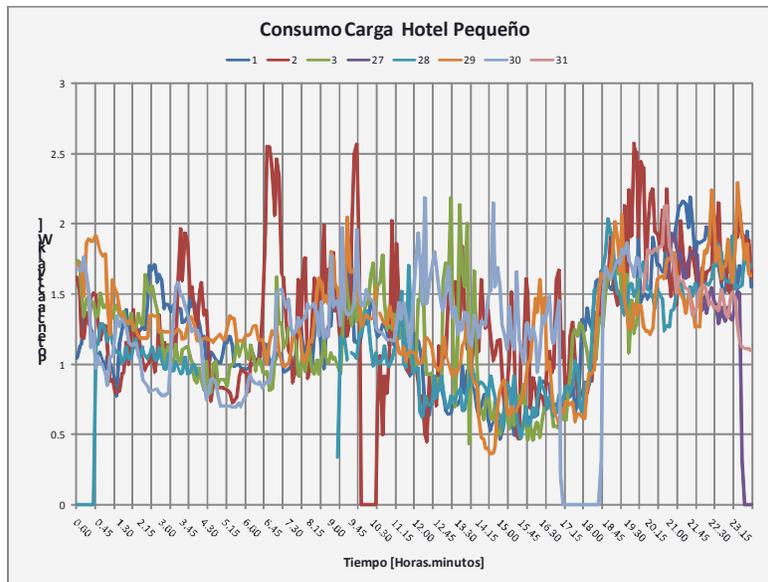


Figura 6.5: Registro del consumo temporal de una residencial (hotel pequeño)

El hotel pequeño se encuentra conectado a la red de la CESP, no obstante presenta limitaciones de consumo dadas por la capacidad del empalme. Esto, debido a que la CESP no está autorizando ampliaciones de empalmes. Asimismo, este hotel cuenta con generadores de respaldo y medidas para prevenir la desconexión total del hotel por sobrecarga.

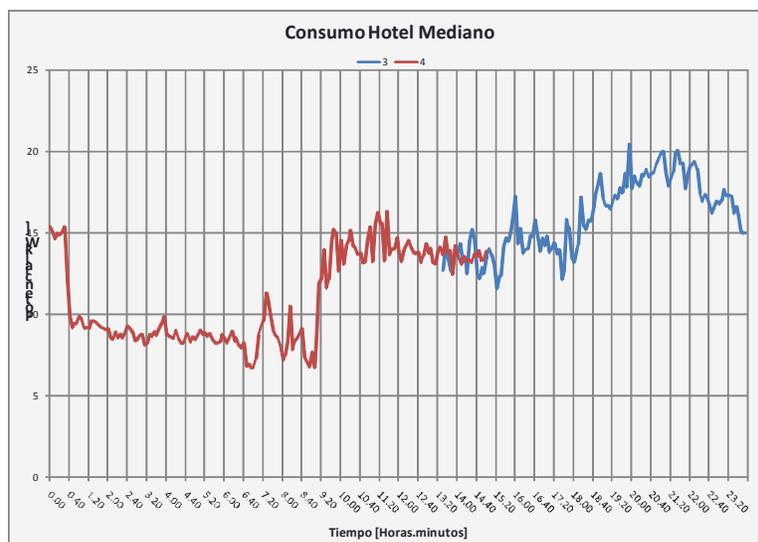


Figura 6.6: Registro del consumo temporal de un hotel mediano 5 estrellas (Hotel Awasi)

6.4.4 Consumo de Toconao

La siguiente gráfica muestra las mediciones registradas de la producción del generador diesel del pueblo de Toconao, que opera en las horas en que esta localidad no es abastecida por CESPA.

