PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

GESTION DE LA DEMANDA ORIENTADA A LA OPTIMIZACION DE ACTIVOS:APROXIMACION VIA ALGORITMOS GENETICOS

OSCAR MARCELO ALAMOS GUZMAN

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, septiembre, 2008

©2008, Oscar Marcelo Alamos Guzmán

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

GESTION DE LA DEMANDA ORIENTADA A LA OPTIMIZACION DE ACTIVOS: APROXIMACION VIA ALGORITMOS GENETICOS

OSCAR MARCELO ALAMOS GUZMAN

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

JUAN DIXON ROJAS

CARLOS SILVA MONTES

JEAN PAUL ZALAQUETT FALAHA

NICOLAS MAJLUF SAPAG

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, septiembre, 2008

Padres, hermana, familia, amigos

…para ustedes…por ustedes

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación es fruto de amor y trabajo, no sólo mío, sino de mucha gente que siempre estuvo y estará a mi lado. Es por eso que siento la necesidad en este momento de agradecer a todos aquellos que desde siempre han caminado junto a mí, no sólo en esta tesis, sino en la vida entera.

En primer lugar quiero dedicarle este trabajo a mi abuela, quien partió sin alcanzar a ver el fin de esta investigación, pero que tengo por seguro que donde esté se sentirá orgullosa.

A mi padre, por ser mi ejemplo a seguir, mi modelo de vida. A mi madre por enseñarme a luchar siempre, con tesón y amor. A mi hermana por ser mi cómplice y por enseñarme a compartir una sonrisa en toda ocasión. A la chini, la alegría de mi vida. A mi familia entera, por su confianza incondicional. A mis amigos de la vida, por estar desde siempre a mi lado, en las buenas, en las malas y en las cotidianas. A mis amigos de Systep y la oficina 303, por su eterna paciencia, sus enseñanzas, consejos y apoyos. A mi profesor Hugh Rudnick sin el que nada de esto hubiese sido posible. A la Universidad Católica y la Escuela de Ingeniería, por hacer mis sueños realidad. A FONDECYT y CHILECTRA por la valiosa ayuda recibida. A don Roberto Casarejos y Julio Troncoso, de Carrier S.A., por su tiempo para responder toda clase de dudas.

Por último, y por haber recorrido juntos todo este camino…esto también es para ti.

INDICE GENERAL

Pág.

DEDICATORIA ii

AGRADECIMIENTOS iii

INDICE DE TABLAS 1

INDICE DE FIGURAS 2

RESUMEN 6

ABSTRACT 7

1. INTRODUCCION 8
   - 1.1 Generalidades del Mercado Eléctrico Chileno 8
   - 1.2 Planificación del Sistema Eléctrico 9
   - 1.3 Motivación 13
   - 1.4 Objetivo General 13
   - 1.5 Objetivos Específicos 13
   - 1.6 Estructura de la Investigación 14

2. GESTIÓN DE LA DEMANDA 16
   - 2.1 Estrategias de Conservación 17
   - 2.2 Estrategias de Crecimiento 19
   - 2.3 Gestión de la Carga 21
     - 2.3.1 Respuesta a la carga 23
     - 2.3.2 Respuesta al precio 27

3. CONTROL DIRECTO DE LA CARGA 32
   - 3.1 Definiciones 32
   - 3.2 Estado del Arte 35
     - 3.2.1 Estados Unidos 35
     - 3.2.2 Dinamarca 42
     - 3.2.3 Nueva Zelandia 43
     - 3.2.4 Noruega 44
     - 3.2.5 Australia 45

4. ZONA CORREDOR DE LAS CONDES 46
4.1 Escenario Inmobiliario 46
4.2 Escenario Eléctrico 51

5. METODOLOGÍA PROPUESTA 57
5.1 Desarrollo y Análisis de la Curva de Carga 58
5.2 Estimación de la Carga Controlable 60
5.3 Modelación de la Operación de los Equipos 75
5.3.1 Efecto *payback* 78
5.3.2 Control de los equipos 79
5.3.3 Confort 81
5.4 Algoritmos Genéticos 84

6. OPTIMIZACIÓN DEL CONTROL DE LA DEMANDA MEDIANTE ALGORITMOS GENÉTICOS 85
6.1 Métodos de Optimización Metaheurísticas 86

7. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA 89
7.1 Modelo Matemático 89
7.2 Aplicación de los Algoritmos Genéticos 94

8. RESULTADOS 101
8.1 Escenario de Carga Clientes Carrier 101
8.2 Escenario Proyectado de Carga 114
8.3 Escenario Futuro de Carga 129

9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS 134
9.1 Conclusiones 134
9.2 Trabajos Futuros 141

BIBLIOGRAFIA 144

A N E X O S 154

Anexo A: Tarifas Dinámicas 155

Anexo B: Programa HAP 158

Anexo C: Tipos de Equipos de Aire Acondicionado Central 162

Anexo D: Tabla de Equipos Carrier 166

Anexo E: Descripción de los Algoritmos Genéticos 171

INDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 2-1: Clasificación de los programas de gestión de la carga.....22

Tabla 5-1: Catastro edificios en corredor de Las Condes, agrupados según su grado de eficiencia térmica.....62

Tabla 5-2: Características edificios representativos.....67

Tabla 5-3: Valores estándar parámetros constructivos.....68

Tabla 5-4: Valores Estándar ASHRAE para cargas internas.....69

Tabla 5-5: Hoja de datos Equipo 19XR de 400 TON.....74

Tabla 5-6: Simulación correlación agua/aire para climatización.....83

Tabla 8-1: Valores promedio reducción de la demanda de punta, escenario real.....104

Tabla 8-2: Resultados de la optimización escenario real.....110

Tabla 8-3: Valores promedio reducción de la demanda de punta, escenario proyectado..116

Tabla 8-4: Resultados de la optimización escenario proyectado.....124

Tabla 8-5: Características constructivas edificios Costanera Center y Titanium.....130

Tabla 8-6: Aplicación de los resultados para la proyección de escenarios.....132

Tabla 9-1: Valores máximos carga en SE y carga gestionable para escenarios simulados138

Tabla 9-2: Resultados de la optimización escenarios.....139

INDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Equilibrio de mercado 12

Figura 2-1: Estrategias de conservación 19

Figura 2-2: Estrategias de crecimiento 20

Figura 2-3: Estrategias de reducción de la punta 24

Figura 2-4: Estrategias para rellenar zonas valle 29

Figura 2-5: Estrategias de desplazamiento de la punta 29

Figura 3-1: Categorización de los programas de gestión de la demanda en EE. UU. 36

Figura 3-2: Reducción de la demanda de punta en EE. UU. 37

Figura 3-3: Aplicaciones típicas en EE. UU. para programas CDC 38

Figura 3-4: Tarifas *Summer Discount Plan* 40

Figura 4-1: Subcentros de la ciudad de Santiago. Definición de corredores 47

Figura 4-2: Oficinas comerciales clase A en corredores de Las Condes 48

Figura 4-3: Ranking rascacielos de altura para la ciudad de Santiago. 50

Figura 4-4: Curva de carga SE Vitacura, año 2006 51

Figura 4-5: Curva de duración SE Vitacura, año 2006 52

Figura 4-6: Correlación días de demanda vs temperatura 54

Figura 5-1: Clientes Carrier en Chile 61

Figura 5-2: Catastro clientes Carrier en el corredor de Las Condes. 62

Figura 5-3: Perfil de ocupación de instalaciones e iluminación 70

Figura 5-4: Curvas TON/m2 para edificios tipo 71

Figura 5-5: Funcionamiento equipos en paralelo 73

Figura 5-6: Curva de eficiencia equipo 19XR 400 TON 74

Figura 5-7: Funcionamiento de los equipos de aire acondicionado 77

Figura 5-8: Modelación efecto *payback* 78

Figura 5-9: Ejemplo de control de Carrier 80

Figura 5-10: Diagrama psicométrico zonas de confort 82

Figura 7-1: Predictor de carga 92

Figura 7-2: Nivel de carga gestionable edificio Alsacia 93

Figura 7-3: Inicialización de las soluciones 96

Figura 7-4: Cruzamiento de ventana 98

Figura 7-5: Cruzamiento de dos puntos 99

Figura 8-1: Curva de carga gestionable SE Vitacura 102

Figura 8-2: Carga de la SE y carga gestionable, escenario real, mes de diciembre 102

Figura 8-3: Valores promedio de reducción, para todos los niveles de reducción, escenario real 103

Figura 8-4: Simulación de la minimización, limitación 40%, escenario real 104

Figura 8-5: Simulación de la minimización, limitación 50%, escenario real 105

Figura 8-6: Simulación de la minimización, limitación 60%, escenario real 106

Figura 8-7: Simulación de la minimización, limitación 70%, escenario real 107

Figura 8-8: Simulación de la minimización, limitación 80%, escenario real 108

Figura 8-9: Patrón de encendido/limitado de edificios, escenario real 109

Figura 8-10: Efecto en la carga de la SE, escenario real 110

Figura 8-11: Efecto de la operación forzada en la curva de carga gestionable, escenario real 111

Figura 8-12: Reducción y efecto *payback*, escenario real 111

Figura 8-13: Resultados en edificios, escenario real, 70% limitación 112

Figura 8-14: Escenario horario de carga gestionable para escenario proyectado 115

Figura 8-15: Valores promedio de reducción, para todos los niveles de reducción, escenario proyectado 116

Figura 8-16: Carga de la SE y carga gestionable, escenario proyectado, mes de diciembre 117

Figura 8-17: Simulación de la minimización, limitación 40%, escenario proyectado 118

Figura 8-18: Simulación de la minimización, limitación 50%, escenario proyectado 119

Figura 8-19: Simulación de la minimización, limitación 60%, escenario proyectado 120

Figura 8-20: Simulación de la minimización, limitación 70%, escenario proyectado 121

Figura 8-21: Simulación de la minimización, limitación 80%, escenario proyectado 122

Figura 8-22: Patrón de encendido/limitado de edificios, escenario proyectado 123

Figura 8-23: Efecto en la carga de la SE, escenario proyectado 124

Figura 8-24: Efecto de la operación forzada en la curva de carga gestionable, escenario proyectado 125

Figura 8-25: Reducción y efecto *payback*, escenario proyectado 125

Figura 8-26: Resultados en edificios, escenario proyectado, 70% limitación 126

Figura 8-27: Curva horaria carga gestionable para edificios Costanera Center y Titanium 131

Figura 9-1: Resultados escenario real 139

Figura 9-2: Resultados escenario proyectado 140

Figura E-1: Diagrama de flujos del algoritmo genético 173

Figura E-2: Cruza monopunto 175

Figura E-3: Cruza multipunto 176

Figura E-4: Cruza uniforme 176

RESUMEN

La Gestión de la Demanda es un campo de aplicaciones utilizado en el sector eléctrico, que tiene como base el cambio en los paradigmas estáticos que tradicionalmente se le asigna a la demanda, en la búsqueda del equilibrio entre producción y consumo en los mercados de la energía.

Dentro de este marco, se desarrolla una aplicación conocida como Control Directo de la Carga. Esta se utiliza como una herramienta para el manejo de la demanda de punta en los sistemas eléctricos, y ha comenzado a ser apreciada como solución a los problemas de planificación de las redes de transporte de la energía, al ser una opción más económica que la construcción de nueva capacidad para abastecer dichos consumos.

Este tipo de aplicaciones actúan sobre cargas termostáticas, como los equipos de aire acondicionado central de los edificios comerciales, de modo de reducir, a través de un control remoto forzado de los equipos, la demanda de punta en aquellos períodos de congestión del sistema.

La tesis formula y desarrolla una metodología que busca implementar dicha aplicación en el sistema eléctrico chileno, en particular en la zona de la ciudad de Santiago conocida como el corredor de Las Condes, caracterizada por un explosivo auge en lo que corresponde a proyectos inmobiliarios, con un gran aporte de los equipos de aire acondicionado en el consumo total de la zona; y por poseer problemas de congestión en el trasporte de energía en la temporada de verano.

De esta forma, a través de una optimización utilizando algoritmos genéticos para la obtención de la operación forzada de los equipos de forma global, y con una estimación del escenario real de carga gestionable existente en la zona basado en una proyección de un catastro real de clientes obtenido a partir de la empresa de aire acondicionado Carrier S.A., se logró obtener reducciones de hasta un 13% de la carga total gestionable participante en el programa.

ABSTRACT

The Demand Side Management it's an application field used in electric areas which basis is changing static paradigms that are traditionally assigned for the demand, looking for a balance between production and consumption in energy markets.

Within this framework it is developed an application known as Direct Load Control. It is used as a tool, for the management on the peak demand in electric systems, and has started to be appreciated as a solution for planning transport of energy grid problems, being a better economic option than the construction of new capacity to supply this consumption.

This kind of application is made for thermostatic charges, as central air conditioning equipment for commercial buildings, to reduce the peak demand in congestion periods of the system.

The thesis formulates and develops a methodology that searches carrying out this application in Chilean electric system, particularly in a Santiago area, known as El Corredor de Las Condes, characterized by an explosive growing in real state projects, with a great contribution of air conditioning in the area/zone total consumption, and it has congestion problems in the energy transport in summer season.

Through a model using genetic algorithms to obtain in a global way the forced operation in the equipment and an estimate of the real scenario of existing manageable charge in the area based on a projection of the real survey from clients obtained from the air conditioning company Carrier S.A., achieving 13% reduction of the manageable total charge participating on the program.

1. INTRODUCCION

1.1 Generalidades del Mercado Eléctrico Chileno

En los sistemas eléctricos en general, y en el chileno en particular, se pueden distinguir 3 actividades básicas, con características propias, pero dependientes entre si:

Los Generadores son los encargados de la producción de la energía, utilizando para ello distintos tipos de tecnologías y combustibles disponibles. Este segmento se define dentro de un mercado competitivo, con retornos constantes a escala, y reflejando a través de los precios el costo marginal de producción.

La Demanda representa al grupo de consumidores que incurren en el uso de la energía, los que pueden ser clasificados según su tipo de consumo en residenciales, comerciales o industriales. Por otro lado, la regulación chilena reconoce además a dos tipos de consumidores: libres y los regulados, los que se diferencian principalmente en el poder de negociación a la hora de definir de forma privada los valores a pagar por el servicio de la electricidad; y en los requerimientos de energía y potencia propios del perfil de consumo de cada cliente.

El Transporte cumple las labores de llevar de forma eficiente y bajo estándares de calidad de servicio, la energía producida desde los generadores hasta los puntos de consumo. Esta actividad se puede clasificar en:

- Transmisión
- Distribución
- Transformación
- Compensación

Tanto las actividades de generación como de transporte de la energía eléctrica son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, tomando el Estado la función de actor regulador, fiscalizador y planificador indicativo de inversiones tanto para generación como transmisión. En Chile, el organismo que representa al estado en la regulación del sector eléctrico es la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, quien es la encargada del

desarrollo y coordinación de planes, políticas y normativas necesarias para un funcionamiento óptimo y eficiente del sector.

1.2 Planificación del Sistema Eléctrico

El mercado de la energía posee características inherentes a las cualidades físicas del producto que se transa, la electricidad. Entendida ésta como una fuente de energía secundaria proveniente de la transformación de otras fuentes de energía primaria, se diferencia de otros productos por la imposibilidad de poder ser almacenada en grandes cantidades. Por este mismo hecho es que el comportamiento del mercado toma rasgos dinámicos en una constante búsqueda del equilibrio entre la energía que se genera y la que se consume. Esto contrasta con la poca flexibilidad existente en la oferta de energía, limitada por lo que puede generar el parque existente y por las barreras operacionales de las redes de transporte, difícilmente modificables en el corto plazo y cuyo proceso de expansión data largamente de los requerimientos instantáneos de la demanda.

Tomando en cuenta estas consideraciones, es que se genera entonces un importante desarrollo de metodologías y algoritmos que permitan determinar políticas óptimas de inversión en sistemas eléctricos, de forma de garantizar seguridad y calidad de suministro. Estas metodologías son altamente complejas debido a la gran cantidad de posibilidades que deben ser consideradas, y a los altos costos de inversión que involucran tales decisiones.

Por otra parte, la reestructuración de los mercados de energía a nivel mundial, en la línea de abandonar los sistemas regulados y de desarrollar mercados competitivos, ha generado un ambiente de mayor incertidumbre en lo que se refiere a la planificación del sistema. Lo anterior es especialmente importante en sistemas hidro-térmicos, como el existente en nuestro país, donde a los riesgos de naturaleza estocástica se suman los de carácter racional asociadas a acciones y decisiones de los distintos agentes participantes del mercado.

Desde la década de los 50, con el apoyo de los desarrollos computacionales, se ha buscado mejorar y potenciar distintas metodologías de planificación. Las aproximaciones gruesas al problema inherente a los métodos tradicionales, dificultan

cada día más el proceso de toma de decisiones en el sector. Sumado a esto, el hecho que en el campo de la distribución, donde se centra esta investigación, al contar con un nivel mas desagregado en las cargas, el movimiento de las inversiones en capacidad puede ir en desarmonía respecto al sistema en general, siendo más difícil alcanzar el equilibrio entre oferta y demanda debido principalmente a la falta de uniformidad en las tasas de crecimiento dentro de la red, lo que implica que muchas veces se pueden realizar inversiones desmedidas debido a errores en la predicción de dicho parámetro.

Actualmente, los procesos de planificación tienen como máxima, la estimación del comportamiento de la demanda como perfectamente inelástica, es decir, insensible a las modificaciones de precio determinadas por el costo de generación requerido para abastecer al sistema en dicho momento. Además se considera que posee un comportamiento vegetativo, cíclico a lo largo del año, que permite definir escenarios para todo el horizonte de planificación. De esta manera, a partir de la estimación de la demanda, es que se busca el mix óptimo de operación y expansión del sistema eléctrico, revisando en detalle un conjunto de escenarios posibles de forma de evaluar las bondades de la decisión de expansión elegida.

La búsqueda de condiciones óptimas desencadena distintos procesos tarifarios, donde el regulador determina tarifas constantes a lo largo del período de facturación. Estos valores por el uso de la energía se presentan como solución óptima ex ante, pero ineficiente ex post, ya que estas tarifas rígidas no pueden adaptarse a cambios en el equilibrio de oferta y demanda.

Los esquemas tarifarios inflexibles, como los existentes en nuestro país, generan una serie de inconvenientes. Al ser uniformes, impiden la diferenciación entre sectores de bajos costos de inversión con aquellos de alto costo, como lo son las zonas céntricas de la ciudad, con lo que no se logra pagar los valores incrementales reales por los requerimientos de potencia en dichas áreas, generándose un trade-off con aquellos clientes ubicados en aquellas más económicas. A la vez, estas metodologías generan sobreinversión en capacidad, debido principalmente a la utilización de valores promedio a la hora de evaluar escenarios futuros. A este hecho se le suma la obligación que tiene el sistema eléctrico de asegurar el abastecimiento

de energía ante todo evento posible, lo que se traduce en la necesidad de asegurar un margen de capacidad que permita disminuir al máximo este riesgo de no suministro en periodos de congestión o déficit.

Citando a Rudnick & Montero (2001):

> "La única forma de alcanzar eficiencia ex post es con un sistema flexible desde el lado de la demanda que se adapte a cambios en la operación, tal como ocurre en un mercado competitivo, donde productores y consumidores realizan sus decisiones de producción y consumo en forma independiente y de acuerdo a las actuales (no esperadas) curvas de oferta y demanda"

La consideración "plana" de la demanda y de las tarifas a pagar, da a entender que el consumidor no es capaz de modificar, ni voluntaria ni involuntariamente, su patrón de consumo en vista de señales económicas que provengan del mercado propiamente tal, definidas por el costo real de cada unidad de energía que es consumida.