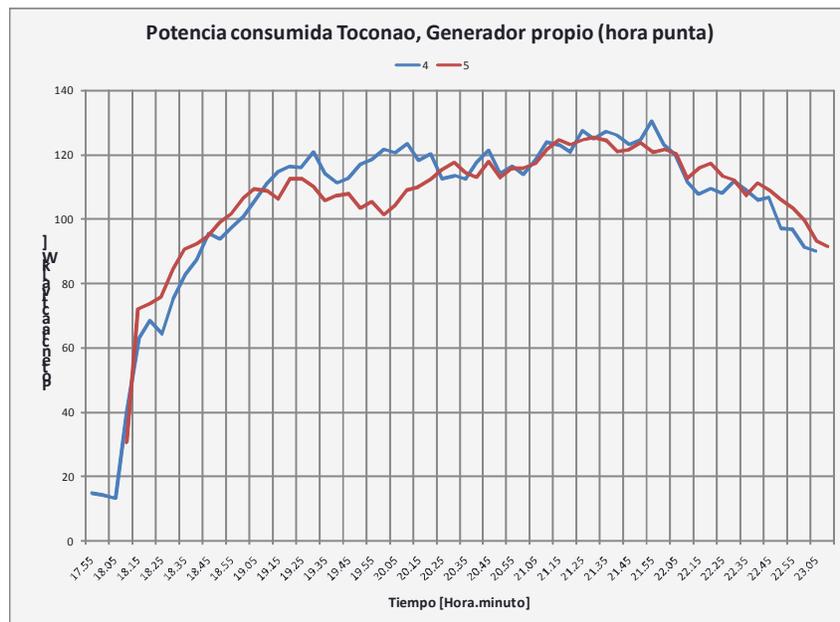


Figura 6.7: Registro del consumo temporal de Toconao en horas de punta (Generador Local)

6.4.5 Consumo de Plantas APR y ALC

Las gráficas Figura 6.8 y Figura 6.9 muestran las mediciones obtenidas en las plantas de agua potable y aguas servidas. En el caso de la primera, se tienen dos gráficas. La primera corresponde al consumo abastecido desde la CESPA y la segunda a la abastecida por el generador local propio en las horas de desconexión, entre las 18:00 y 0:00 hrs. En ambos casos el equipo se encuentra conectado al nivel de la carga por lo que no incluye las pérdidas de transmisión.

Se observa un consumo bastante constante de aproximadamente 160 [kW]. Los cambios observados se deben principalmente a la detención temporal de bombas y compresores, ya que la planta opera habitualmente a capacidad máxima.

En la Figura 6.10 se presentan las mediciones en la planta de tratamiento de aguas servidas. Se observa un consumo relativamente plano en torno a los 25 kW. Al igual que la planta de agua potable, la planta de aguas servidas se encuentra operando regularmente al límite de su capacidad.