Estudios como el desarrollado en Benavente et. al. (2005) demuestran que en general para todos los consumidores, y en particular para el consumo en Chile, la demanda no es perfectamente inelástica, concluyendo dicha investigación con una estimación de la elasticidad-precio de la demanda residencial por energía eléctrica de -0,0548 en un mes y de -0,39 en el largo plazo.

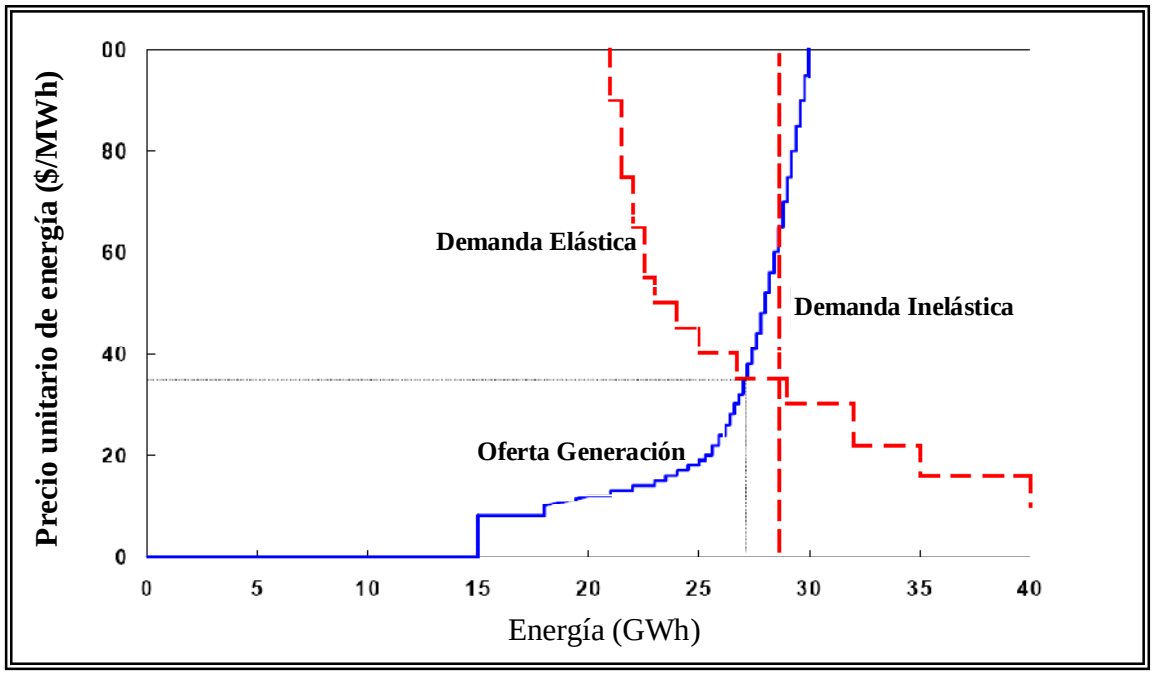


Figura 1-1: Equilibrio de mercado

Lo anterior puede explicarse mediante la Figura 1-11. El equilibrio de mercado se logra cuando oferta y demanda alcanzan igual nivel. El considerar la demanda perfectamente inelástica genera un óptimo que determina tanto un nivel de generación como de precios mayor al que se lograría con una aproximación dinámica y flexible de la demanda. Un enfoque activo por parte de ella permitiría representar de mejor manera el proceder de los consumidores, aceptando una mayor sensibilidad de la demanda, traducida como una mejor disposición a pagar por la energía. Además, este comportamiento permite que sean los consumidores, o la distribuidora en nombre de sus clientes, los que puedan manejar y enfrentarse al riesgo que implica buscar por sí mismo el equilibrio de mercado. Los precios más altos son perjudiciales para los consumidores, que pagan más de lo que realmente deberían pagar. Por otro lado, las empresas eléctricas deben invertir extra para poder dar abasto a esta sobrecapacidad resultante del equilibrio alcanzado de forma estática.

A partir de la toma de conciencia de la participación activa que puede tener la demanda en la búsqueda de equilibrio de mercado es que los llamados Planes de

[1] Fuente: Hirst, 2002

Gestión de la Demanda, Demand-Side Management en inglés, han tomado mayor relevancia en los temas energéticos. Esto sumado a la creciente necesidad de energía existente en nuestra sociedad gracias a los crecimientos explosivos de las economías a nivel mundial, lo que ha generado la urgencia en la búsqueda de todo tipo de planes que permitan una planificación óptima de los recursos existentes y futuros, a bajo costo de inversión.

1.3 Motivación

Esta investigación tiene como motivación los problemas de capacidad que se prevén en Chile en un mediano plazo, principalmente a nivel de distribución, y en particular considerando los inconvenientes de la subestación Vitacura. Esta zona se caracteriza por presentar un aumento explosivo de clientes comerciales y un alza en el consumo de energía asociado a este comportamiento. En este contexto, la investigación buscar analizar una solución práctica y de corto plazo para dicha subestación, en el marco de aplicaciones de la gestión de la demanda.

1.4 Objetivo General

Los objetivos generales de esta investigación consisten en diseñar un programa, dentro de los planes de gestión de la demanda, que permitan, ex ante, reducir la demanda de punta a nivel de la subestación Vitacura, zona caracterizada por un explosivo crecimiento en la gestión inmobiliaria, principalmente clientes comerciales; de forma tal de poder posponer o evitar inversiones en lo que a aumento de capacidad se refiere. El área estudiada dentro de la gestión de la demanda es lo que se conoce como Control Directo de la Carga, *Direct Load Control* en inglés, en adelante CDC, aplicado en los sistemas de aire acondicionado central existentes en los edificios pertenecientes a la zona en cuestión.

1.5 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de esta investigación son:

Analizar

La curva de carga de la subestación Vitacura, procurando realizar un modelo predictivo de carga simple, "day-ahead"[2], en base al pronóstico del tiempo para el día en que se requiere reducir la demanda de punta utilizando los planes CDC.

Desarrollar

Un modelo de la carga gestionable, es decir, definir el porcentaje de la carga total de la subestación que puede ser optimizada mediante la aplicación de los planes CDC para los días de mayor temperatura en la temporada de verano, tomando en consideración los edificios catastrados para esta investigación.

Formular

Un modelo matemático que defina el funcionamiento térmico y eléctrico de los edificios catastrados, tomando en cuenta sus restricciones operacionales y de *confort*.

Implementar

Una metodología de solución del modelo formulado usando técnicas de algoritmos evolutivos.

Obtener

Una reducción de la demanda de punta para la subestación en relación al porcentaje de carga gestionable que pudo ser catastrado, de forma de poder extrapolar el alcance de esta metodología al considerar el universo completo de carga gestionable en lo que a equipos de aire acondicionado se refiere.

1.6 Estructura de la Investigación

El trabajo que aquí se presenta se estructura de la siguiente forma. En el Capítulo 2 se realiza una descripción del campo de investigación en la cual se encuentra inmersa esta tesis, la Gestión de la Demanda, presentando definiciones generales y tipos de programas desarrollados dentro de este marco.

[2] *Day ahead* hace referencia a realizar un modelo el día previo al día en cuestión, basándose en la mayor información disponible al momento de realizar la estimación.

En el Capítulo 3 de define lo que son los programas de CDC, además de realizar una revisión internacional de experiencias que han sido puestas a prueba en distintas partes del mundo.

En el Capítulo 4 se presenta las características tanto inmobiliarias como eléctricas de la zona del corredor de Las Condes.

En el Capítulo 5 se desarrolla en su totalidad la metodología propuesta para dar solución al problema presentado, definidos básicamente por el desarrollo de la curva de carga, la estimación de la carga controlable y la modelación matemática de la operación de los equipos.

El Capítulo 6 entrega antecedentes referidos al algoritmo de resolución del modelo desarrollado en esta tesis, los algoritmos genéticos, definidos dentro del campo de la metaheurística.

En el Capítulo 7 se presenta la forma en que las metodologías anteriormente descritas pueden ser adaptadas y aplicadas al problema particular que se presenta en la subestación Vitacura.

Posteriormente, en el Capítulo 8 se entregan los resultados obtenidos mediante la aplicación del modelo realizado en la investigación, tanto para una catastro inicial, dado por los clientes catastrados de la empresa de climatización Carrier S.A., como para un escenario proyectado, el que intenta modelar el alcance de la aplicación del programa en la realidad. También se analiza el escenario futuro con la inserción de los dos megaproyectos inmobiliarios que se encuentran actualmente en construcción, Costanera Center y Titanium la Portada, de forma de ver el impacto eléctrico de su inclusión en la zona en cuestión y el potencial existente al aplicar este tipo de programas.

Por último, en el Capítulo 9 se presentan las conclusiones de este trabajo y los trabajos futuros relacionadas con el tema desarrollado.

2. GESTIÓN DE LA DEMANDA

La responsabilidad básica de las empresas pertenecientes al mercado eléctrico es el abastecer de energía de forma segura, eficiente y económica a todos los clientes que requieran de ella. Sin embargo el conseguir hoy en día un servicio que cumpla a cabalidad y de forma simultánea estas tres condiciones no está exento de dificultades, debido principalmente a nuevas consideraciones y barreras técnicas, económicas, medio ambientales, políticas y sociales que han incrementado la incertidumbre a la hora de los procesos de planificación del sistema eléctrico, aumentando al mismo tiempo los costos de operación e inversión requeridos para paliar dicha incertidumbre. De esta forma, los mercados de energía a nivel mundial han centrado esfuerzos en torno al control de las demandas de punta y al uso más eficiente de la energía, de modo de evitar o posponer requerimientos adicionales de capacidad en generación, transmisión y distribución.

Los programas de gestión de la demanda son todos aquellos que involucran acciones desde el lado de los consumos, es decir, desde el lado de los clientes, modificando e influenciando sus curvas de demanda en búsqueda de un nuevo equilibrio de mercado. Este rol activo de la demanda entrega beneficios tanto para las empresas eléctricas como también para los usuarios. Las empresas logran, a través de estos programas, inducir cambios en los patrones de consumo de sus clientes, tanto en tiempo como en magnitud, maximizando su productividad y el uso efectivo a bajo costo de los recursos disponibles. De esta forma, resulta relevante para las empresas de distribución el gestionar a través de este tipo de programas la demanda máxima del sistema en general o subsistemas en particular, transformándose en una herramienta práctica para aliviar las redes en situaciones de estrechez.

Por otro lado los consumidores se ven directamente beneficiados al poder controlar de forma individual sus patrones de consumo, según propia conveniencia, ante las distintas condiciones de mercado que pueden presentarse, sacando provecho de los costos bajos y protegiéndose ante precios altos de la energía. Para esto, es vital que la regulación de cada país entregue oportunidades e incentivos para que los consumidores busquen dichos cambios conductuales. Estas señales deben referirse principalmente a la modificación de

las estructuras tarifarias rígidas y a la introducción de nuevas tecnologías que vayan de la mano con la aplicación de este tipo de programas.

En nuestro país, la regulación no entrega incentivos claros a que las empresas de distribución realicen planes de este tipo. Esto principalmente porque las tarifas fijadas por la autoridad se definen en un escenario en donde se busca rentabilizar las instalaciones definidas como óptimas en una empresa modelo, lo que hace poco atractiva la intención de realizar esfuerzos para posponer o evitar inversiones, las que de una u otra forma serán rentadas a través de las tarifas pagadas por el consumidor final. Sin cambios en la regulación en los que se reconozca la posibilidad de que la empresa modelo pueda de gestionar la demanda a través de planes como el que se proponen, no aparece viable la aplicación de ellos. Por otro lado, desde el punto de vista de los consumidores, tampoco aparecen incentivos para la participación en este tipo de programas, principalmente debido a la carencia de tarifas diferenciadas que permitan identificar el funcionamiento del sistema, permitiendo a los clientes sacar provecho de los precios bajos, y protegiéndose de aquellos períodos en que las tarifas resulten altas.

La diversidad de objetivos que pueden llevarse a cabo mediante la implementación de este tipo de planes radica en la amplia variedad de opciones de modificación en la forma de la curva de carga de los clientes, tanto en la profundidad como en la magnitud temporal que puede ejercerse sobre dichas curvas. Gellings (1985) clasifica a los planes de gestión de la demanda en los siguientes grupos.

2.1 Estrategias de Conservación

Los programas de conservación (*Strategic Conservation*) han sido largamente implementados como herramienta de gestión de la demanda, principalmente referidos al manejo de la energía. La conservación puede definirse como el uso racional de un mismo monto de energía, que permite generar un incremento en la capacidad de abastecimiento, ya sea a través de cambios en los consumos por parte de los clientes, la utilización de equipos más eficientes y/o el incremento en la calidad de los procesos productivos.

Estas aplicaciones ganaron popularidad durante los años 70, dentro de mercados integrados de forma vertical, principalmente a causa de la crisis del

petróleo del año 1973[3]. Inicialmente estos planes iban dirigidos a la reducción de los costos de generación ante la escasez de combustibles. Al ser integrados, los mercados buscaban de forma global una reducción en los consumos, aun en detrimento del beneficio económico resultante de los ingresos por venta de energía. (Gellings & Chamberlin, 1987)

Estas iniciativas, principalmente en los países desarrollados, fueron perdiendo su fuerza inicial ante la regulación en la situación de los precios del petróleo. Sin embargo, aquello no resultó un obstáculo para que los consumidores de dichos países tomaran conciencia y redujeran significativamente sus requerimientos de energía, hecho que proviene principalmente de los cambios conductuales y de la instauración del pensamiento ecológico en pro de la reducción de emisiones de gases debido a la generación de energía.

Este tipo de programas se caracterizan por su capacidad de desplazar la curva de carga de los clientes en su totalidad, hacia menores consumo de energía para todo el horizonte de ejecución (Figura 2-1). El enfoque de este tipo de aplicaciones consiste en mejorar la eficiencia de los consumos no sólo en las horas punta del sistema, sino también en aquellos períodos fuera de punta, logrando incrementar la utilización de los equipos y mejorar el factor de carga, permitiendo diferir la necesidad de inversión en nueva capacidad.

La conservación de energía se propone como una alternativa efectiva y económica para la postergación de inversiones, reducción de impactos ambientales e incrementos en la eficiencia energética, además de cumplir un importante rol en la expansión del sector eléctrico. Esto debido principalmente a que los costos de la mayoría de los planes de este tipo son menores que los resultantes de la expansión del sistema eléctrico. Sumado a ello, el retorno de la inversión y los tiempos de ejecución de estos proyectos son menores si se comparan con la construcción de alternativas que busquen abastecer la demanda ante todo evento.

[3] La crisis de petróleo de 1973 se genero a raíz de la decisión de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo Árabes, OPEP, de no exportar petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la guerra del Yom Kippur, que enfrentaba a Israel con Siria y Egipto. Medida que incluía a EE. UU. y a sus aliados de Europa Occidental. Esto incrementó el valor de los combustibles hasta llegar a niveles insospechados, encareciendo el valor de la energía.

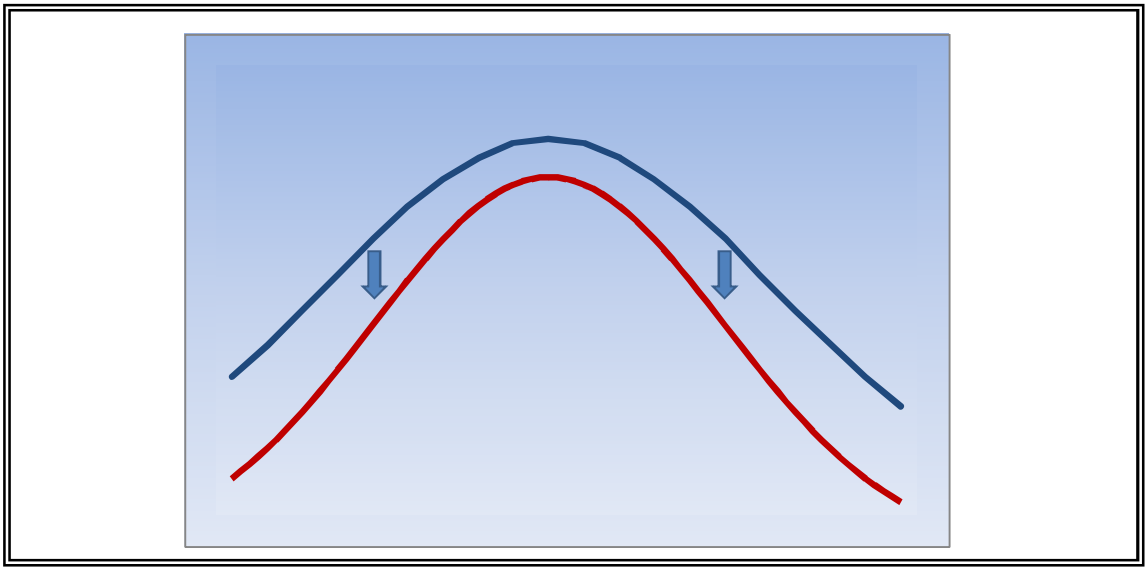


Figura 2-1: Estrategias de conservación

Estos planes resultan ser óptimos en configuraciones integradas del mercado, debido a que a través de ellos se puede lograr una reducción en los costos generales del sistema al desplazar generación más cara. Dentro de este tipo de programas se pueden encontrar aplicaciones en climatización, motores de mejor rendimiento e iluminación (Bellannine, 2000).

2.2 Estrategias de Crecimiento

Las estrategias de crecimiento (*Strategic Load Growth*), al igual que el programa anterior, se refieren al manejo de la energía, y hacen referencia a aquellas prácticas que promueven el desarrollo de nuevos consumos eléctricos, en reemplazo de otros métodos tradicionales, principalmente en lo que se refiere a sistemas de calefacción, cocina y agua caliente, típicamente gestionados por gas u otro tipo de combustibles. A través de estos programas se modifica la curva de demanda de los consumidores en pro de un aumento de los ingresos por las ventas para la empresa distribuidora, al aprovechar nuevas oportunidades de consumo. Al igual que la estrategia descrita en el punto anterior, los planes de crecimiento estratégico modifican en su totalidad la curva de carga, pero esta vez hacia zonas de mayor consumo, sin un enfoque particular en los periodos de alta congestión del sistema.

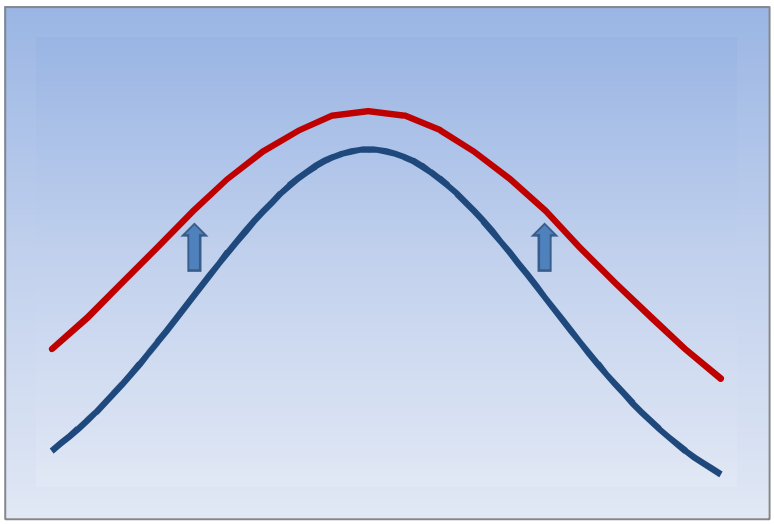


Figura 2-2: Estrategias de crecimiento

Un ejemplo de este tipo de programas es el ofrecido por CHILECTRA S.A., en adelante Chilectra, desde el año 2004, que recibe el nombre de Full Electric. Este tipo de aplicaciones permite cubrir todas las necesidades energéticas de un hogar, como calefacción, cocina, agua caliente y climatización, en base a electricidad, energía limpia y no contaminante. Esta última resulta ser una de las ventajas mas publicitadas, pues con el uso de aparatos eléctricos se evita la quema de combustible para generar calor, lo que permite, por ejemplo, que todas las viviendas de este tipo cuenten con la certificación del SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles), disminuyendo el riesgo de emanación de sustancias nocivas para la salud. Además se mejora la relación cliente-consumidor al reducir la necesidad de distintos abastecedores de servicios.