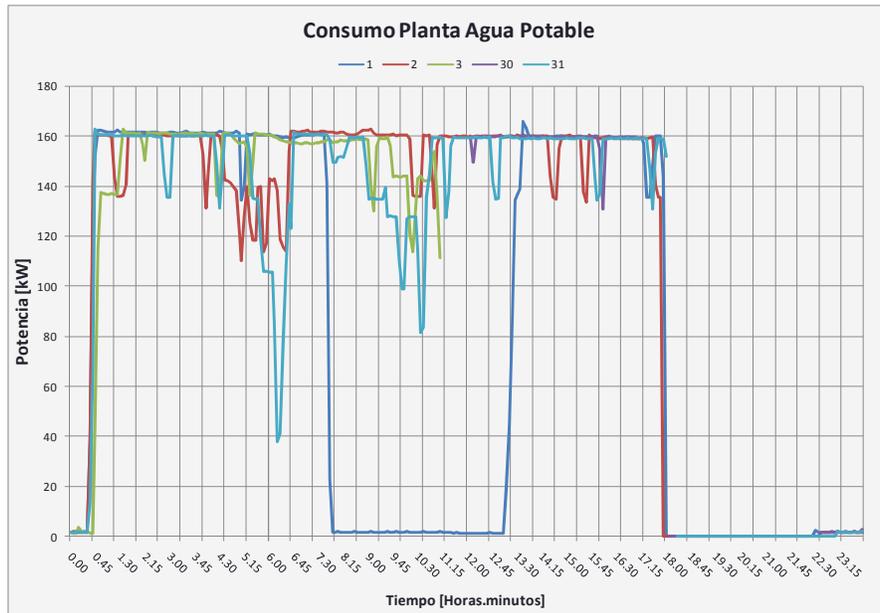


Figura 6.8: Registro del consumo temporal de la planta de agua potable abastecido por CESPA

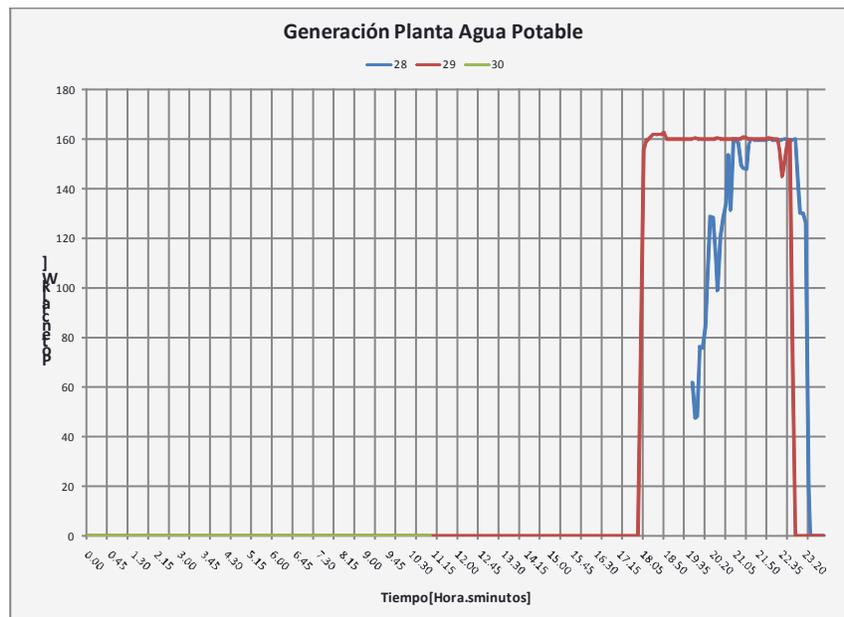


Figura 6.9: Registro del consumo temporal de la planta de agua potable abastecido por generador propio

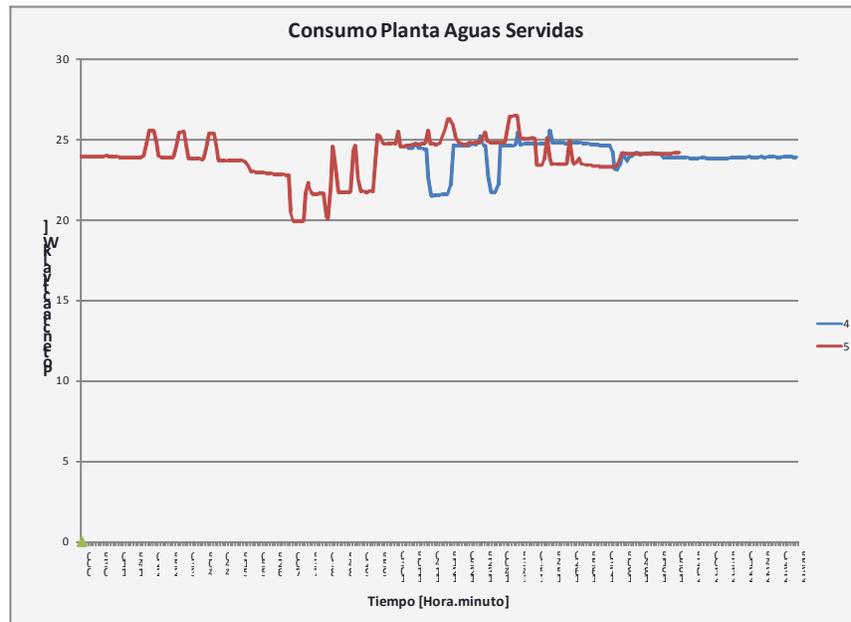


Figura 6.10: Registro del consumo temporal de la planta de aguas servidas

6.5 Medidas eléctricas de generación y calidad del suministro

6.5.1 Desbalance de fases

De las mediciones realizadas en terreno directamente en el generador de CESP, se analizan los desbalances de voltaje, de corriente y el consumo de reactivos del sistema.

Tanto el desbalance de voltaje como de corriente ha sido calculado de la siguiente forma:

$$\Delta V = \max \left\{ \frac{V_{ab} - V_{prom}}{V_{prom}}, \frac{V_{bc} - V_{prom}}{V_{prom}}, \frac{V_{ca} - V_{prom}}{V_{prom}} \right\}$$

$$\Delta I = \max \left\{ \frac{I_a - I_{prom}}{I_{prom}}, \frac{I_b - I_{prom}}{I_{prom}}, \frac{I_c - I_{prom}}{I_{prom}} \right\}$$

Donde,

$$V_{prom} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3} \text{ y } I_{prom} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3}$$

Desbalance de voltaje

De acuerdo a los datos recabados, el desbalance de voltaje en operación normal se encuentra dentro de la banda de los 0.1%, con un promedio de 0.23%.

De acuerdo a la UK Engineering Recommendation P29, el valor máximo de desbalance de voltaje aceptado corresponde a 1.3%, lo que indica que el sistema se encuentra operando bastante balanceado y no es un factor importante de preocupación.

Los valores obtenidos reflejan la operación actual en que, cuando se encuentra conectada la planta de APR, el desbalance tiene un promedio de 0.22% no superando los 0.35%, mientras que cuando está desconectada es de un 0.42%. Esto indica que la planta de APR ayuda a balancear la red al incorporar una carga trifásica relativamente equilibrada.

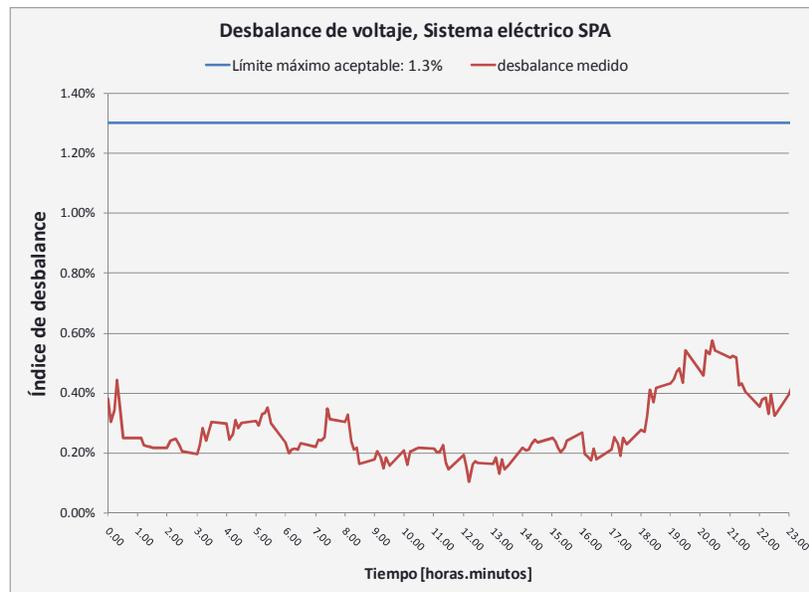


Figura 6.11: Desbalance de voltaje diario en sistema eléctrico de SPA

Desbalance de corriente

El nivel de desbalance de corriente a nivel del generador GN alcanza un promedio de 1.5%, con valores típicos en el rango 0.5 - 4%.