Para diciembre del año 2004, año que se instaura este programa en nuestro país, sólo el 0,2% de los edificios nuevos eran Full Electric. A fines del 2007 existen más de 40 edificios que operan con esta solución, concentrados mayoritariamente en Santiago Centro[4].

Para obtener el máximo aprovechamiento de estos programas, tanto para la empresa distribuidora como para los clientes, es necesario que el regulador deje de

[4] Fuente: IGT (2007)

lado la rigidez de las tarifas, promoviendo las tarifas diferenciadas, pues existen aplicaciones asociadas a este tipo de aplicaciones, como son los acumuladores de calor, que pueden aprovechar de operar en períodos de bajos costo para el sistema, de modo de abastecer de dicho insumo en los períodos de punta. Sin embargo, con la regulación existente hoy, donde se definen tarifas máximas a cobrar, no parecen claros los incentivos para la operación óptima de este tipo de equipos.

2.3 Gestión de la Carga

La gestión de la carga abarca un conjunto de acciones llevadas a cabo, de forma directa o indirecta, por las compañías distribuidoras con el objeto de alterar los patrones de consumo en su magnitud o forma, ya sea mediante introducción de tecnologías más eficientes o bien a través de la influencia ejercida en los hábitos de consumidores, principalmente vía señales de precio provenientes del mercado. Este tipo de planes se presenta principalmente como una herramienta de manejo de demanda de punta en los sistemas eléctricos.

Como se menciona anteriormente, los esquemas tradicionales de planificación, en términos simplificados, utilizan las condiciones de demanda en forma de bloques estáticos y a partir de estos se busca realizar un emparejamiento con el inventario de opciones de generación que ofrece el mercado, dando prioridad a aquellas más económicas de forma de construir un plan de mínimo costo.

Una demanda con características dinámicas de respuesta, permite tomar ambos procesos en forma paralela, interactuando en la búsqueda del plan de inversión óptimo. Esta participación activa debe soportar modificaciones en la curva de carga de los consumidores con una profundidad tal que permita disminuir los costos de generación del sistema ante períodos de congestión, pudiendo no solo desplazar generación más cara, sino también posponer o evitar inversiones en capacidad para poder abastecer los consumos en dichos períodos.

Los planes de gestión de la carga han sido desarrollados en distintos países del mundo desde hace algunos años. Sin embargo, el crecimiento explosivo de las economías mundiales, reflejado en un sostenido aumento de la tasa de crecimiento

del consumo eléctrico, hace que hoy sea uno de los temas más relevantes dentro del mercado de la energía.

En países como Estados Unidos el desarrollo de estos programas datan de los años 80, originalmente con aplicaciones consistentes en el control remoto, por parte de las empresas eléctricas, de algunas características de consumo de los clientes. A través de los años, esta responsabilidad ha sido trasladada directamente al usuario, a través de la liberalización del precio de la energía, de manera que las tarifas representen los costos reales de generación, transmisión y distribución, y que de esta forma el consumidor pueda adaptar sus requerimientos a las condiciones del sistema. Esta metodología se hace efectiva mediante la instalación de medidores inteligentes capaces de registrar y comunicar *on line*, y en ambas direcciones, tanto los consumos de los clientes como los precios actuales de energía.

Los planes de gestión de la carga se definen dentro de dos dimensiones (Tabla 2-1). La primera caracteriza el cómo y el cuándo se hacen efectivos estos planes, mientras la segunda da cuenta de la motivación que tienen las empresas distribuidoras para hacer efectivos estos programas.

Tabla 2-1: Clasificación de los programas de gestión de la carga

		Motivación	
		Respuesta a la Carga (Control Directo)	Respuesta al Precio (Control Indirecto)
Acción	Seguridad	Control Directo de la Carga Cargas Interrumpibles Cargas Desconectables	Tarifas CCP Licitacion de servicios
	Economia	Control Directo de la Carga Cargas Desconectables	Tarifas TOU Tarifas CCP Tarifas RT Licitacion de servicios

Los planes que ofrecen pagos por la reducción de los consumos en períodos específicos de tiempo se les llaman planes de respuesta de la carga, correspondiente a un control directo de los consumos. Por otro lado, los programas que incentivan de forma indirecta a que los clientes modifiquen sus patrones de consumo voluntariamente, ante señales de precios del mercado, son conocidos como planes de respuesta a precios.

La dimensión técnica-económica hace relación al momento de la ejecución, teniendo impacto en el corto plazo las que se refieren a seguridad, ante contingencias en la operación del sistema. Las del ámbito económico, por otro parte, se refieren a aquellas en que son los clientes los que reaccionan a través de su consumo ante las condiciones del mercado le resultan favorables desde el punto de vista económico.

La definición de las tarifas de características flexibles conocidas como ***Real Time Pricing*** (RTP), ***Time of Use*** (TOU) y ***Critical Peak Pricing*** (CCP), pueden verse en el Anexo A: Tarifas Dinámicas.

A continuación se presenta de forma más detallada los planes de gestión de la carga desde el punto de vista del cómo y cuándo son ejecutados.

2.3.1 Respuesta a la carga

La principal característica de los programas de respuesta a la carga es que las compañías de distribución son las encargadas de definir en forma directa la modificación de los patrones de consumo de cierto grupo de clientes. Esta intervención se extiende tanto al plano espacial como al temporal, presentando atribuciones para alterar el consumo cómo y cuándo se estime conveniente. Con esto, el rol de los clientes se limita a la decisión de participación o retiro de este tipo de programas.

A diferencia de las aplicaciones anteriores, estos planes se basan principalmente en el manejo de la potencia máxima del sistema. A través de distintas prácticas, se busca la modificación de la demanda de punta, desplazando o reduciendo su magnitud, según conveniencia de la empresa distribuidora. Estos programas se definen principalmente como medida de contingencia por parte de las distribuidoras, en donde la retribución económica es entregada directamente por parte

de las empresas a sus clientes, en función a la profundidad del cambio en los patrones de consumo que dicho cliente haya generado, y viene a compensar los inconvenientes percibidos a causa de la implementación de este tipo de programas, como puede ser la pérdida del *confort* o la desviación de las actividades normales a causa de este funcionamiento controlado. Estos incentivos no reflejan necesariamente el valor que el mercado otorga al cambio en el perfil de consumo del cliente, y a la vez, a estos se les paga incluso si el programa no está activado.

Por lo general, y debido a su impacto inmediato y profundo en las curvas de carga tanto individuales como generales, estos planes son utilizados en situaciones donde la demanda aparece cercana a los límites operacionales del sistema, de modo de aliviar el funcionamiento de este en situaciones de congestión, a través de la reducción del consumo de punta, en ingles ***Peak Clipping***, característica que hace que su efecto no sea sustentable en el tiempo (Figura 2-3).

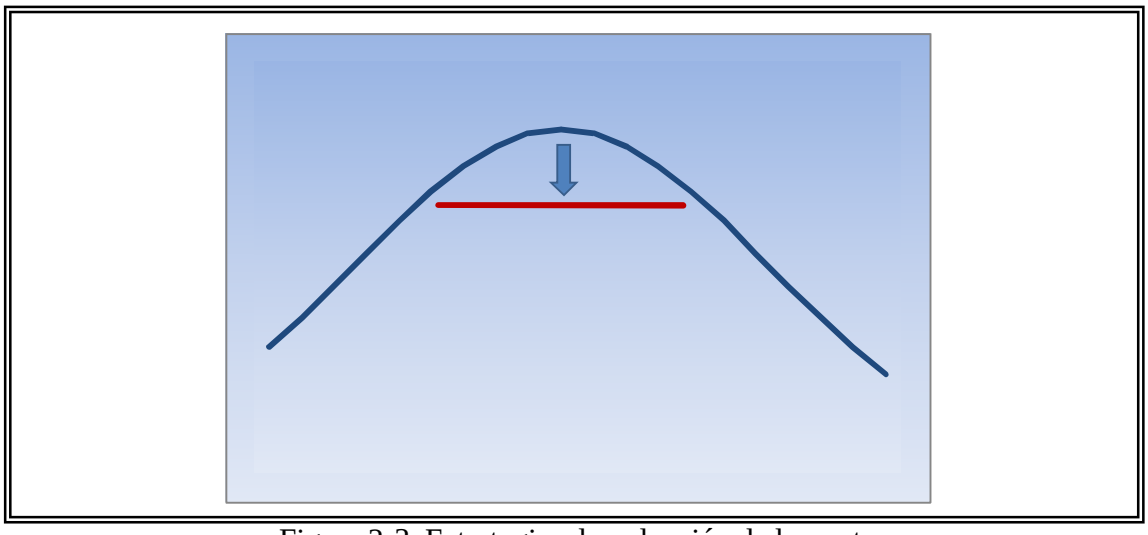


Figura 2-3: Estrategias de reducción de la punta

Los planes de respuesta de la carga se dividen en grupos, los que se describen a continuación.

a) Control directo de la carga

Estos programas permiten a la empresa distribuidora intervenir en los funcionamientos normales de cierto tipo de aplicaciones, de forma unilateral, de modo de reducir de manera forzada los niveles de demanda de estos equipos en los períodos de mayor consumo energético.

Generalmente en este tipo de programas participan clientes comerciales y residenciales y son aplicados de forma limitada, con una cierta cantidad de horas y días máximos al año.

Tradicionalmente los equipos que participan en este tipo de planes son los de climatización y refrigeración, sumándose en la actualidad sistemas de iluminación en edificios comerciales, bombas de piscinas y calentadores de agua en zonas residenciales, los que también se han hecho participes de estos métodos de control de demanda de punta.

Dentro de este marco es que se desarrolla el modelo presentado en esta investigación. El capítulo tres trata en profundidad sus características.

b) Cargas desconectables

Generalmente estos programas hacen referencia a cargas gestionables de mediana magnitud (100-500 kW). Los participantes en éste se comprometen a reducir o apagar cargas específicas por un período de tiempo predeterminado, cuando así lo requiera la empresa distribuidora. Los clientes pueden interrumpir sus consumos ya sea de forma manual o automática, dependiendo de la tecnología que ellos dispongan para estos fines. Las empresas distribuidoras deben notificar a sus clientes antes de llevar a cabo dichas intervenciones, de forma que estos puedan adecuar sus consumos y prepararse para dicha operación forzosa, avisos que generalmente van desde minutos a horas anteriores al suceso. Además, la empresa distribuidora determina de antemano el número de eventos y su duración máxima por cada año.

El rango de incentivos económicos entregados por la distribuidora por la participación en este tipo de programas es muy amplio. Según la literatura, estos incentivos pueden incluir un crédito mensual por capacidad ($/kW), un crédito por capacidad más un descuento por unidad de energía reducida ($/kWh), o en algunos

casos pago con precios variables los que son tratados como opciones financieras, es decir, se contrata un precio bajo el cual el cliente se compromete a una reducción prefijada, y queda en la empresa determinar si dicho contrato es despachado o no. Si los clientes participantes no respetan la orden de interrumpir las cargas, se exponen a fuertes penalizaciones económicas, tomando en cuenta que los bloques de carga comprometidos son de mediana magnitud y que estos planes se ejecutan en períodos de riesgo para el sistema.

c) Cargas interrumpibles

Los clientes que participan en este tipo de programas se comprometen a interrumpir gran parte o incluso la totalidad de los consumos en un período de tiempo determinado por la empresa distribuidora. Sólo los grandes clientes tienen la posibilidad de enrolarse en estos programas (> 1 MW en punta). Por las magnitudes de carga, estos clientes se transforman en fuentes virtuales de generación, al existir la posibilidad de que dichas cargas sean “despachadas” en ciertos períodos directamente por parte de la empresa distribuidora, reduciendo la demanda, y evitando el requerimiento de centrales menos económicas en la búsqueda del equilibrio oferta-demanda. En estos escenarios resulta muy común la aplicación de sistemas de autogeneración en las empresas para aquellos momentos en que el suministro es interrumpido, generalmente correspondiente a motores diesel, caracterizados por poseer costos de capital reducidos, con altos costos operacionales.

De esta forma, si el pago por enrolarse es mayor que el costo de autogenerar, a los clientes les resultará conveniente desde el punto de vista económico la participación en estos programas, a la vez que resulta eficaz para el sistema reducir la necesidad de capacidad instantánea en reserva, disminuyendo los riesgos asociados a la falta de suministro.

Al igual que para los planes anteriores, la cantidad máxima de horas y la duración de estas interrupciones quedan definidas de antemano, al momento en que los clientes deciden participar en ellos.

A cambio de su compromiso de interrumpir la carga, los participantes reciben facturas de electricidad más bajas durante los períodos normales, así como

incentivos adicionales (similar al programa de incentivos de las cargas desconectables) para cada caso. Debido a que sólo los grandes clientes clasifican en este tipo de programas, la participación se aplica por medio de acuerdos bilaterales entre la distribuidora y el cliente. Estos contratos son vinculantes y como tal, los clientes serán despachados sólo en situaciones de emergencia para el sistema, ante una notificación anticipada, proveniente de la empresa distribuidora, la que generalmente corresponde a minutos o a horas como mínimo, pero que puede ser también con un día de anticipación.

d) Cargas agendables

Estos programas se caracterizan por poseer un calendario de desconexión para las cargas enroladas, el que es determinado entre la empresa distribuidora y el cliente con gran anticipación, permitiéndole adecuar sus actividades y consumos según dicha agenda desconectable definida. La gran desventaja de este tipo de programas es que son planes poco flexibles pues no se puede requerir de la carga comprometida por el cliente más que en aquellos períodos agendados. Por lo demás, las fechas de los eventos desconectables pueden no coincidir con los períodos críticos del sistema, quedando expuesto a contingencias inmanejables.

2.3.2 Respuesta al precio

Las aplicaciones de control indirecto de la carga, o también llamados programas en respuesta a precios, buscan llevar a conocimiento de los usuarios señales de precio que identifiquen la operación real del sistema generador, permitiendo conocer al cliente el costo real de la unidad de energía que está consumiendo y, a partir de este, modificar según sus propias conveniencias y de forma voluntaria sus comportamientos de consumo. Cada cliente puede entonces decidir cómo, cuándo y por cuánto tiempo debe alterar su forma de consumo, obteniendo retribuciones económicas provenientes de dicho comportamiento.

De igual forma que los programas de estrategias de crecimiento o conservación, los programas de respuesta al precio, buscan un manejo de la energía consumida, y no de la potencia como los planes de control de la carga.

A la hora de la planificación y la tarificación de los servicios se estima que los consumidores no son capaces de responder a variaciones en el precio, con características de aversión al riesgo, por lo que no desean hacer frente a volatilidades fuera de su control, temiendo cuentas más altas, sin reconocer que los precios bajos en ciertos períodos más que compensan los precios altos del resto del año, lo que puede traducirse en cuentas más bajas. Sin embargo, aunque los consumidores tuvieran comportamientos más arriesgados, con los sistemas de tarifas rígidas, como los existentes hoy en la regulación chilena, no existe motivación alguna buscar perfiles de consumo más activos, ya que, en la mayoría de los casos, el precio a pagar es invariante en el tiempo.

Un sistema de precios flexibles que refleje de mejor manera las contingencias del corto plazo, permite aumentar la eficiencia en el uso de la capacidad de generación existente y postergar en cierta medida la necesidad de instalación de nueva capacidad, particularmente en sistemas eléctricos sujetos a gran variabilidad ya sea en la oferta como en la demanda.

Normalmente estos planes se refieren a modificaciones de patrones en el largo plazo, pues conllevan procesos de educación de los clientes a lo que en sus consumos racionales se refieren. Es por lo mismo que sus resultados son sostenibles en el tiempo, ya que de cierta forma el cliente es el que aprende a optimizar su consumo, haciendo el funcionamiento general del mercado más eficiente.

El enfoque final de este tipo de programas es modificar la curva de carga, ya sea para llenar las zonas de menor consumo, a través del incentivo de tarifas más económicas en dichas horas que motiven la introducción de nuevas tecnologías que permitan sacar provecho de esta eventualidad, como pueden ser sistemas acumuladores de calor; o simplemente desplazar cierto consumo que de manera ordinaria se produce períodos de punta, hacia zonas de menor costo de generación para el sistema. En la literatura, estos dos enfoques se conocen como relleno de las zonas valle (*Valley Filling)* y desplazamiento de la curva (*Load Shifting)* respectivamente (Figura 2-4 y Figura 2-5).

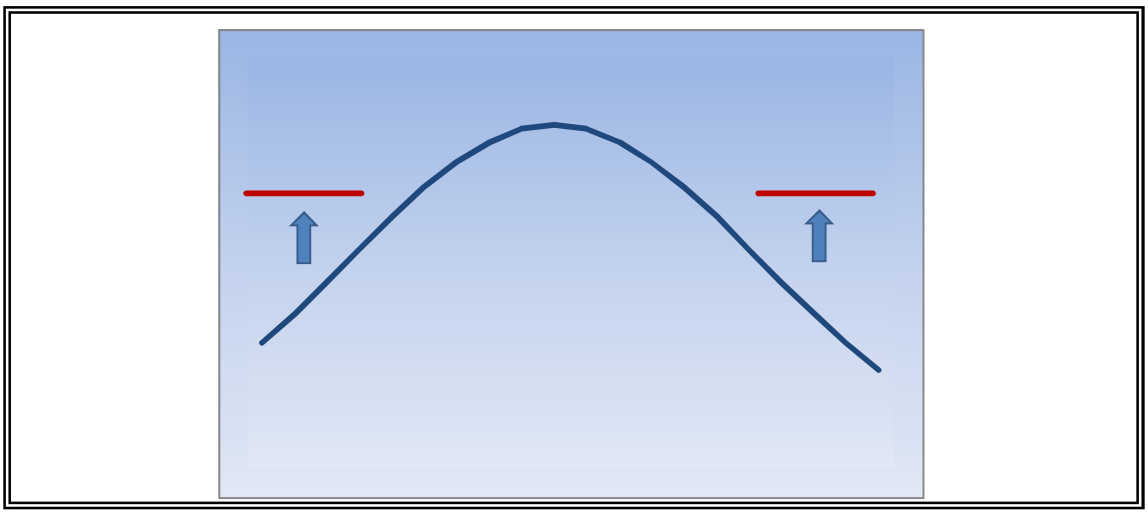


Figura 2-4: Estrategias para rellenar zonas valle

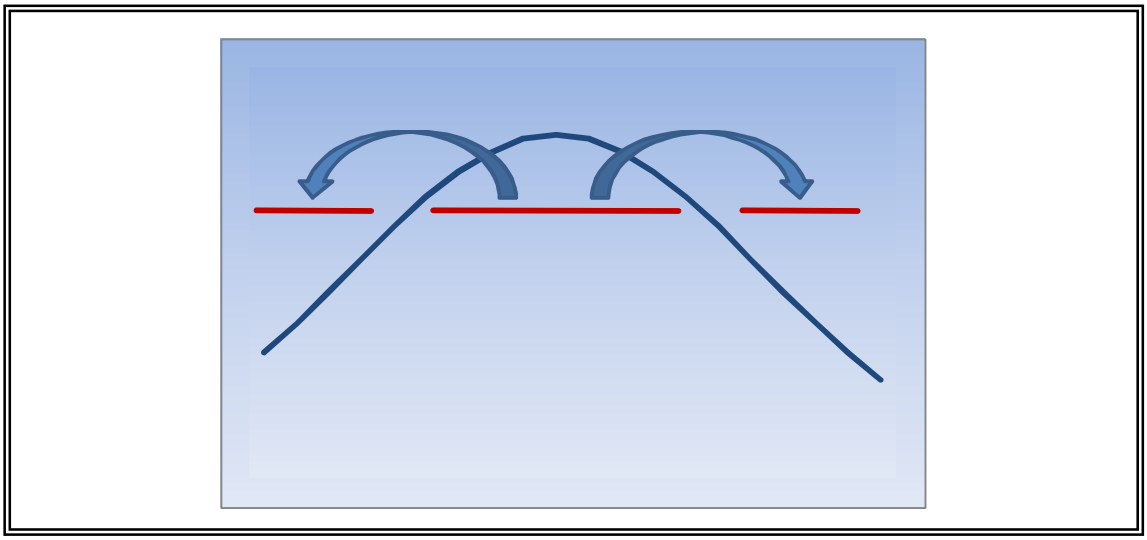


Figura 2-5: Estrategias de desplazamiento de la punta

Para los clientes que pueden cambiar sus perfiles rápidamente, el costo de la instauración de una demanda de respuesta dinámica es fácil. Además se puede automatizar equipos para aprovechar esta variación horaria sin la necesidad de estar pendientes todo el tiempo de variaciones en el mercado. Pero también existen clientes para los cuales es imposible modificar los perfiles diarios de consumo. Es por esta diferenciación de clientes que puede resultar atractivo para los distribuidores la instauración de nuevos esquemas de precios, ya que a través de ellos entran a escena

nuevos modelos de negocios. Mientras los clientes residenciales pueden ser servidos de formas similares al modo actual, al ofrecer seguros que eliminen el riesgo de la volatilidad, con los clientes industriales y comerciales se pueden aprovechar ofertas más sofisticadas del programa, incluyendo la posibilidad de ofrecer reducciones de carga a modo de reservas ante contingencias, para propósitos de desarrollar mejores niveles de confiabilidad del sistema. Sin embargo, este tipo de programas tiene una serie de dificultades. Un obstáculo fundamental es la incertidumbre del regulador. Para que los beneficios de los precios dinámicos afloren, el mercado debe ser competitivo, pues cualquier falla en él producirá injusticias entre los agentes participantes. Una de las exigencias que piden los reguladores es entregar una suerte de póliza de seguro que se incluyen en las tarifas de los clientes y en las ganancias del abastecedor del servicio que garantizan el suministro mediante un reparto justo. Por lo demás, el regulador deberá decidir quién paga las nuevas instalaciones y equipos a utilizar con estos nuevos programas de tarificación. Con estos sistemas de precios el operador podría incrementar su rol en la mantención del equilibrio del sistema.

Se suma a esta barrera para la introducción de estos esquemas de precios las innovaciones tecnológicas necesarias para esto, especialmente en lo que es desarrollo de nuevos tipos de medidores y de nuevas formas de facturación. Los medidores actuales son acumulativos y no difieren el momento del consumo, es decir, no discrimina si el consumo se produjo en hora punta, de valle o de no punta. Los equipos requeridos para la implementación de los precios dinámicos deben tener intervalos de medida de forma de registrar los consumos en tiempo real. Además deben poseer un sistema automatizado de comunicación de manera de transmitir de forma remota la información al centro de procesamiento de datos, el que debe ser capaz de permitir acceso continuo del usuario a sus datos *on line*. De este tipo se han desarrollado tanto hardware como software basado en radio frecuencia, tecnología celular y PLC[5] para la comunicación entre los distintos puertos.

[5] *Power Line Comunication:* Sistema de comunicación que usa como vía para transmitir datos la red eléctrica de bajo voltaje.

El sistema, por otra parte, no es efectivo si los clientes no reciben la información que les permita responder a la demanda cambiando sus perfiles de consumo, por lo que el acceso a la información debe ser fácil y rápido. Internet es la herramienta más óptima para dicha función. La instauración de estos esquemas también implica cambios en lo que es la facturación mensual del uso de la electricidad. Esto porque el uso de intervalos requiere de mayor cantidad de datos a procesar con un consiguiente costo de realizarlo.

Con todo esto es fácil que el mercado no vea de forma clara los beneficios que podría tener, en el corto plazo, la instauración de estos esquemas de precio, ya que muchas veces, debido a los múltiples requerimientos de los precios dinámicos, los costos pueden exceden a los beneficios, o al menos eso puede parecer, principalmente debido a que no siempre se incluye la eficiencia del mercado en lo que son beneficios para las empresas eléctricas, eficiencia que puede inducir a un mercado más competitivo.

Dentro de estos programas, se identifican cuatro estrategias basadas en precio para la modificación de los patrones de consumo, las que se pueden ver en el Anexo A: Tarifas Dinámicas

3. CONTROL DIRECTO DE LA CARGA

Los planes de Control Directo de La Carga (CDC) se insertan dentro del conjunto de aplicaciones pertenecientes al marco de la gestión de la demanda, y se caracterizan por reducir y diferir los consumos en períodos de punta, interfiriendo de forma remota en la operación natural de ciertos dispositivos.

Las metas de este tipo de actividades son asociadas con beneficios operacionales para las empresas de distribución, producto de un incremento en el factor de carga de las instalaciones, reducción de la demanda de punta, mejora en factores de seguridad, reducción de pérdidas y costos, entre otros. Más recientemente estos planes se han enfocado a la reducción de la volatilidad de los precios en el mercado de la energía, principalmente en sistemas integrados, y en la postergación o evasión de nueva inversión en capacidad.

Generalmente estos esquemas son aplicados a clientes residenciales y comerciales, los que solo pueden definir si desean o no enrolarse en los programas, mientras que es la empresa distribuidora la que determina cuando, como, y por cuanto tiempo se modifiquen los patrones de consumo de cada participante. Las retribuciones económicas vienen dadas directamente por parte de la distribuidora, tomando en cuenta la pérdida de confort o alteración en la operación diaria que puede acarrear para éstos la participación en este tipo de programas.

3.1 Definiciones

El aumento explosivo de la demanda de punta debido al crecimiento en los consumos comerciales y al desarrollo económico, ha generado gran inquietud en torno a la necesidad en el corto plazo de abastecer dicha evolución a través, tanto de la capacidad instalada existente, como también de opciones de ampliación e inversión en nuevas instalaciones. Esto ha generado dificultades en la planificación en capacidad para todo el sistema, particularmente en distribución, problema cuya solución puede ser muchas veces no sólo poco rentable sino que impracticable, debido a la dificultad de encontrar sitios apropiados para la construcción de estas instalaciones. En la actualidad, el alto costo de inversión en nueva capacidad ha motivado a las empresas eléctricas a la búsqueda de procesos de optimización de las

formas de uso de las instalaciones existentes. Esto ha derivado en la aplicación de sofisticadas estrategias de manejo de energía y potencia, como lo son los planes de gestión de la carga.

Tomando en cuenta la efectividad en el corto plazo que presentan este tipo de aplicaciones CDC, es que se transforman en herramientas prácticas para obtener, al mismo tiempo, reducción de la potencia de punta, seguridad y reserva para el sistema, sin incurrir en la necesidad de invertir en aumento de capacidad para dar abasto tan solo a estos períodos de urgencia, con escenarios de sobre capacidad en el resto del año.

Para llevar a cabo este tipo de programas se requiere de cargas individuales que funcionen bajo ciclos de operación modificables de forma externa. Este tipo de cargas son categorizadas en dos grupos:

- Cargas de control termostático: A este grupo pertenecen los equipos de aire acondicionado, calentadores de agua y bombas de calor, los que contribuyen de gran manera al consumo de distribución. Además son del tipo de carga onda cuadrada, presentando requerimientos de energía sólo en ciertos intervalos de tiempo, con una posterior desconexión, o reducción a carga parcial para el ciclo restante, dentro del período de funcionamiento.
- Cargas de control manual: A este grupo pertenecen las aplicaciones que pueden ser encendidas y apagadas según el criterio de los propios usuarios, lo que implica una importante influencia del estilo de vida en el control y en la contribución de estas cargas al consumo total. Dentro de este grupo se encuentra principalmente los sistemas de iluminación y control de motores.

Los dispositivos controlables termostáticamente son los primeros candidatos para la implementación de programas CDC, debido a que ellos poseen comportamientos asociados a inercias térmicas que favorecen la intervención en sus ciclos naturales de operación. Debido a esta característica es que pequeñas interrupciones de los recursos podrían incluso no tener influencia en el *confort* de los usuarios. Por otro lado, para este tipo de aplicaciones, los consumidores suelen no conocer de manera exacta cuando está funcionando el equipo, interesando sólo el servicio final que estas prestan, y no el modo como lo llevan a cabo. Esto presenta

oportunidades para poder modificar y diferir sus perfiles de carga, especialmente si esta acción puede realizarse de manera automática a través de controles programables o interfaz en línea con un centro de operación.

Dentro de este grupo se encuentran los equipos de aire acondicionado, los que cumplen un rol fundamental en la aplicación de estos programas, debido a la importancia de su consumo dentro de la demanda final de los clientes, específicamente en las temporadas de verano, y a la alta correlación que tiene su consumo de punta con la demanda máxima del sistema.

Este control se realiza generalmente en períodos que van entre las 3 y 10 horas por día, dependiendo de la duración de la demanda de punta en la zona de influencia del programa. El rango de este tipo de aplicaciones va desde estrategias fijas basadas en el tiempo, hasta sofisticados métodos de optimización, donde los períodos de desconexión son fijados o ajustados un período de base - usualmente 15 o 20 minutos - o fijados de forma dinámica basados en mediciones en tiempo real de la temperatura ambiente. Esto da a lugar a la imposición de un nuevo ciclo de operación, de carácter forzado, eliminando el comportamiento natural de los termostatos.

Durante el período de interrupción, la temperatura de la zona a climatizar por el equipo aumenta, lo que genera una pérdida de *confort* para los usuarios. Sin embargo, al aprovechar las inercias térmicas antes mencionadas, y utilizando el *confort* como una restricción al momento de ejecutar los programas, puede ser que su aplicación o bien no sea percibida por el usuario, o por el contrario, que este reciba un beneficio económico que compense dicha pérdida de confort.

De esta forma, en orden de capturar de manera efectiva las preferencias de los clientes, es que se debe tener en cuenta una serie de parámetros que juegan un rol importante en la evaluación del modelo:

- Las temperaturas de confort para los clientes.
- La máxima desviación de temperaturas que estos pueden tolerar.
- La distribución de los ciclos de operación.
- El comportamiento térmico de las zonas de acción.

- El efecto *payback*.

Estos parámetros se definen más adelante en el cuerpo de este informe.

El éxito de estas estrategias y su mantención en el tiempo depende no solo del diseño y la configuración de soporte del hardware y software, sino mucho más dependiente de:

- La aceptación de los clientes: a mayor nivel de carga gestionable, mayor profundidad en el cambio de la curva de carga a nivel global.
- El funcionamiento del hardware requerido por los planes CDC, principalmente lo referido al control y a la comunicación entre los equipos gestionables y el centro de operación y control del programa.
- El impacto de la curva de carga gestionable agregada de la curva del sistema o de la subestación.

También es importante recalcar que al ser planes eficientes en el corto plazo, su efecto no es sustentable en el tiempo. Para que así sea, debe ir acompañada de acciones de parte del regulador, de modo que se logren modificaciones permanentes en los comportamientos de los consumidores, y que no solo sea usada esta herramienta en períodos de emergencia.

3.2 Estado del Arte

Estados Unidos ha sido el país pionero en los planes CDC. Por lo mismo es que prácticamente la totalidad de los planes revisados en la bibliografía pertenecen a aplicaciones en dicho país.

3.2.1 Estados Unidos

La respuesta de la demanda en Estados Unidos es utilizada desde hace algunos años como herramienta en la planificación y operación del sistema eléctrico.

Existen una serie de programas de este tipo operados por empresas de servicios públicos, así como también se pueden encontrar programas de ámbito estatal dirigidos por las autoridades de California y Nueva York. Según los resultados a nivel nacional publicados en Rocky Mountain Institute, 2006, en EE.

UU. los programas de gestión de la demanda se dividen tal como lo muestra la Figura 3-1.

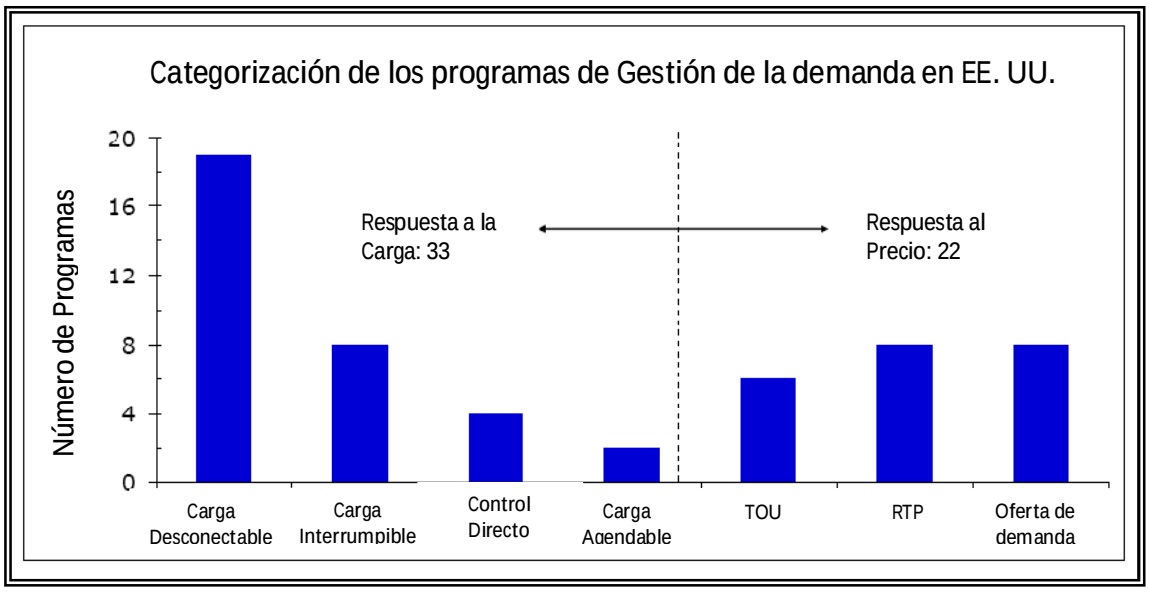


Figura 3-1: Categorización de los programas de gestión de la demanda en EE. UU.

Según datos de la *Electric Power Reseach Institute* (EPRI), el potencial total de reducción de demanda responsiva en los EE. UU. es de alrededor de 45.000 MW, o el 6,4% de las previsiones de uso de la base de referencia. Además un 70% de los participantes en los programa de este tipo son grandes o muy grandes clientes.

Dentro de EE. UU. las tres regiones con mayor capacidad de generar reducción a través de los planes de gestión de la carga, según la Rocky Mountain Institute, 2006, al año 2003, son las FRCC (*Florida Reliability Council*), MAIN (Mid-*American Interconnected Network*), y la MAPP (*Mid-continent Area Power Pool*).

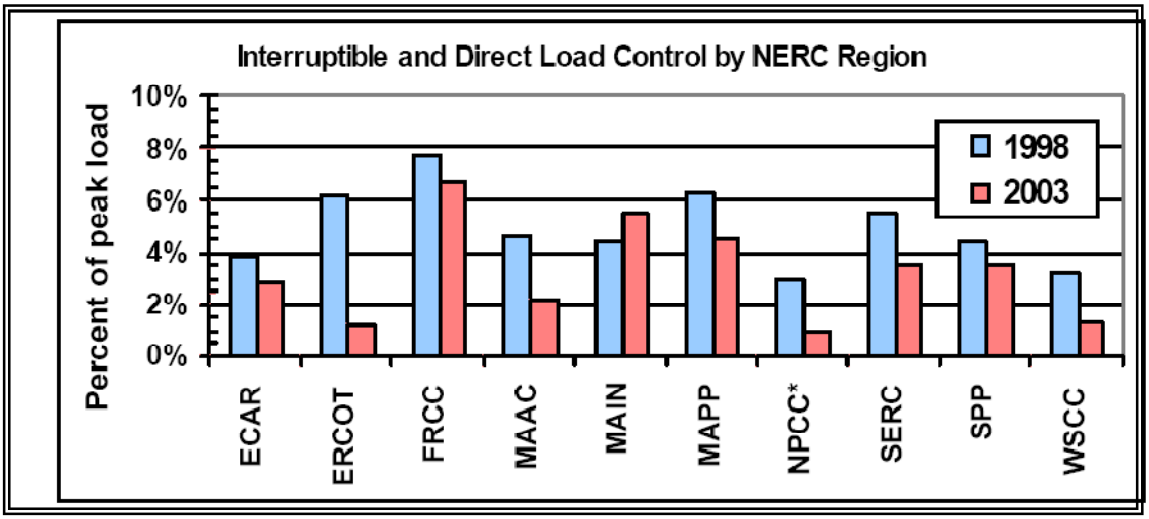


Figura 3-2: Reducción de la demanda de punta en EE. UU.

La gama de programas responsivos en los EE. UU., cubre tanto las tarifas en tiempo real, cargas desconectables de emergencia, respuesta a la demanda voluntaria, ofertas de reducción y programas CDC.

Los equipos de aire acondicionado (HVAC) e iluminación son los más habituales blancos de los programas CDC en los EE. UU. Con frecuencia, ambos corresponden a la mayor parte de los consumos finales de los clientes comerciales y residenciales, además de estar altamente correlacionadas sus períodos de demandas máximas con los del sistema. Para aquellas zonas en que la demanda máxima se encuentra en los meses de verano, se presentan innumerables oportunidades de gestionar cargas de equipos HVAC hacia la reducción del consumo de punta. Para aquellas zonas cuyas horas de puntas se encuentran en invierno, la calefacción eléctrica y los sistemas calentadores de agua se presentan como los principales contribuyentes de uso final.

La siguiente figura indica la distribución típica de aplicaciones gestionables en los estados de California y Nueva York (Rocky Mountain Institute, 2006), en relación a la posible penetración de los programas de gestión de la demanda en las distintas alicaciones disponibles.