Como este desbalance es mucho más esperable que el de voltaje, los valores máximos recomendados por NEMA e IEEE se encuentran cercanos al 15%, por lo que nuevamente el sistema trabaja bastante bien en términos de desbalance.

Al igual que en el caso del voltaje, al desconectar la planta de APR, el desbalance empeora, llegando a un promedio de 2.8%, mientras que cuando está conectada el promedio es de un 1.4%.

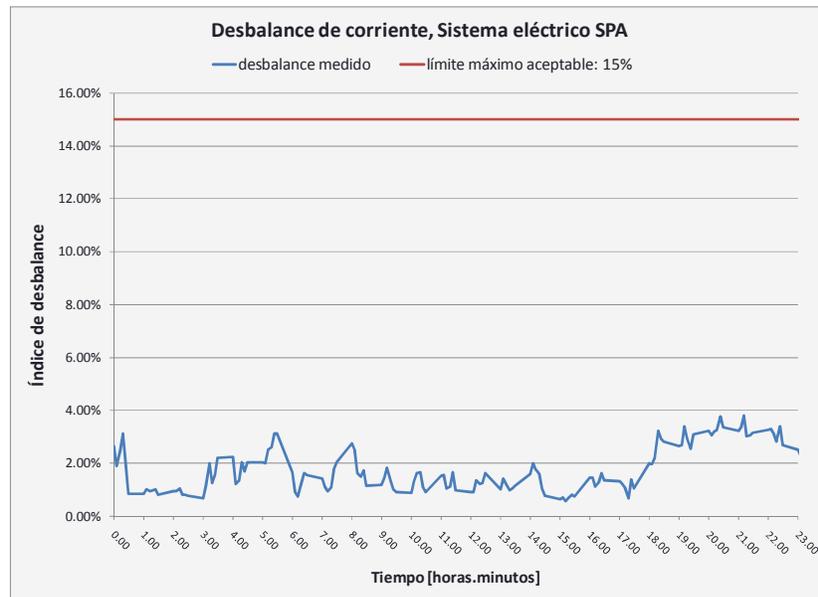


Figura 6.12: Desbalance de corriente diario en sistema eléctrico de SPA

6.5.2 Potencia reactiva y factor de potencia

Como es de esperarse en un consumo agregado, la curva de potencia reactiva sigue la misma forma de la potencia activa, operando entre los 290 y los 500 [kVAr], con un promedio diario de 366.96 [kVAr]. Lo anterior corresponde a que el factor de potencia opere en la banda entre 0.83 y 0.91.

En este caso, cuando se encuentra conectada la planta APR, dado el gran número de motores de inducción que ésta posee, se produce el máximo consumo de reactivos, haciendo que el factor de potencia del sistema se alcance un valor de 0.84. Consecuentemente, su desconexión provoca una mejor del factor a un promedio en torno a 0.89.

A modo de referencia, la normativa chilena técnica de seguridad y calidad de servicio en sistemas de subtransmisión establece los límites aceptables de factor de potencia en:

- a) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo para puntos de conexión con tensión nominal inferior a 100 [kV].
- b) 0,98 inductivo y 1,0 para puntos de conexión con tensión nominal igual o superior a 100 [kV].

Si se hiciera una analogía entre la subestación elevadora de la planta generadora GN y una subestación de distribución primaria de energía, se tendría un límite entre 0.96 inductivo y 0.98 capacitivo lo que claramente no se está cumpliendo en la operación actual del sistema. Es importante entonces considerar la instalación de condensadores tanto en la planta de APR como en otros puntos del alimentador.

6.5.3 Distorsión armónica

Un factor importante para determinar la calidad del suministro de un sistema eléctrico corresponde a la distorsión armónica total (THD). Esta representa la potencia conjunta que poseen dentro de la señal de voltaje o corriente las ondas de frecuencia múltiplo de la frecuencia nominal, en este caso 50 [Hz].