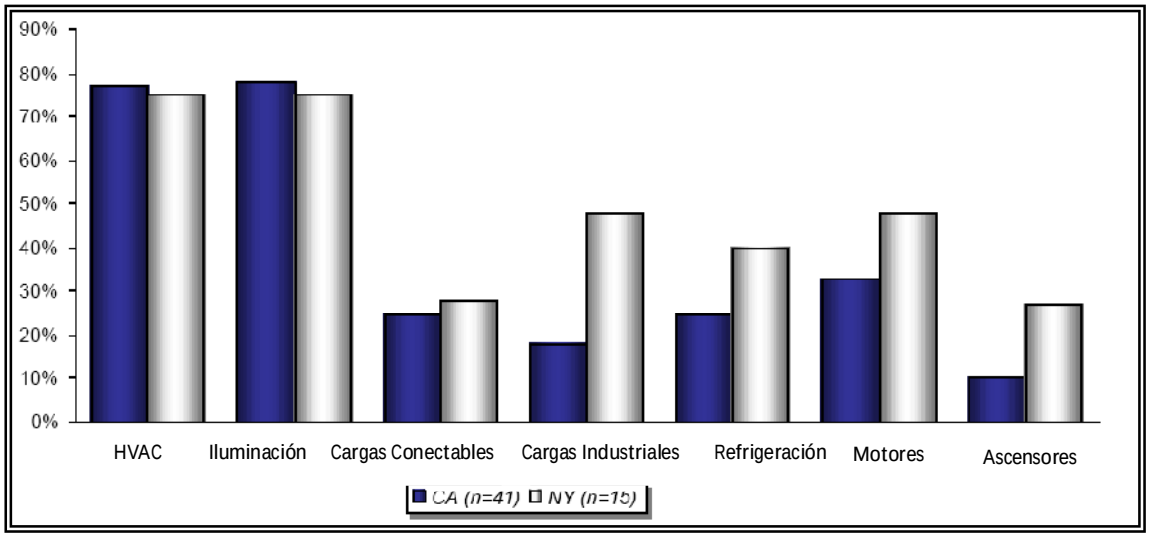


Figura 3-3: Aplicaciones típicas en EE. UU. para programas CDC

En California, *la Public Utilities Commission* ha adoptado metas específicas en respuesta de la demanda para tres de las empresas eléctricas que operan en dicho estado, *Pacific Gas and Electric* (PG&E), *San Diego Gas & Electric* (SDG&E), y *Southern California Edison* (SCE).

Estos programas se han aplicado y propuesto bajo dos subcategorías:

a) Notificación anticipada.

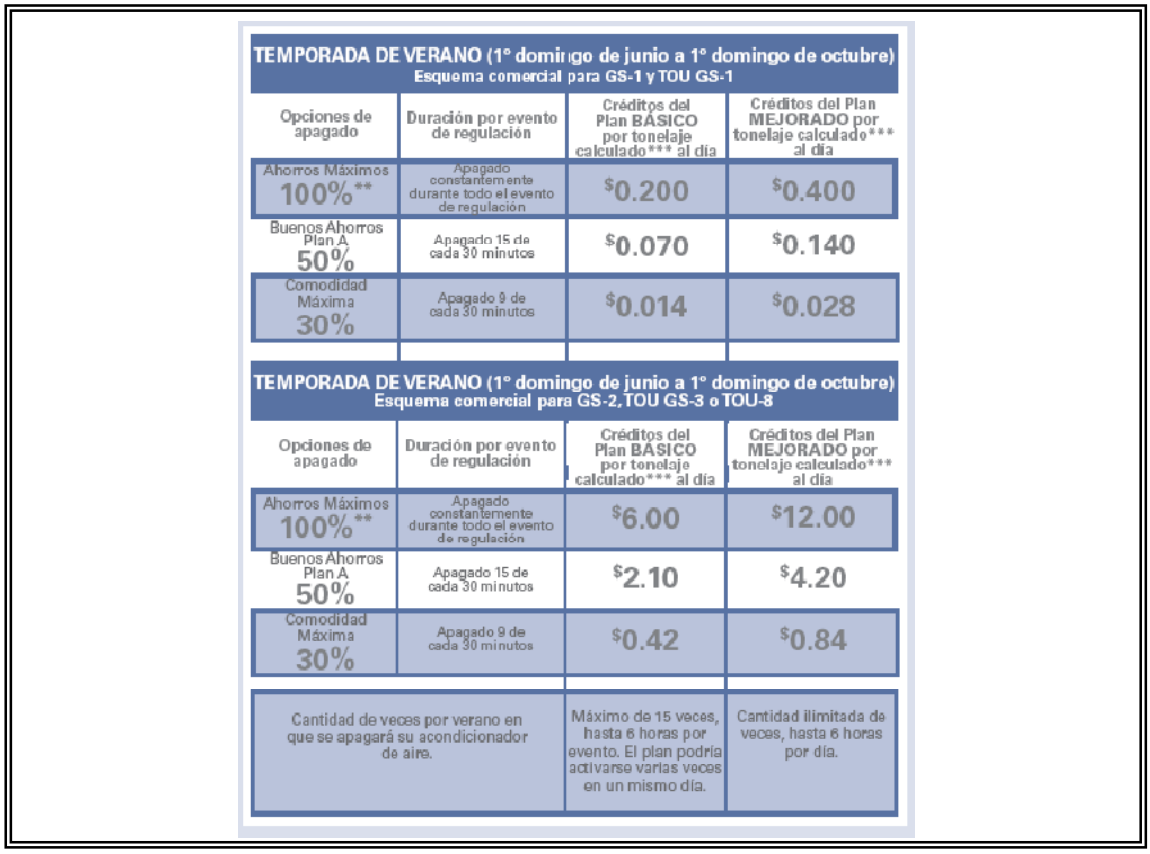
- *Demand Bidding Program*: Estos programas son a nivel estatal, en los cuales los clientes ofrecen una cierto monto de energía que están dispuestos a reducir ante situaciones de contingencia en el mercado eléctrico. Las empresas distribuidoras dan aviso del requerimiento el día anterior, con carácter obligatorio, siendo compensados económicamente los participantes sólo por el importe efectivo de la reducción.
- E-SAVE (PG&E): A los participantes se les paga $ 0,20/kWh para una reducción de 20% en la carga cuando el programa se activa. La PG&E activa el programa al día siguiente que el precio de mercado de la energía exceda los $ 0,20/kWh durante más de cuatro horas. No se imponen sanciones por la no reducción.

b) Criterio de seguridad

- *Summer Discount Plan* (SCE): El Plan de Descuento Veraniego también se conoce como el "Programa de Regulación del Aire Acondicionado" o sus siglas en inglés ACCP. En él se puede elegir uno de los dos programas de Regulación del Aire Acondicionado Comercial ofrecidos por SCE: el ACCP Básico o el ACCP Mejorado, cada uno de los cuales proporciona una de cuatro opciones de apagado. El plan Mejorado ofrece el doble del crédito por apagar su aire acondicionado una cantidad ilimitada de veces al año. Cada uno requiere una participación mínima de un año a partir de la fecha en que comienza su servicio en el programa.

  Estos programas apagan los consumos de los equipos de aire acondicionado cuando se requiere de forma inmediata una reducción de carga, bajo un ciclo determinado de antemano, al momento de contratar la participación en los programas. Los participantes reciben de forma directa una compensación económica basada en la profundidad de la reducción que implica la aplicación de estas prácticas.

  El porcentaje de reducción anual de la carga en los períodos críticos de sistema durante los meses de verano del 2004 y 2005, por ejemplo, fue de 4,8% en los pequeños clientes y 6,7% para los grandes clientes. Los cliente que poseían tecnología de termostatos inteligentes alcanzaron niveles de 10% para los pequeños consumidores y de 13% para los grandes consumidores.



TEMPORADA DE VERANO (1° domingo de junio a 1° domingo de octubre)
Esquema comercial para GS-1 y TOU GS-1

Opciones de apagado	Duración por evento de regulación	Créditos del Plan BÁSICO por tonelaje calculado*** al día	Créditos del Plan MEJORADO por tonelaje calculado*** al día
Ahorros Máximos 100%**	Apagado constantemente durante todo el evento de regulación	$0.200	$0.400
Buenos Ahorros Plan A 50%	Apagado 15 de cada 30 minutos	$0.070	$0.140
Comodidad Máxima 30%	Apagado 9 de cada 30 minutos	$0.014	$0.028

TEMPORADA DE VERANO (1° domingo de junio a 1° domingo de octubre)
Esquema comercial para GS-2, TOU GS-3 o TOU-8

Opciones de apagado	Duración por evento de regulación	Créditos del Plan BÁSICO por tonelaje calculado*** al día	Créditos del Plan MEJORADO por tonelaje calculado*** al día
Ahorros Máximos 100%**	Apagado constantemente durante todo el evento de regulación	$6.00	$12.00
Buenos Ahorros Plan A 50%	Apagado 15 de cada 30 minutos	$2.10	$4.20
Comodidad Máxima 30%	Apagado 9 de cada 30 minutos	$0.42	$0.84
Cantidad de veces por verano en que se apagará su acondicionador de aire.		Máximo de 15 veces, hasta 6 horas por evento. El plan podría activarse varias veces en un mismo día.	Cantidad ilimitada de veces, hasta 6 horas por día.

Figura 3-4: Tarifas *Summer Discount Plan*

- E-BIP (PG & E): Se realiza un compromiso de reducción en el consumo por parte de los participantes, a un costo predeterminado, cuando el Operador del Sistema Independiente de California (CAISO) emite un aviso de reducción de carga en caso de una emergencia local de la fiabilidad. Hay dos opciones de participación. La opción obligatoria da a los clientes participantes el pago de una comisión mensual por reducir la demanda de electricidad a un punto predeterminado cuando se les requiere, dando un aviso 30 minutos antes del requerimiento, con un máximo de un evento por día y cuatro horas por evento. Estos programas no pueden exceder 10 eventos por mes o 120 horas por año calendario. La opción voluntaria paga a los clientes una cantidad fija por kWh reducido al momento que la empresa distribuidora requiere de sus servicios. El aviso para este tipo de planes se da 4 horas anterior al suceso y

no tiene limitaciones de aplicación por el hecho de ser programas voluntarios, sin penalizaciones por no cumplimiento.

- *Residential Smart Thermostat* (SDG&E): Inicialmente creado como plan piloto en el 2004. En él la empresa distribuidora busca aumentar remotamente la temperatura de *set point* de los equipos de aire acondicionado a través de termostatos inteligentes, de forma de reducir la carga consumida por estos equipos en períodos de alta demanda, recibiendo sus participantes incentivos económicos dependientes de la profundidad de la alteración de los perfiles de carga.

Xcel Energy, la cuarta compañía de energía de producción combinada de electricidad y gas natural de los Estados Unidos, ofrece una lista comprensiva de productos energéticos y de servicios a 3,3 millones de clientes de la electricidad y a 1,8 millones de clientes del gas natural, en ocho estados de EE. UU. (Colorado, Michigan, Minnesota, Nuevo México, Dakota del Norte, Dakota del Sur, Texas y Wisconsin).

A través de los programas CDC que ofrece Xcel Energy, conocidos como *Saver's Switch*, se habilita a la empresa distribuidora, a través de un control remoto universal que opera el compresor de los equipos de aire acondicionado de los participantes, a modificar los ciclos naturales de operación de estas aplicaciones, en intervalos de 15 a 20 minutos según los requerimientos de esta, en las horas de mayor demanda para el sistema. De esta forma, los 315.000 clientes residenciales y 13.000 clientes comerciales inscritos en estos programas reciben descuentos provenientes a su aporte a la reducción de la demanda en el área de influencia del programa, los que en su totalidad podrían reducir la demanda en alrededor de 315 MW de potencia.

Los clientes residenciales en Minnesota, Dakota del Norte y Dakota del Sur que comprometen sus equipos de aire acondicionado reciben un 15 por ciento de descuento en los cargos de fin de mes.

En Wisconsin, los participantes residenciales de Xcel Energy reciben un descuento fijo de de seis dólares en cada uno de los cuatro meses de la temporada de verano. Además, para aquellos clientes que adicionan los calentadores de agua

eléctricos para control en las temporadas de invierno, se agrega un pequeño descuento adicional en la cuenta por todo el año. Los clientes comerciales reciben beneficios económicos proporcionales a su modificación de perfiles de consumo.

Florida Power and Light (FPL) es el que tiene el mayor y más antiguo programa de CDC en EE. UU., con más de 710.000 clientes comerciales y residenciales participando de él, acumulando cerca de 1.000 MW de potencia gestionable. Las aplicaciones que participan en estos programas son calentadores de agua, motores de piscina, y sistemas de aire acondicionado central. El control de la carga viene a través de un circuito central de aplicaciones, conectado directamente vía VHF con el control central en la empresa de distribución. Las aplicaciones son operadas entonces bajo los siguientes ciclos:

- Calentadores de agua: cuatro horas apagadas por día en situaciones de alta demanda.
- Motores de piscina: cuatro horas apagadas por día en situaciones de alta demanda.
- Plan A. Control equipos de aire acondicionado y calefacción: Siete minutos y medio apagado en ciclos de media hora.
- Plan B. Control equipos de aire acondicionado y calefacción: Quince minutos apagado en ciclos de media hora.

En Weller (1988) se describe el funcionamiento de estos programas. Estos se basan en la agrupación de los participantes en grupos de acción, que siguen el mismo patrón de encendido y apagado. Estos bloques usualmente lo conforman 5.000 clientes cada uno.

3.2.2 Dinamarca

Los planes de gestión de la demanda desarrollados en Dinamarca han tenido características de piloto. En 2003 se distribuyó a 25 familias calentadores eléctricos controlados, como parte el programa llamado EFFLOCOM[6] que reunió a 5 países, Noruega, Dinamarca, Finlandia, France e Inglaterra, en búsqueda de remover las barreras del desarrollo de la eficiencia energética a través de investigaciones de la

[6] Fuente: SINTEF (2005)

respuesta de los clientes a los diferentes servicios que pueden entregar los mercados desregulados.

Este proyecto en particular busca examinar la respuesta de los usuarios finales de los servicios durante períodos de alta demanda, y por ende, altos precios. El estudio incluía el desarrollo, la prueba y la evaluación de incentivos que estimulen la flexibilidad en los consumos y a compensación basada en la reacción de los consumidores a las variaciones de los precios.

Entre los meses de Noviembre de 2003 y Abril de 2004 se puso en operación un programa basado en tarifas TOU y medios de comunicación bidireccional a través de sistemas GPRS e Internet. Este lograba controlar 5 kW por casa, durante 100 horas, en la temporada de invierno, con retribuciones por cliente de 80 euros por el hecho de participar, más un beneficio adicional de 40 euros/año ahorro de energía.

Aproximadamente 125.000 hogares pusieron en práctica este plan piloto, alcanzando un potencial gestionable de 400 MW equivalente al 6% de la demanda de punta en el país.

3.2.3 Nueva Zelandia

Durante 2 años se desarrollaron en este país planes de respuesta de la demanda. En primer lugar estos tenían como objetivo identificar la potencial magnitud de carga que podía ser gestionada, y en segundo lugar desarrollar aplicaciones que permitan explotar dicho potencial, de forma de permitir la participación activa de los consumidores en el mercado de la electricidad. En Nueva Zelandia se desarrollaron planes que abarcan varios aspectos de la gestión de la demanda:

- Receptores de control remoto: los clientes comprometen ciertas aplicaciones para que la compañía de distribución modifique de forma remota la operación de dichas cargas. Pago por participación y por reducción de potencia.
- Opciones de llamada: los clientes toman la determinación de reducir o no sus cargas, ante un llamado, cuando la operación del mercado así lo requiera, de la empresa distribuidora. Se paga solo por la reducción, la cual es voluntaria.

- Intercambios de carga: a través de mecanismos de intercambio, usuarios pueden ofrecer reducciones de carga a las empresas distribuidoras. Su implementación se realiza ya sea mediante sistemas automatizados vía web, o por sistemas electrónicos.
- Compradores en mercado *spot*: grandes clientes pueden exponer por completo o en parte sus consumos al mercado *spot* o a tarifas flexibles *(TOU)* de forma de modificar su uso de electricidad en períodos de precios altos, desplazando hacia zonas de menor costo de generación.

3.2.4 Noruega

Los planes de gestión de la demanda en Noruega tienen dos aristas de desarrollo.

- *Smart-House Remote Control*: consiste en el control de mínimo 2 MW entre los clientes comerciales en Oslo. Para cada 7 de 14 clientes se ha logrado un control de 8,8 MW, que representa el 49% de su demanda de punta. Las barreras a estos programas guardan relación al número y la duración de las interrupciones.
- *Avoiding Grid Capacity Expansion***:** los objetivos de estos programas consisten en aplazar, a través de la reducción de la demanda de punta, la necesidad de expansión de la capacidad de la red en un 10%.

  Para los clientes comerciales se fijó la meta de reducción en 2,5 MW (10,5 GWh) por año, a través de estrategias de gestión de la carga. Para llevar a cabo estos planes se pusieron a prueba 156 edificios de departamentos, 13 de comerciales y 18 casas residenciales pareadas. A estos se les distribuyó en las zonas residenciales equipos *Ebox "plug & play"*, que constan de un procesador, receptor de radio, control externo de encendido y apagado, termostato y reloj interno, como herramienta de control maestro de aplicaciones y como sistema de comunicación con la empresa distribuidora.

  Los clientes comerciales han orientado sus esfuerzos hacia los sistemas de automatización de funciones y de recambio de aplicaciones, en búsqueda de la eficiencia energética. Para los clientes comerciales la

demanda de punta se redujo en 4,5 MW y el ahorro de energía resultó de alrededor de un 15%.

3.2.5 Australia

El año 2004 se llevó a cabo en Sydney un programa llamado *Demand Curtailment Project*, cuyo fin era reducir la demanda de punta del sistema (Ministerial Council on Energy, 2007). Este programa consideraba como herramientas reductoras los sistemas de aire acondicionado central de una serie de 10 edificios, en los cuales se llevo a cabo el estudio para definir la efectividad del programa, teniendo como resultados la disminución de cerca del 25% de reducción de la demanda de punta del edificio testeado.

Al año 2007, estos programas cuentan con 777.905 clientes con equipos de aire acondicionado, los que reúnen cerca de 2.814 MW de demanda máxima estimada. Los requisitos de los equipos de aire acondicionado, ya sea central o de ventana, es que tengan potencia mayor a 2,5 kW, que opere durante los períodos de punta del verano, y que tengan menos de 5 años de antigüedad. Los resultados actuales son la reducción promedio de 1,3 kW en los equipos centrales y 0,7 kW en los equipos de ventana, por participante, mientras que en equipos de piscina la reducción es de 0,5 kW. Los períodos de reducción son los meses de verano, con un límite máximo de 40 horas por año.

Los incentivos económicos son de 50 dólares por año en caso de contar con equipos de aire acondicionado, y 75 dólares si el programa se aplica tanto a equipos de aire y motores de piscina. (CRA International, 2006)

4. ZONA CORREDOR DE LAS CONDES

Nuestro país se enfrenta hoy en día a un grave problema energético, debido a la alta dependencia de recursos externos que presenta la matriz de generación del sistema eléctrico. Los altos precios del petróleo, la irregularidad en el suministro de gas natural y la traba temporal y económica de la ampliación de dicha matriz en el corto plazo, ha generado discusiones en torno a las nuevas herramientas que se deben utilizar para enfrentar estos problemas.

A esto se le suma la alta tasa de crecimiento energético de nuestro país, lo que se traduce en futuros problemas no solo de abastecimiento, sino de transporte y distribución de la energía, lo que implica importantes desafíos a nivel de planificación de la expansión de las redes en vías de lograr una electricidad sustentable.

La gestión de la demanda entonces resulta clave dentro de las nuevas iniciativas de planificación en búsqueda de conseguir una electricidad sostenible, y es en este marco que se investigan aplicaciones que logren reducir la demanda de punta en ciertas zonas, de forma de evitar o posponer la necesidad de nuevas inversiones en capacidad.