Para calcular este índice, se utilizan las siguientes expresiones:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_1} \cdot 100$$

Donde el subíndice h corresponde al múltiplo de la armónica correspondiente y V_1 e I_1 son los valores efectivos de voltaje y corriente de la señal fundamental.

De acuerdo a la norma chilena, para tensiones iguales o inferiores a 110[kV] el índice de distorsión armónica total de voltaje no debiera superar el 8% mientras que el índice de distorsión armónica total de corriente no debiera superar el 12%.

THD en sector residencial - comercial

Un consumo representativo del sistema eléctrico de SPA, corresponde al que fue medido en la subestación Frontera, la que alimenta principalmente consumos residenciales y comerciales ubicada en el centro de la ciudad.

Las mediciones en esta subestación entregan un THD_V promedio de 10.04%.

Por otro lado esta subestación tiene un THD_I promedio de 13.12%, manteniéndose relativamente constante durante todo el día.

De esta forma, se están sobrepasando siempre los niveles recomendados por la norma chilena sobre distorsión armónica, por lo que es necesario realizar una mejora en el manejo de los armónicos del sistema de SPA.

THD en planta de APR

Gran importancia en el ruido armónico presenta la planta de APR ya que utiliza “partidores suaves” para iniciar la operación de los motores de inducción. Estos dispositivos funcionan a partir de electrónica de potencia, lo que agrega ruido al sistema al modificar la forma de onda para cumplir su rol.

En particular los resultados obtenidos en THD_V en la planta de APR indican un promedio diario de 8.46%, mientras que en THD_I se obtuvo un 2.9%. Sin embargo, los valores obtenidos cuando la planta se encuentra alimentada solamente por el generador propio son un THD_V promedio de 7.51% y un THD_I promedio de 1.66%.

El valor bajo de THD_I obtenido muestra el gran uso de motores de inducción en la planta de APR, los que se comportan como filtros para las señales armónicas (se constituyen básicamente de bobinas). Por otro lado el THD_V se encuentra al límite del valor aceptable y debe ser corregido prontamente para asegurar una buena calidad de servicio.

6.5.4 Escalones de potencia

Adicionalmente, con el objetivo de dimensionar los cambios rápidos de carga que enfrenta el sistema, especialmente en horas de mayor sol, se realizaron medidas de potencia con registro cada 6 segundos. Estas fueron realizadas el día 11 de agosto entre las 11:07:26 y las 17:07:14 en el generador GN CESPА durante una operación normal del sistema.

De acuerdo a estas medidas, la magnitud promedio de los cambios más rápidos de la carga alcanzan 3 [kW] en intervalos de 6 segundos, lo que equivale a una tasa media de variación instantánea de 0.5 [kW/s]. El máximo cambio observado durante la ventana de medición fue de 32.69 [kW], lo que de acuerdo a los datos obtenidos solamente tiene una probabilidad de 0.0028% de suceder, y que corresponde a una tasa instantánea de variación de carga de 5.1 [kW/s].

En la Figura 6.3 se muestra el histograma de los valores obtenidos.