4.1 Escenario Inmobiliario

El inmobiliario es un sector muy dinámico y altamente competitivo, lo que frente a un escenario económico global favorable como el presentado en los últimos años en Chile, tiende a expandirse por sobre el promedio de la actividad económica.

La consultora inmobiliaria internacional CB Richard Ellis, divide el continente latinoamericano en tres niveles, atendiendo al crecimiento que experimentaran y a los riesgos que podrían estar expuestos. Chile figura en el primer nivel, equivalente a alto crecimiento y riesgo moderado. El país concentra la mayor estabilidad económica de la zona, un parque muy moderno de oficinas y unos precios de alquiler relativamente bajos. (CB Richard Ellis, 2006).

El empuje de la economía local ha llevado a que el sector inmobiliario se desarrollara muy fuertemente en los últimos veinte años, en el cual el mejoramiento de las infraestructuras públicas, y el emprendimiento de empresas privada chilenas han sido determinantes.

Particularmente en la zona llamada corredor de Las Condes, correspondiente al sector limitado por el cuadrante ubicado entre las calles Andrés Bello, Américo Vespucio, Apoquindo y Tobalaba, es que se ha generado un explosivo auge en lo que corresponde a proyectos inmobiliarios, específicamente proyectos de características comerciales. En la Figura 4-1 se puede apreciar la división de la ciudad de Santiago en los llamados corredores.[7]

Dentro de los edificios comerciales, y tomando en cuenta que esta revisión busca la aplicación de planes de control directo de la carga en edificios que posean sistemas de aire acondicionado central, es que se focaliza el análisis en los edificios de oficina Clase A, que son los que cumplen con los más altos estándares de construcción, se encuentran emplazados en una excelente ubicación, consisten en plantas libres de a lo menos 300 m², e incorporan tecnología en seguridad, climatización y funcionamiento del inmueble. (CB Richard Ellis, 2007)

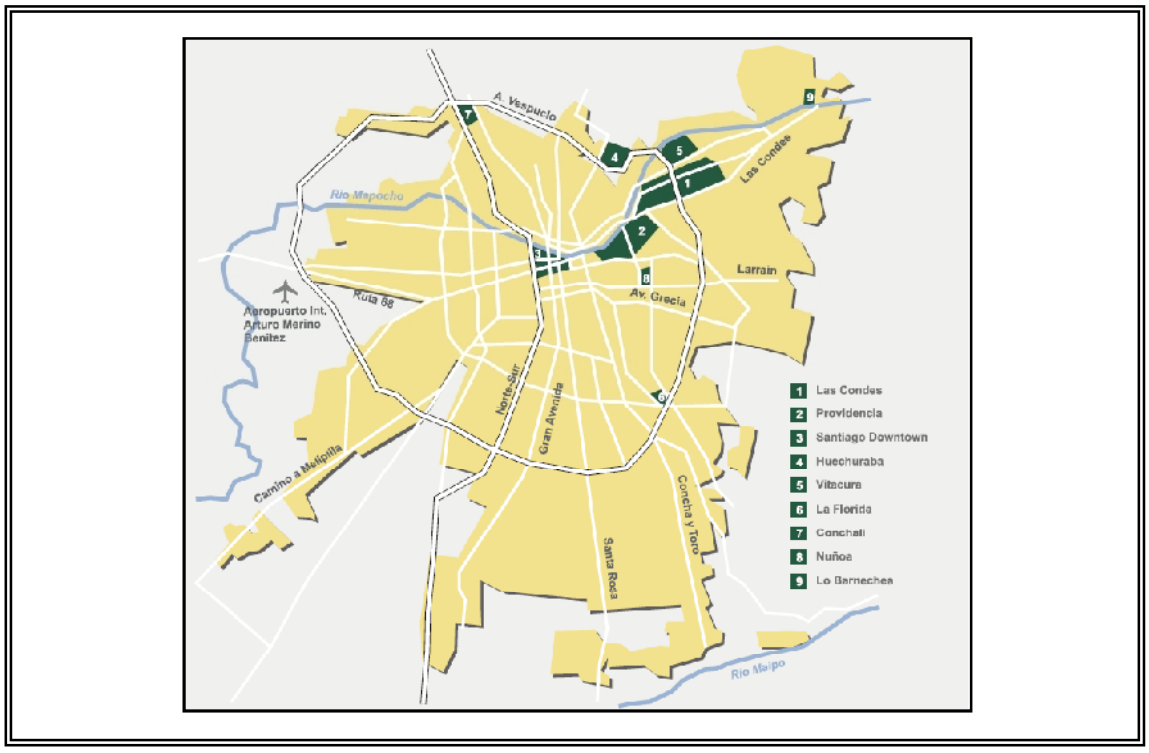


Figura 4-1: Subcentros de la ciudad de Santiago. Definición de corredores

[7] Fuente: CB Richard Ellis (2007)

En la Figura 4-2 se señala la evolución en la construcción de este tipo de edificios de oficinas desde el año 2004 al año 2007, del cual se puede desprender la alta tasa de crecimiento en esta actividad para la zona en cuestión. Los datos de esta tabla fueron obtenidos de los estudios inmobiliarios realizados por la consultora inmobiliaria Colliers International, en su filial chilena.[8]

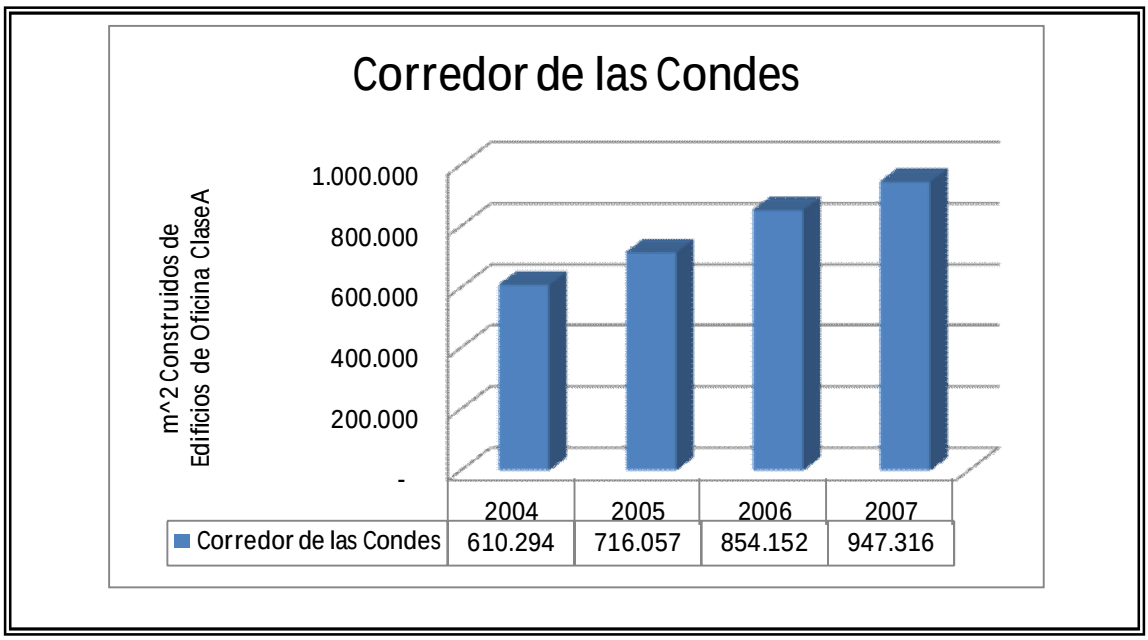


Figura 4-2: Oficinas comerciales clase A en corredores de Las Condes

Este escenario de crecimiento se verá notablemente afectado por la incorporación de dos megaproyectos inmobiliarios en la zona, proyectos conocidos como Costanera Center, de propiedad del consorcio Cencosud, y el Titanium la Portada.

El proyecto Costanera Center actualmente se encuentra en plena etapa de construcción, y está ubicado en el límite entre la comuna de Las Condes y Providencia, en la intersección de las calles Andrés Bello y Nueva Tajamar. El complejo está formado por cuatro edificios, cuyo edificio central, la Torre Gran Costanera, contará con un área total de 128.000 m^2, con una altura de 300 metros

[8] Fuente: http://www.colliers.cl

totales, dados por sus 65 pisos. Con estas características, Costanera Center se transforma en el rascacielos más alto del país y de Sudamérica, y el segundo del Hemisferio Sur, tras el Q1 Tower de Australia. Con un costo de US$600 millones, albergará un centro comercial de 280.000 m^2 (tiendas, cines, restoranes, etc.), una torre principal de 300 metros, dos torres de oficinas de 170 metros cada una, y un hotel de 105 metros de altura, totalizando una superficie construida de 600.000 m^2. Su inauguración parcial está prevista para mediados del año 2008, mientras que para la gran torre la fecha estimada es el año 2010 (Ver fuente: SkyscraperPage, 2006).

A una cuadra de distancia se construye el edificio Titanium la Portada, que será el segundo edificio más alto de Chile al terminar su construcción el 2009. Este complejo es construido actualmente entre las calles Andrés Bello e Isidora Goyenechea, también en la comuna de Las Condes. Su construcción comenzó en el 2006, con un tiempo de término estimado al año 2009. Este edificio cuenta con 52 pisos, totalizando una altura de 192 metros, con un área total de 130.000 m^2 de espacio de oficinas mixtas. (Ver fuente: Titanium Inmobiliaria)

De esta forma, el escenario inmobiliario en la ciudad de Santiago, en lo que a grandes rascacielos se refiere, se puede apreciar en la Figura 4-3.

A través de esta figura se puede concluir la gran importancia y auge de la zona del corredor de Las Condes, en lo que a edificios de gran altura se refiere. De los 35 edificios de mayor altura en Santiago, 21 pertenecen al dicho corredor (Gran Torre Costanera, Titanium, Boulevard Kennedy, Torre de la Industria, Milenium, Palladio, Bosque 500, Hyatt, Costanera, Corp Group, Isidora Foster, Torre del Bosque, Banmedica, Torre Las Condes, Edificio Metrópolis, Torre de Vitacura, Edificio Cruz Blanca, Isidora 2000, Golf 2001, Capitolio y el World Trade Center), por lo que se presenta en esta zona una gran congestión en todo lo que son servicios públicos (agua, alcantarillado, gas, electricidad) y redes viales.

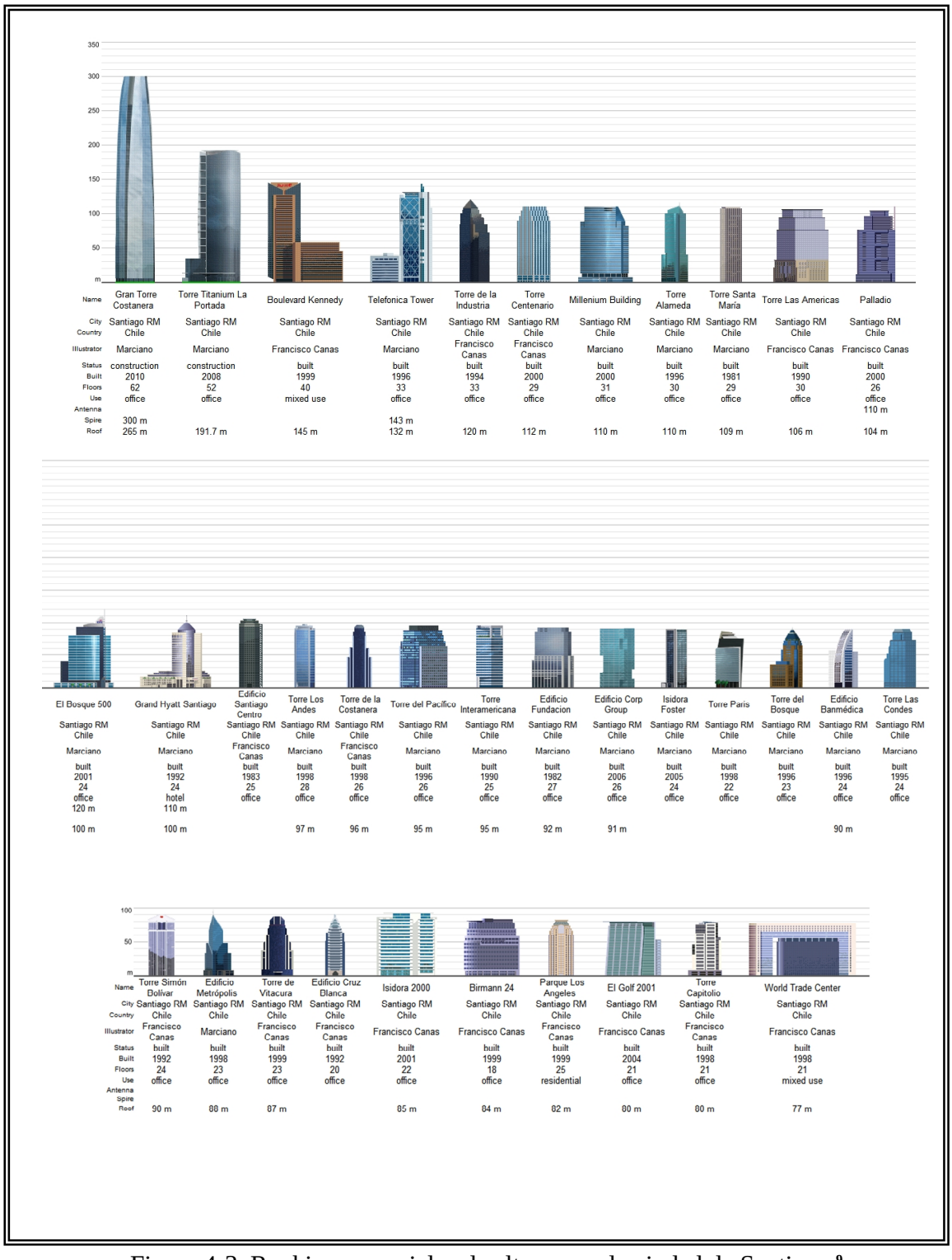


Figura 4-3: Ranking rascacielos de altura para la ciudad de Santiago.[9]

[9] Fuente: http://skyscraperpage.com/diagrams/?c906

Para esta investigación, el punto de interés es la complejidad a nivel eléctrico de la conexión a las redes de distribución de estos bloques de gran magnitud, y el requerimiento de expansión, e incluso reconfiguración de las redes existentes para poder abastecer a estos consumos de gran dimensión que se conectarán a la red de aquí a dos años más.

4.2 Escenario Eléctrico

La zona del corredor de Las Condes pertenece al área de influencia de la Subestación Vitacura. En la Figura 4-4 se puede apreciar la curva de demanda anual, para dicha subestación, en el año 2006, información entregada por la empresa distribuidora en su registro horario.

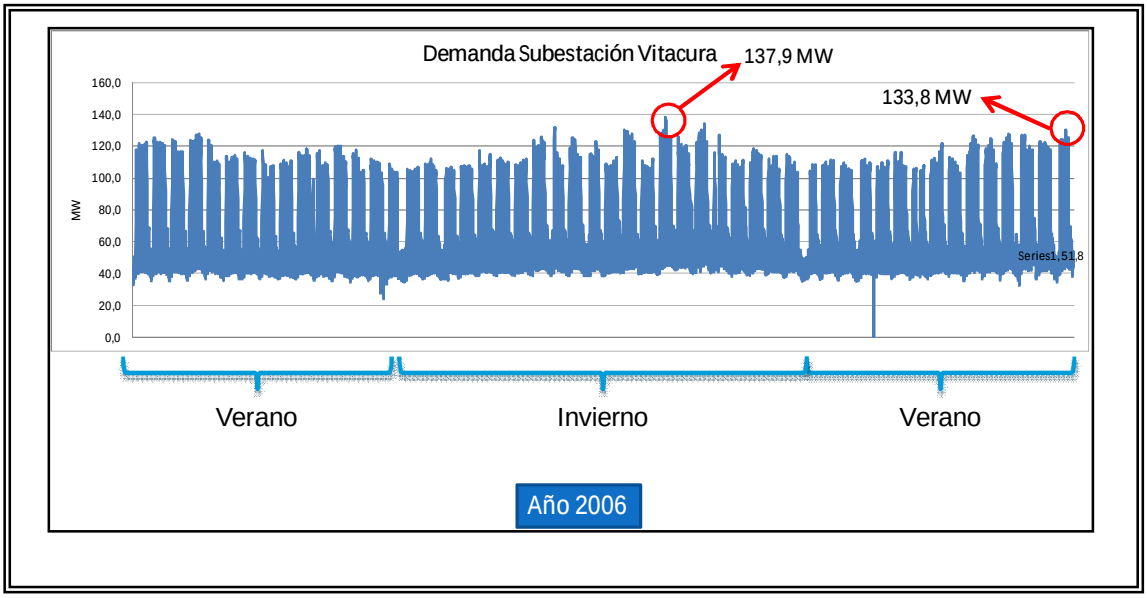


Figura 4-4: Curva de carga SE Vitacura, año 2006

A partir de la figura se puede observar la característica relativamente plana de la curva a lo largo del año, siendo el período de invierno el de mayor consumo energético, sin mucha diferencia con lo que ocurre en los meses de verano.

La Figura 4-5 muestra la curva de duración del mismo año para la SE Vitacura. En ella se puede apreciar que el 20% superior de la carga se concentra en el 10% de las horas, lo que indica que sólo un pequeño porcentaje del año la demanda

consumida llega a niveles de punta. El problema de la planificación de la expansión de la capacidad debe tomar en cuenta este hecho, de forma de poder abastecer la demanda ante todo evento, procurando siempre minimizarpara el resto de las horas los niveles de capacidad sub utilizada.

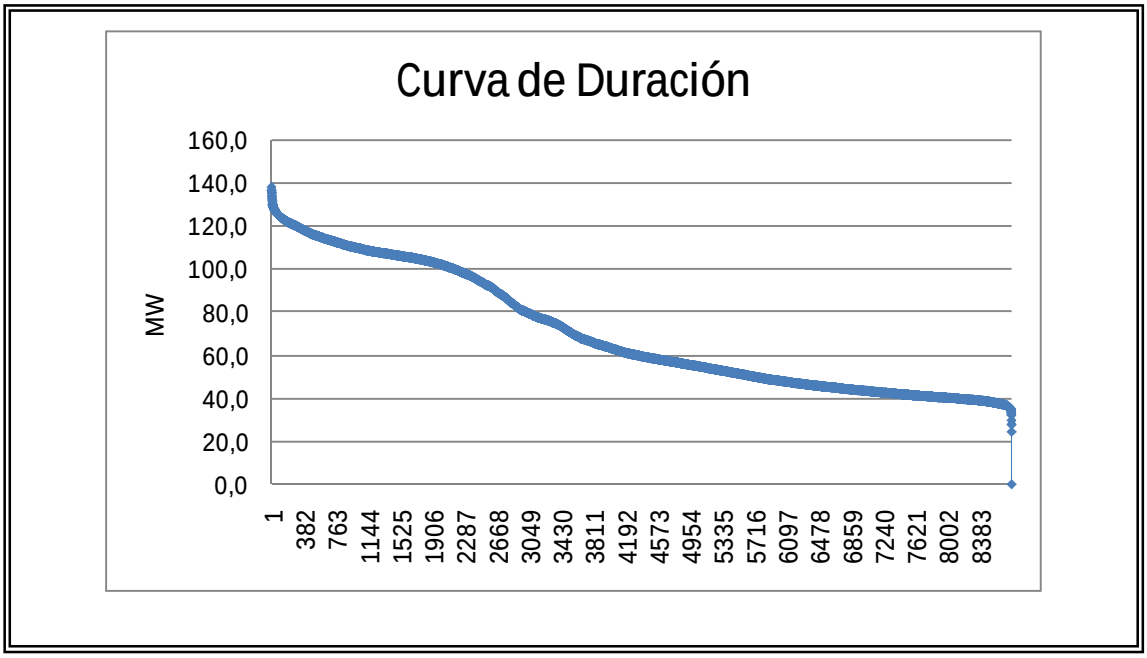


Figura 4-5: Curva de duración SE Vitacura, año 2006

Actualmente la demanda por energía para la SE en cuestión tiene su máximo en invierno, sin embargo, y tomando en consideración la gran cantidad de edificios comerciales que año a año se construyen en la zona, y tomando en cuenta la fuerte carga de consumo que implica los sistemas de aire acondicionado que posee cada uno de estos complejos, es que se puede suponer que en pocos años la punta se trasladará a la temporada de verano, con un comportamiento similar a lo que actualmente ocurre en las ciudades desarrolladas del mundo.

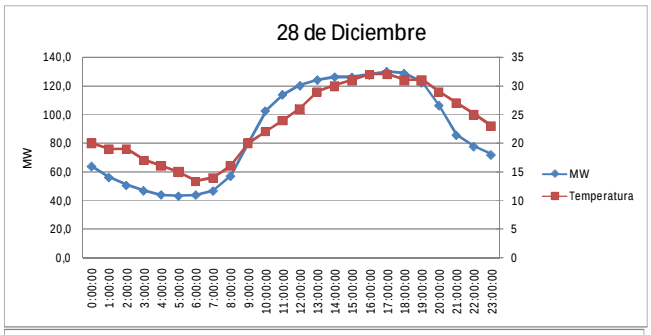
A modo de ejemplo, en Yang et. al (2005) se menciona que en Taiwan, cerca de un 30% de la demanda de punta del sistema se atribuye a los sistemas de aire acondicionado. De igual forma, en Hong Kong se le atribuye entre un 40 y un 60% de la demanda de punta a los sistemas de aire acondicionado (Lee et. al., 2001),

igual rango que el estimado en ciudades de EE. UU. como California (Maui Electric Company, Ltd. Final Report, 2006).

Para buscar la validez de este supuesto es que se utiliza la base de datos de temperaturas horarias para el año 2006, registradas en la caseta meteorológica del cerro San Cristobal, de forma de revisar la correlación existente, en los meses de verano, entre los días de mayor temperatura y los días de demanda máxima, analizando en teoría el aporte de la carga de los equipos de aire acondicionado central a la carga total de la subestación.

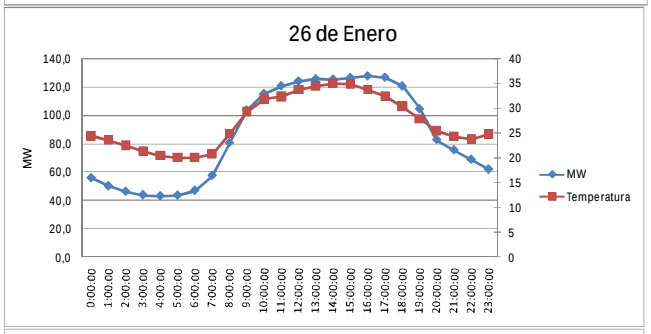
En la Figura 4-6 se puede apreciar los resultados de este análisis, donde se puede ver claramente la relación existente entre las altas temperaturas y los períodos de demanda máxima a nivel subestación, confirmando los supuestos teóricos de que al ser la zona del corredor de Las Condes una zona netamente comercial, el peso específico de la carga de los equipos de aire acondicionado es relevante dentro de la carga total de la subestación. Por otro lado, si se realiza una evaluación tomando sólo los días hábiles en la zona de estudio, considerando la relación entre demanda máxima y temperaturas máximas, se puede apreciar una correlación cercana al 70%.

Este valor no resulta mayor debido principalmente a los perídos de almuerzo, en donde disminuye la densidad de ocupación en los edificios, reduciéndose en parte el requerimiento de frío de los edificios, a pesar de las altas temperaturas existentes en el exterior.



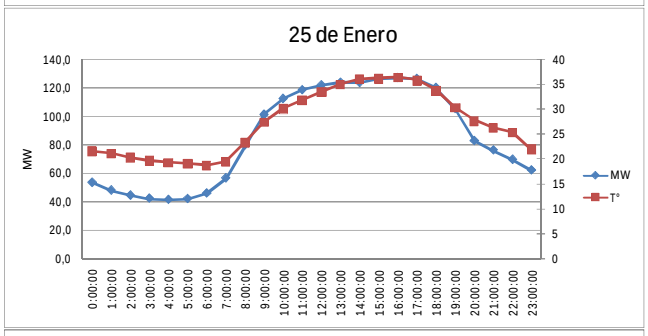
1er día en punta

Correlación: **0,929386**



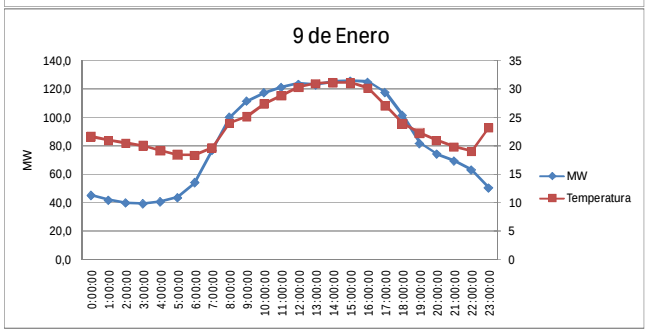
2do día en punta

Correlación: **0,968029**



3er día en punta

Correlación: **0,977804**



4to día en punta

Correlación: **0,897169**

Figura 4-6: Correlación días de demanda vs temperatura

Estos supuestos se establecen por el limitado conocimiento de la empresa distribuidora acerca de las características del consumo “aguas abajo” de la

subestación, lo que genera la necesidad de utilizar evidencias empíricas que logren caracterizarlo.

Otro antecedente importante a tomar en cuenta respecto del área de influencia de la subestación Vitacura, es que la tasa de crecimiento esperada es de alrededor de un 9% para los próximos 5 años, lo que es mucho mayor que la tasa del 6 al 7% estimada para el sistema[10].

Tomando en cuenta todos estos antecedentes, es que se ha considerado la zona del corredor de Las Condes como conflictiva desde el punto de vista de la planificación de las expansiones del sistema. En Systep Ingeniería y Diseños e INECON (2006) se determinó, luego del estudio de expansión de las instalaciones de subtransmisión que, a partir del análisis de la demanda, y luego de haber agotado las posibilidades de aumento de capacidad en el entorno del punto geográfico en cuestión, se considera imperiosa la construcción de una nueva subestación, denominada Los Leones, la que resulta necesaria para abastecer la demanda proyectada las áreas de influencia de las subestaciones Vitacura, Alonso de Córdova, Apoquindo, Andes, La Reina, Santa Elena y San Cristóbal. En el informe, se dá particular relevancia a la situación de la subestación analizada en este capítulo, la que actualmente tiene copado su espacio físico, admitiendo ampliaciones que no permitirían abastecer la demanda en los años posteriores al año 2008.

De esta forma, se hace necesario un nuevo centro de transformación que permita abastecer esta demanda. El supuesto fundamental que existe detrás de la nueva subestación Los Leones consiste en que, a partir del año 2008, la demanda de Vitacura superará la carga que es posible abastecer por esta subestación, manteniendo las condiciones de seguridad y calidad de servicio de la normativa vigente. Por lo tanto, en términos de modelación, la demanda asociada a dicha unidad se considera constante en el nivel del año 2007 y todo el exceso se supone abastecido por la nueva instalación.

Así, el mismo informe concluye que teniendo en consideración el área de influencia de la nueva subestación, se estima que la mejor ubicación para ésta se

[10] Fuente: Información entregada por CHILECTRA. www.chilectra.cl

encuentra en torno a la intersección de las avenidas Francisco Bilbao y Tobalaba, que corresponde al límite entre las comunas de Providencia y Las Condes. Esto genera entonces una serie de conflictos a causa de las restricciones físicas y tecnológicas que implican construir una subestación en uno de los sectores cuyos terrenos presentan la mayor plusvalía dentro de la ciudad de Santiago, y que por lo demás se encuentra habitada practicamente por completo.

Asumiendo entonces que en el área no es posible la implantación de una subestación en su configuración tradicional de patio abierto y alimentación aérea en alta tensión, se sugiere en el estudio la construcción de ella en forma subterranea. Este hecho genera costos muy altos en relación a los métodos tradicionales de construcción de subestaciones, además de limitar de cierta forma posibles ampliaciones posteriores, lo que generaría la necesidad de aún mayores inversiones en el futuro.

Ante esta perspectiva, la investigación aquí presentada, busca la reducción de la demanda de punta de la subestación, a través de programas de control directo de la carga, enmarcados en los planes de gestión de la demanda, de forma tal de modificar en el corto plazo la demanda máxima en dicha subestación, en la búsqueda de que las inversiones en capacidad sean, o bien evitadas, o pospuestas en el horizonte de tiempo.

5. METODOLOGÍA PROPUESTA

En esta investigación se propone desarrollar un centro de despacho de carga para los sistemas de aire acondicionado central presentes en los edificio comerciales situados en la zona del corredor de Las Condes, de modo de poder reducir de forma conjunta, entre todos los participantes del programa, la demanda de punta de la SE Vitacura, buscando posponer o evitar la necesidad de nuevas inversiones en capacidad para abastecer la demanda en la zona bajo toda circunstancia.

Se presentan entonces dos aristas en esta investigación: técnica y económica.

La parte técnica guarda relación con la evaluación de las características que debe cumplir un programa de este tipo para lograr ser llevado a la práctica. Para esto es importante definir, en primer lugar, el desarrollo de la curva de carga que presenta la zona de estudio, asi como también el porcentaje de esta carga que es posible gestionar, de modo de determinar su potencial efecto a nivel de la subestación. Además se requiere del desarrollo del modelo de despacho de las cargas gestionadas, para lo cual se debe especificar tanto la definición matemática del funcionamiento de los equipos, el comportamiento térmico de los edificios y su respectivo perfil de consumo energético, como así también el algoritmo de resolución del modelo propuesto, el que para esta investigación se incerta en el campo de los algoritmos genéticos. La originalidad de esta investigación radica en el acercamiento entre el mundo eléctrico y el termodinámico, necesarios para lograr resultados satisfactorios en lo que a reducción de la demanda de punta se refiere.

Respecto a la parte económica, una vez comprobado la potencialidad de la herramienta desarrollada según el punto anterior, y que se presenta en esta investigación, es necesario verificar la conveniencia económica de llevarla a cabo. Para esto se requiere conocer el beneficio en pesos de reducir un kW en la potencia de punta de la SE, y compararla con el gasto que significó la aplicación de los programas para lograr dicho objetivo.

La evaluación económica de la aplicación de este tipo de programas, escapa del alcance de esta investigación, la que se centra en el desarrollo de un estudio de factibilidad

técnica, dando a conocer sus potenciales resultados y requerimientos, generando una alternativa de estudio ex ante a la puesta en marcha de planes pilotos.

Tradicionalmente, las empresas de distribución han llevado a cabo programas pilotos de forma de verificar la efectividad de los planes de control directo de la carga. Estos planes de prueba permiten a la empresa distribuidora estimar de forma concreta el impacto de la aplicación del programa en la curva de demanda del área de interés. Sin embargo, estos pilotos muchas veces no son precisos a nivel de resultados globales obtenidos, y si muy costosos, haciendo ineficiente su aplicación.

Las empresas pueden evitar estos planes pilotos procediendo directamente al plan maestro de ejecución, llevando a cabo de forma previa un prolijo proceso de investigación que busque controlar cada una de las variables participantes en el funcionamiento del programa, validando el modelo a través de planes de prueba de menor magnitud, generando una retroalimentación según los valores resultantes del piloto. El uso de modelos como el que se presenta en esta investigación permite reducir los costos iniciales asociados con la evaluación técnica y económica de los planes de gestión de la carga.

5.1 Desarrollo y Análisis de la Curva de Carga

El primer paso es la obtención de la curva de carga de la subestación Vitacura. Esta corresponde al escenario que el modelo desarrollado en esta investigación busca optimizar.

El trabajo tiene como meta desarrollar una metodología que permita establecer un centro de despacho *day-ahead* de esta carga gestionable, para lo cual es necesario contar con anticipación con el escenario de demanda del día en que se va a ejecutar el programa.

La predicción de la demanda juega un papel importante en la planificación y la operación de los sistemas de energía, especialmente en lo referido a despachos de unidades de generación, requerimiento de combustibles, y planificación de mantenimientos, planificación de los sistemas de transporte, etc.

Los modelos de predicción de demanda son en sí una investigación compleja, que se ha desarrollado con diversos métodos desde hace años, entre los que se cuentan técnicas de regresión lineal, suavizamiento exponencial, procesos

estocásticos, aproximaciones *data mining*, modelos autorregresivos, entre otros. (Senjyu, Mandal, Uezato, & Funabashi, 2005)

La dificultad de la estimación de los escenarios de demanda a través de estos modelos, radica en que la carga de una hora dada no depende solo de la carga de la hora previa, sino que también de la misma hora en el día anterior, y de la carga del mismo día, a igual hora de la semana anterior. Sumado a esto, existen también una serie de parámetros externos, como el clima, indicadores económicos y sectoriales, entre otros, que afectan a su predicción, factores que muchas veces están intrinsecamente relacionados, con características complejas de predecir, incluso con comportamientos nolineales.

Para reducir esta complejidad, las últimas investigaciones se han basado en aplicaciones de algoritmos genéticos (Lu et. al., 1993), lógica difusa (Ma-WenXiao, Bai-XiaoMin, & Mu-LianShun, 2002), redes neuronales con aplicaciones difusas (Ling, Leung, Lam, & Tam, 2003) y técnicas wavelet (Huang & Yang, 2001), algoritmos que tienen la carácterística de poseer capacidad de memoria, lo que permite entender relaciones complejas y nolineales entre los parámetros que influyen en la carga, reduciendo la complejidad de las técnicas tradicionales.

Como en esta investigación la curva de carga es un input para el modelo a desarrollar es que se presenta un método sencillo de predicción para lograr una aproximación al perfil de carga requerido. Este método de predicción de escenarios de carga de corto plazo está basado en el *match* óptimo entre las temperaturas pasadas y futuras, de forma de estimar la demanda por energía.

Para llevar a cabo esta relación, es que se utiliza el registro horario del año 2006, tanto de la demanda por potencia como de temperatura entregado por CHILECTRA, para la subestación Vitacura. Este modelo presentado se basa en la investigación hecha por Yu (1996), a una menor escala en el horizonte de búsqueda.

A partir de esta base de datos, y utilizando herramientas como las que entrega la pagina web *Accuweather.com*, que permite conocer con anticipación el pronóstico del tiempo horario para un día en cuestión, se busca minimizar el error cuadrático medio entre el vector de temperaturas pasadas y las pronosticadas, buscando aquel día presente en la base de datos cuyo perfil de temperaturas se

parezca más a aquel que se pronostica para el día en que el programa se lleva a cabo. Además se le agrega un factor que da mayor relevancia a la semejanza de los días en aquellas horas de mayor demanda (Yu, 1996). Esto principalmente por el hecho que la investigación centra su interés en la reducción de la punta, lo que también se traduce en una búsqueda más extensiva para dicho período, en lo que a las temperaturas se trata.

Lo que se plantea a través de esta metodología es que si ambos perfiles se parecen en sus características horarias de temperatura, también se parecerán en su perfil de carga. De esta forma, la demanda prevista corresponderá a la de aquel día donde exista el *match* más preciso entre ambos vectores de temperaturas, previa multiplicación por el factor de crecimiento interanual previsto por la distribuidora, que para el caso de la subestación Vitacura es de 9% para los siguientes cinco años.

5.2 Estimación de la Carga Controlable

El desarrollo de una metodología capaz de evaluar la flexibilidad de la demanda, y el comportamiento agregado de ella, requiere de la identificación de los consumos, lo que permite deducir el porcentaje de carga gestionable por los programas DLC para cada intervalo de tiempo. A mayor demanda controlable, mayor el perfil modificable, y por ende más profunda es su incidencia en la curva de demanda de la subestación.

Para llevar a cabo la construcción de la curva de carga gestionable de los equipos de aire acondicionado central, es que se contactó a Carrier Chile S.A., filial nacional de Carrier Corporation, una de las empresas que forman parte de United Technologies Corporation, integrante del selecto grupo de las 20 empresas más grandes en los Estados Unidos[11]. Carrier es una de las empresas líderes a nivel mundial en el mercado de los sistemas de aire acondicionado, calefacción y ventilación, desde la creación de los sistemas de aire acondicionado modernos en 1902.

En nuestro país, su dirección física es Vicuña Mackenna 3318, comuna de Macul, Santiago, y su mercado objetivo abarca tanto a clientes residenciales, como

[11] Fuente: www.carrier.com

comerciales e industriales. Algunos de los clientes que posee dicha empresa en Chile pueden verse en la Figura 5-1.

De esta forma, y con la ayuda de los datos aportados por esta empresa, es que se realizó un catastro de los clientes que Carrier posee en la zona bajo estudio, correspondiente a un total de 594.000 m2 de edificios clase A, con un requerimiento máximo total de frío por parte de los clientes de 11.145 toneladas de refrigeración[12] (TR). Lo anterior puede verse en las Figura 5-2 y Tabla 5-1.

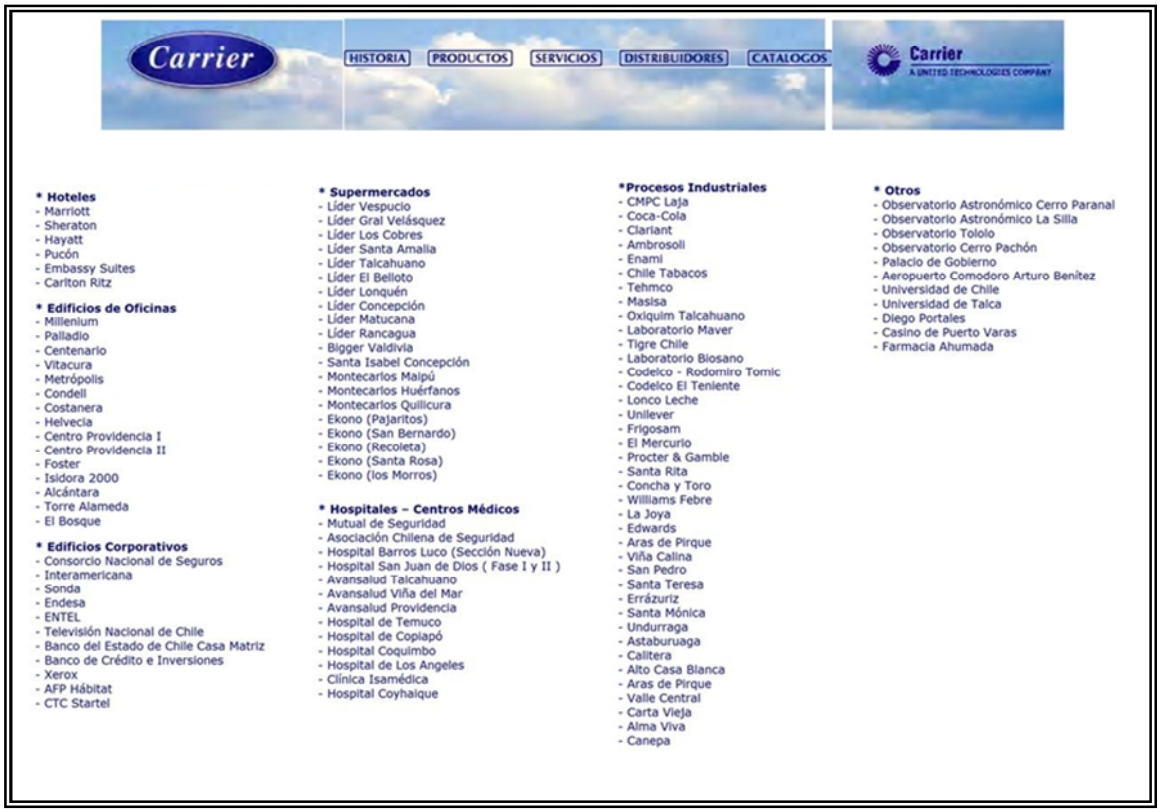


Figura 5-1: Clientes Carrier en Chile

[12] La tonelada de refrigeración es la unidad genérica utilizada en climatización y equivale a la potencia necesaria para extraer 12.000 BTU de calor por hora.