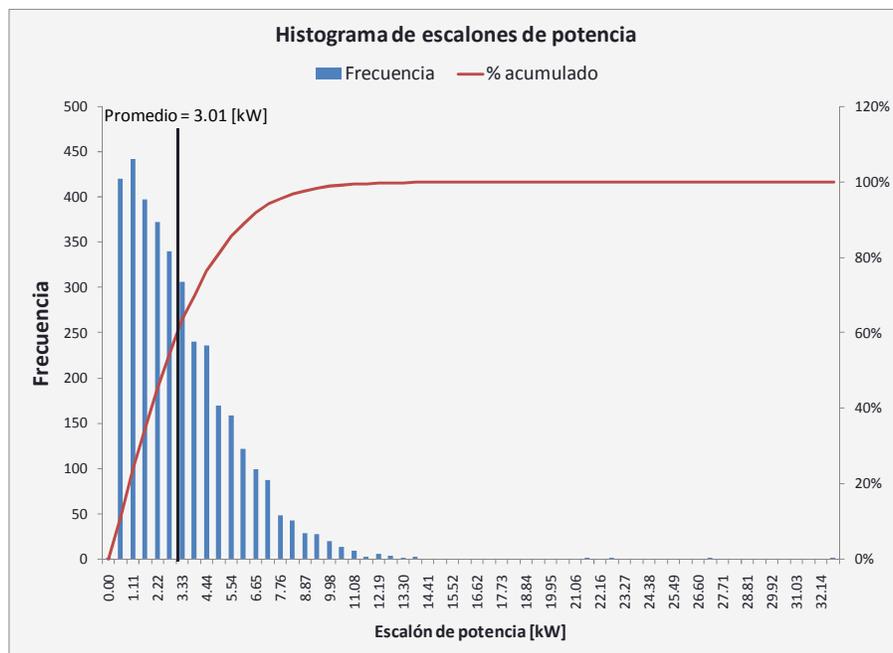


Figura 6.13: Histograma de escalones de potencia cada 6 segundos.

6.6 Requerimientos de alumbrado público

6.6.1 Consideraciones generales

Para completar los requerimientos de carga del sistema de CESPА, se aborda el dimensionamiento del consumo asociado al alumbrado público en nuevas poblaciones señaladas por la IMSPA que no cuentan con este servicio. No obstante, debido a que esta carga no tiene presencia en horas de sol, y se desconoce la factibilidad real de llegar a concretarse, no será considerada en los escenarios de proyección de la demanda del sistema.

Con el propósito de aplicar criterios uniformes para la especificación del alumbrado público necesario para las poblaciones de Alto Jama, Licanantai y Villa Alagarrobo. El diseño del alumbrado considera los siguientes antecedentes y supuestos:

Niveles de iluminancia permitidos:

En 1995, la CIE¹⁵ ha establecido nuevas recomendaciones sobre los niveles de iluminación permitidos para vías públicas. Los que se detallan a continuación:

Tabla 6.1 Niveles de iluminación permitidos según tipo de vía.

Tipo de vía	Iluminancia media (lx)	Luminancia media (cd/m ²)
A	35	2
B	35	2
C	30	1.9
D	28	1.7
E	25	1.4

En el caso de las vías de las poblaciones de SPA se considera que estas se pueden categorizar como "E" (Carreteras de conexión de menor importancia, distribución local). Siendo así, se determina como iluminancia media mínima 25 lux.

Geometría de la vía

Las dimensiones utilizadas para el diseño son aquellas que se ilustran en la siguiente figura:

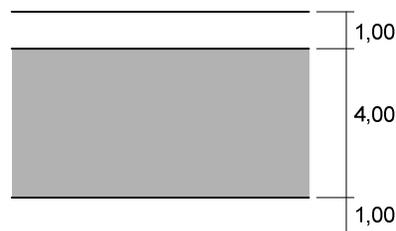


Figura 6.14: Geometría vía.

De acuerdo a la figura anterior, se considera anchura de la vía (A) igual a 4 m.

6.6.2 Metodología a emplear

El método de cálculo empleado para dimensionar las instalaciones de alumbrado corresponde al del factor de utilización. Este método, cuya aplicación es sencilla, se describe en el siguiente diagrama de bloques:

¹⁵ Comisión Internacional en Iluminación.

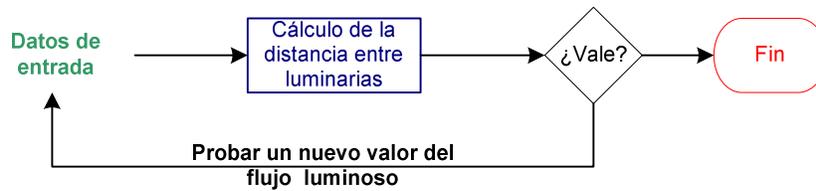


Figura 6.15: Metodología de cálculo

Es importante notar que en general esta metodología es de carácter indicativo, por lo que para un diseño más detallado se requiere hacer uso de software para cálculo de requerimientos de alumbrado. Sin embargo, para los objetivos dispuestos en este estudio resulta ser de utilidad.

Datos de entrada

Altura de poste (h): Se considera una altura de poste de 6 m.

Lámpara seleccionada: Phillips High Presssure Sodium 70 W, 5670 Lm. $\Phi_L=5670$ Lm.

6.6.3 Cálculos

Relación anchura/altura (A/h): $A/h = 4/6 = 0,67$. De acuerdo a este valor obtenido se recomienda que la disposición de las luminarias sea unilateral, es decir, todas ubicadas sobre el mismo costado de la vía.

Factor de mantenimiento (fm): depende de las características de la zona (contaminación, tráfico, mantenimiento, etc.). Los valores recomendados se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 6.2: Factores de mantenimiento aplicables

Características de la vía	Luminaria abierta	Luminaria cerrada
Limpia	0.75	0.80
Media	0.68	0.70
Sucia	0.65	0.68

Considerando que en su mayoría son calles sin pavimentar y que adicionalmente la luminaria debe ser cerrada¹⁶. Se aplica un factor de mantenimiento de 0.68.

Factor de utilización (η): es una medida del rendimiento del conjunto lámpara-luminaria y se define como el cociente entre el flujo útil, el que llega a la calzada, y el emitido por la lámpara.

$$\eta = \frac{\Phi_{\text{útil}}}{\Phi_L}$$

¹⁶ En conformidad con la Norma de Emisión para la Regulación de Contaminación Lumínica

En general, los fabricantes suministran este tipo de información en las descripciones técnicas del producto, para la lámpara seleccionada se aplicará un factor de utilización de 0.5.

Finalmente, se calcula la separación entre las luminarias mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$E_m = \frac{\eta \cdot f_m \cdot \Phi_L}{A \cdot d}$$

donde:

- E_m es la iluminancia media sobre la calzada que queremos conseguir.
- η es el factor de utilización de la instalación.
- f_m es el factor de mantenimiento.
- Φ_L es el flujo luminoso de la lámpara.
- d , es la separación entre luminarias.

Recordando que el requerimiento de iluminancia es de 25 [lux]. La separación entre luminarias es de 19 [m]. Para comprobar la concordancia de los valores se aplica la regla descrita en la siguiente Tabla.

Tabla 6.3: Parámetros de comprobación de valores.

E_m (lux)	separación / altura
$2 \leq E_m < 7$	$5 \leq d/h < 4$
$7 \leq E_m < 15$	$4 \leq d/h < 3.5$
$15 \leq E_m \leq 30$	$3.5 \leq d/h < 2$

De acuerdo a los valores utilizados, para una distancia de 19 [m], el valor de la relación [d/h] es de 3,2, lo que cumple con lo requerido para una iluminancia de 25 [lux].

En la Figura 6.16 se identifican las poblaciones que requieren del alumbrado y el ruteo de cada una ellas. Así, la figura verde corresponde a las necesidades de iluminación de Licanantai, el rojo a Villa Algarrobo y el azul a Alto Jama. En total, se requiere de 6.093 metros lineales de vía a ser iluminada. Por lo tanto, aplicando una distancia entre luminarias de 19 [m], se necesita un total de 315 lámparas.

De acuerdo con los datos de la lámpara seleccionada para el diseño se requiere entonces de una potencia eléctrica de 22.05 [kW].



Figura 6.16: Disposición de alumbrado para las villas Licanantai, Alto Jama y Villa Algarrobo.