Figura 5-2: Catastro clientes Carrier en el corredor de Las Condes.

Tabla 5-1: Catastro edificios en corredor de Las Condes, agrupados según su grado de eficiencia térmica.

Edificio	Ton	M2	Modelo	Cantidad	m2/Ton
Procter	630	20,000	19XR	1	31.7460
Edificio BCI	360	14,000	30HXC	2	38.8889
Nueva Providencia	500	20,000	30 HXC	2	40.0000
Edificio Palladio	820	35,000	19XR3233	2	42.6829
Edificio Consorcio	600	25,000	19XL	1	44.6367
Edificio Citibank	1120	50,000	30HXC	4	44.6429
Chiletabacos	150	7,000	30 HXC	1	46.6667
Edificio Alsacia	420	20,000	30 HXC	2	47.6190
Edificio Costanera	820	45,000	19XR3232	2	54.8780
Edificio Golf 2001	1050	60,000	30 HXC	4	57.1429
Foster Isidora	350	20,000	30HXC	2	57.1429
Hotel Ritz	340	20,000	30HXC	2	58.8235
Edificio Capitolio	420	25,000	19XR	1	59.5238
Edificio el Bosque Norte	820	50,000	19XR3232	2	60.9756
Edificio Millenium	800	50,000	19XR3232	2	62.5000
Edificio Isidora 2000	1000	68,000	30HXC	4	68.0000
Torre de la Industria	600	45,000	19XR3232	2	75.0000
Edificio Entel	345	20,000	30HXC	1	76.0000

TOTAL	11,145	594,000

Si bien se tienen los requerimientos máximos de frío de los edificios, para el modelo de despacho que se plantea en esta investigación, es necesario identificar el

comportamiento horario de ellos, especialmente en los días de mayor temperatura, que generan los mayores consumos de los equipos de aire.

La evaluación del comportamiento térmico puede ser llevada a cabo mediante cinco métodos:

- Modelos ingenieriles
- Modelos estadísticos
- Modelos híbridos (Ingenieriles-Estadísticos)
- Sistemas de medición
- Simulación

Los modelos ingenieriles parten en general de una base físico-matemática del comportamiento teórico de los edificios, con diferentes grados de aproximación a la realidad. Dentro de este tipo de modelos, el más citado dentro de la literatura es el desarrollado en Malhamé & Chong (1985) y en Ihara & Schweppe (1981) y hacen relación a la utilización de métodos tales como el de red eléctrica equivalente o ecuaciones diferenciales para la modelación de dichos comportamientos.

Los modelos estadísticos se basan sobre la hipótesis de operar en ambiente estocástico. A diferencia del método anterior, son modelos matemático-estadísticos, basándose en datos históricos recopilados, buscando generar una conexión entre el estado pasado y el futuro agregando factores probabilísticos, además de buscar mediante esta consideración, una relación entre los distintos datos de entrada, y la salida generada por el sistema (Stephens, 1988, Ryan et. al., 1989). Principalmente se han desarrollados métodos autorregresivos (ARMA) con sus diferentes variantes (ARX, ARMAX, etc).

Los modelos híbridos consideran la utilización de ambos métodos, aumentando la complejidad, a la vez que se obtiene resultados precisos. Son normalmente las ultimas aplicaciones, las que son combinadas con metodologias como algoritmos genéticos, logica difusa, entre otras. (Huang & Huang, 2004, Yao et. al., 2005, Gomes et. al., 2004)

Los sistemas de prueba, a través de la medición, como se dijo al principio de este capítulo, si bien generan resultados concretos, puede resultar muy poco económico y no representar el comportamiento global.

Por último se encuentra la simulación, herramienta computacional que permite simplificar procesos. Para modelar el comportamiento térmico de los edificios, existen numerosos softwares, las que han sido desarrolladas para diferentes fines, con diferentes grados de complejidad y dirigidas a distintos clientes objetivo.
Estos tienen como fortaleza la precisión en los cálculos, al evaluar todas las fuentes emisoras de energía que afectan al requerimiento de frío del edificio, y por ende al consumo de energía de los equipos de aire acondicionado. La gran debilidad de esta metodología se presenta en el hecho de que estos programas son altamente complejos en su estructura interna, computacionalmente intensivos y requieren de una gran cantidad de datos de entrada respecto a parámetros comportacionales y constructivos de los edificios.

Los programas computacionales se pueden clasificar de acuerdo a los grupos presentados a continuación.

- Herramientas de diseño profesional: usadas principalmente por arquitectos, ingenieros y otros profesionales para automatizar tareas comunes que son parte del proceso de diseño.
- Herramientas de análisis de energía para todo el edificio: simulan las condiciones de funcionamiento al predecir la utilización anual o estacional de la energía consumida por los equipos, con sus gastos asociados, en un horizonte horario de consumo.
- Herramientas focalizadas en energía y medioambiente: centradas en los impactos ambientales generados por la utilización de nuevas tecnologías de alto rendimiento energético de los edificios.
- Herramientas de análisis especializado: corresponden a programas de estudios que incluyen técnicas precisas de simulación desarrollados por estudios académicos en el rubro de la construcción. Están enfocados principalmente al mejoramiento de los desempeños en los comportamientos térmicos de los edificios.

Para el estudio aquí presentado se utilizó el programa *Hourly Analysis (HAP)*, de propiedad de la misma empresa, y que pertenece al segundo grupo de los anteriormente presentados. El programa calcula el consumo anual de energía y los costos operacionales para los sistemas de ventilación y aire acondicionado, así como también para el resto de sistemas consumidores de energía (como iluminación), mediante la simulación de su funcionamiento para cada una de las 8.760 horas de un año.

De esta forma se pueden modelar los comportamientos horarios de todos los edificios catastrados. La complejidad radica en que este programa, para modelar dichos comportamientos, requiere de una gran cantidad de datos constructivos del edificio, tanto internos como externos, así también como del perfil de uso que poseen aquellas personas que desenvuelven sus actividades dentro de este. (Ver Anexo B: Programa HAP). Es por lo mismo que no se aprecia como una opción viable analizar de forma individual a cada edificio.

Para simplificar y dar una solución aproximada a este problema, es que los edificios se separan en dos grupos, dependiendo del comportamiento térmico que estos posean. Según los proyectistas de equipos de aire acondicionado con los que opera Carrier, uno de los parámetros más importantes a la hora de considerar la eficiencia térmica de los edificios es los m2/TR de refrigeración que caracterizan a los edificios.

En algunos países el término de eficiencia térmica se relaciona con el estándar de un edificio específico que sirve de referencia, buscando limitar la energía utilizada en calefacción y refrigeración. Para esta investigación se ha tomado como referencia el concepto de una "edificación de baja energía" presente en Alemania *(Niedrigenergiehaus)* dando un límite de energía para calefacción o refrigeración equivalente a 7 litros de *fuel-oil* por cada metro cuadrado de superficie cubierta de forma anual para una vivienda, lo que corresponde a valores cercanos a 50 m2/TR para que un edificio pueda ser considerado como muy eficiente desde el punto de vista térmico. (Pfluger, 2005)

Tomando en cuenta esta consideración, es que se dividen los edificios en dos grupos tomando en cuenta si el edificio es bajo en energía o no lo es, diferenciados en la Tabla 5-1 bajo dos grupos de distintos colores.

La idea tras la utilización de este programa y la clasificación de los edificios, es simular un piso característico que represente a cada uno de los grupos, de forma tal de obtener magnitudes unitarias de m^2/TR, para cada hora, en aquellos días de mayor temperatura dentro de la temporada de verano. A través de este valor unitario, se busca obtener una aproximación del requerimiento estándar de frío para todos los edificios, de forma de lograr identificar un escenario completo que resuma el comportamiento térmico de todos los individuos catastrados de la zona en cuestión.

Los edificios seleccionados fueron el Edficio Alsacia, y el Isidora 2000.

- Edificio Alsacia: este edificio representa a los que no poseen alta eficiencia térmica. Está ubicado en la esquina de las calles Apoquindo y Alsacia, y consta de 22 pisos, totalizando 20.000 m^2 de superficie útil. Su estructura interna está conformada por pisos libres de 640 m^2 en promedio, y una altura interior de 2,7 mts.
- Edificio Isidora 2000: representa al grupo de los edificios de baja energía, correspondiente a aquellos sobre 50 m^2/TR. Ubicado en Isidora Goyenechea 3621, presenta 68.000 m^2 útiles, dsitribuidos en 22 pisos con plantas aproximadas de 1.310 m^2 en promedio, con una altura interior de 3,5 mts.

Una de las diferencias fundamentales entre los edificios con bajo consumo de energía para refrigeración y los que no lo tienen, es la llamada razón vidrio-muro, o WWR (windows-wall-ratio), que para los edificios eficientes alcanzan niveles de 70% o más, es decir, practicamente toda su superficie exterior vidriada, mientras que para los que no son del todo eficientes, alcanzan valores cercanos al 50%. Se debe poner enfasis que se consideran solo edificios clase A, es decir, aquellos edificios que cumplen con los estándares modernos de construcción, y que en sí buscan minimizar el mal uso de la energía. El resumen de las características de los edificios recién mensionadas puede verse en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2: Características edificios representativos

	Edificio Alsacia	Edificio Isidora 2000
Metros Cuadrado de Piso	640 m2	1310 m2
Altura Piso	2,7 mts	3,5 mts
Forma Piso	Cuadrado	Rectangular, orientación E-W
Peso	Medio	Medio Pesado
Peso por metro Cuadrado	458,9 kg/m2	585 kg/m2
WWR	45%	70%
Ventanas	1,3 x 25 mts	2,3 x 30 mts
		2,3 x 50 mts

La elección de estos edificios en desmedro de otros se debió tan solo al hecho de la disponibilidad de lo datos constructivos para las construcciones señaladas, cosa que no ocurría con los otros inmuebles.

Es importante destacar también que la simulación de cada uno de los pisos representativos está hecha sobre el supuesto de que no existen paredes interiores. La modelación toma en cuenta superficies sin murallas ni puertas, debido a la dificultad de encontrar una representación típica bajo la configuración interna de cada uno de los pisos de oficinas. La implicancias que trae consigo este supuesto es la pérdida de información respecto a la distribución de las cargas internas de cada uno de los pisos de los edificios a simular, y la transferencia de calor entre cada una de las posibles espacios que lo conforman. Sin perjuicio de lo anterior, se considera una buena aproximación que permite clasificar de forma simple los comportamientos térmicos de cada uno de los edificios.

Para llevar a cabo la modelación horaria del requerimiento de frío de cada uno de los edificios, se requieren otros datos, principalmente relacionados a la calidad y tipos de materiales con los que se construyen los edificios, y del perfil de uso de cada uno de los edificios, además de la base de temperaturas históricas de la ciudad a analizar.

Respecto al perfil de temperaturas, se utiliza la base de datos que usa Carrier para sus proyecciones de cargas para la ciudad de Santiago, que considera una estadística de los datos históricos de temperaturas, además de realizar un análisis correspondiente a la exposición al sol que tienen estos edificios dependientes de la orientación en que fueron construidos

Respecto a los materiales, no se encontró información precisa respecto a los tipos de muro, de vidrios o de techos que se utilizan en los edificios en particular, por lo que se hizo una generalización de los materiales, tomando en cuenta la experiencia de la empresa de aire acondicionado y los materiales que el programa *Hourly Analysis*de Carrier contenía en su biblioteca estándar.

De esta forma, se consideran, para ambos grupos de edificios, el mismo tipo de vidrio y muros, de forma tal que la diferencia en la eficiencia térmica radique tan solo en el WWR. Esto tomando nuevamente en cuenta que ambos grupos pertenecen a edificios de oficinas Clase A, que cuentan con los mayores estándares de eficiencia y modernidad. Los valores utilizados se pueden apreciar en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3: Valores estándar parámetros constructivos

	Valores Estándar
Coeficiente de Muro	2,546 W/m2/°K
Coeficiente Techo	0,55 W/m2/°K
Coeficiente Piso	0,4 W/m2/°K
Coeficiente de Vidrio	2,15 W/m2/°K

Todos estos valores corresponden a la capacidad que tiene el edificio de dejar entrar o dejar salir el frío desde la construcción, es decir, engloba tanto la resistencia como la capacitancia térmica del edificio.

Por último, se definen los patrones de uso de los usuarios y cargas internas de los edificios. Las llamadas fuentes internas de energía en un edificio de oficinas pueden clasificarse en 3 grupos:

- Cargas Conectables: correspondientes a equipos de computación, cafeteras, refrigeradores, impresoras, entre otras. Sus mediciones de consumo practicamente no están disponibles.
- Iluminación: nuevamente, sus medidas no siempre están presentes en los edificios, y corresponde a todo lo que son los sistemas de luminarias.
- Ocupantes: principalmente referido a la densidad de personas en la superficie útil, y el perfil de ocupación de estos, es decir, como evoluciona la actividad de dichas personas a lo largo del día. Esto tomando en cuenta que para este grupo, la carga no es constante durante el día.

Sin embargo estos datos de consumo, como ya se mencionó, son muy dificiles de calcular por medios distintos a mediciones particulares, via sensores y contadores, por piso, para cada edificio, haciendo impracticable la captación de estos datos. Para esto entonces que en Estados Unidos se forma una asociación encargada de dar los lineamientos generales para estas medidas, de forma que sean utilizadas a la hora de la proyección del consumo total de energía de los edificios.

La ASHRAE (Sociedad Americana de Ingenieros en Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado) es una organización internacional con más de 55.000 socios en todo el mundo. Está encargada de la investigación y realización de los estándares HVAC, utilizados a nivel mundial para la selección de los sistemas óptimos, tanto en operación como en desempeño.

Esta organización ha definido entonces ciertos parámetros para el diseño de los sistemas de calefacción y refrigeración, que pueden verse en la siguiente Tabla, obtenidos desde ASHRAE (2001).

Tabla 5-4: Valores Estándar ASHRAE para cargas internas

	Valores Estándar ASHRAE
Densidad de Ocupación	15 m2/personas
Iluminación	16 W/m2
Equipamiento Eléctrico	25 W/m2
Cargas Miscelaneas	15 W/m2

Estos valores están definidos como el uso de espacio de oficinas dado por el Estándar 62-2001 citado por la ASHRAE en dicho documento.

La carga térmica de los edificios no sólo tiene relación con factores externos como el clima, sino que incluye también muchos más factores del entorno interior y exterior, del sujeto que percibe estos parámetros. Las cargas internas, generadas principalmente por la utilización de las instalaciones a climatizar por parte de las personas que trabajan en los edificios, generan un perfil de uso horario. Nuevamente, ASHRAE (2001) define parámetros de diseño tanto para el perfil de utilización de las instalaciones, como para el uso horario de iluminación, en los edificios de oficinas. Esto puede verse en la Figura 5-3.

.

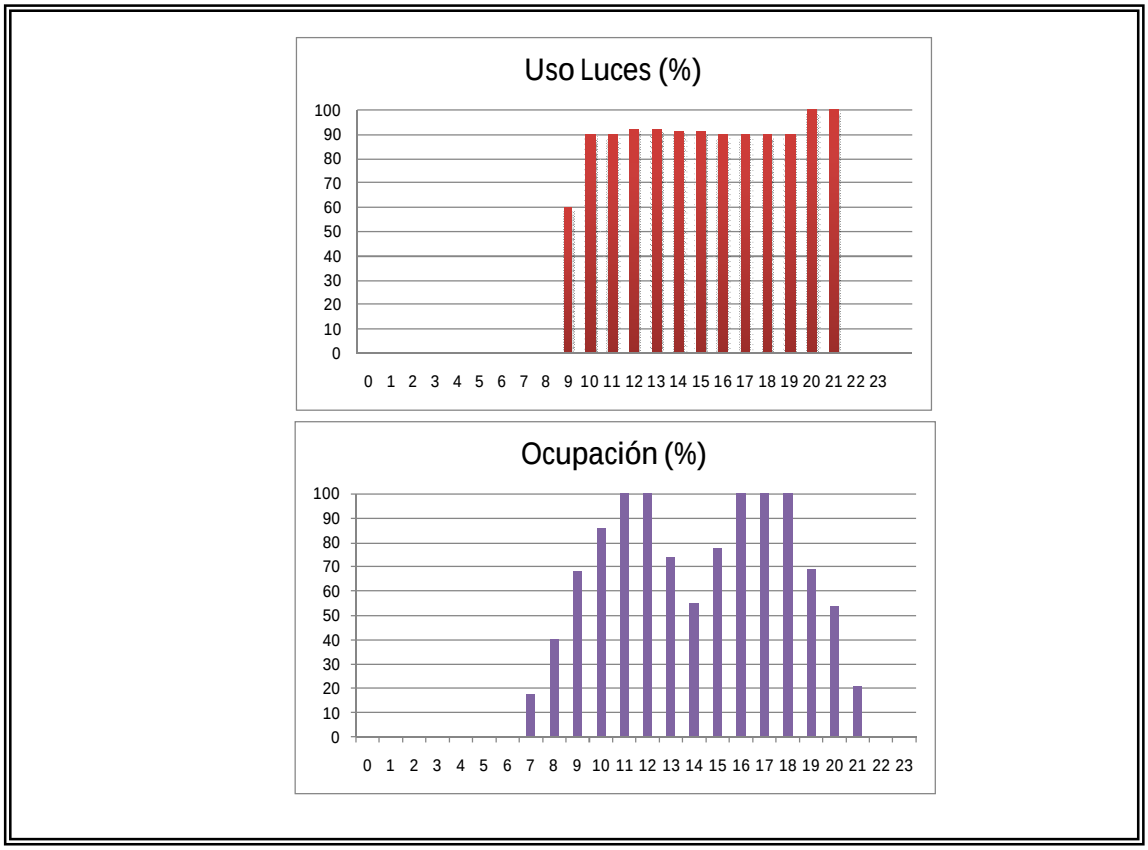


Figura 5-3: Perfil de ocupación de instalaciones e iluminación

De esta forma, y a través de la modelación con los parámetros recién descritos, es que se simula el comportamiento térmico horario, entendido como el requerimiento de frío para los dos edificios representativos de niveles de eficiencia, comportamiento que es dividido por la cantidad de metros cuadrados útiles construidos, de forma de obtener un valor unitario representativo, horario, para cada uno de los edificios. (Figura 5-4)

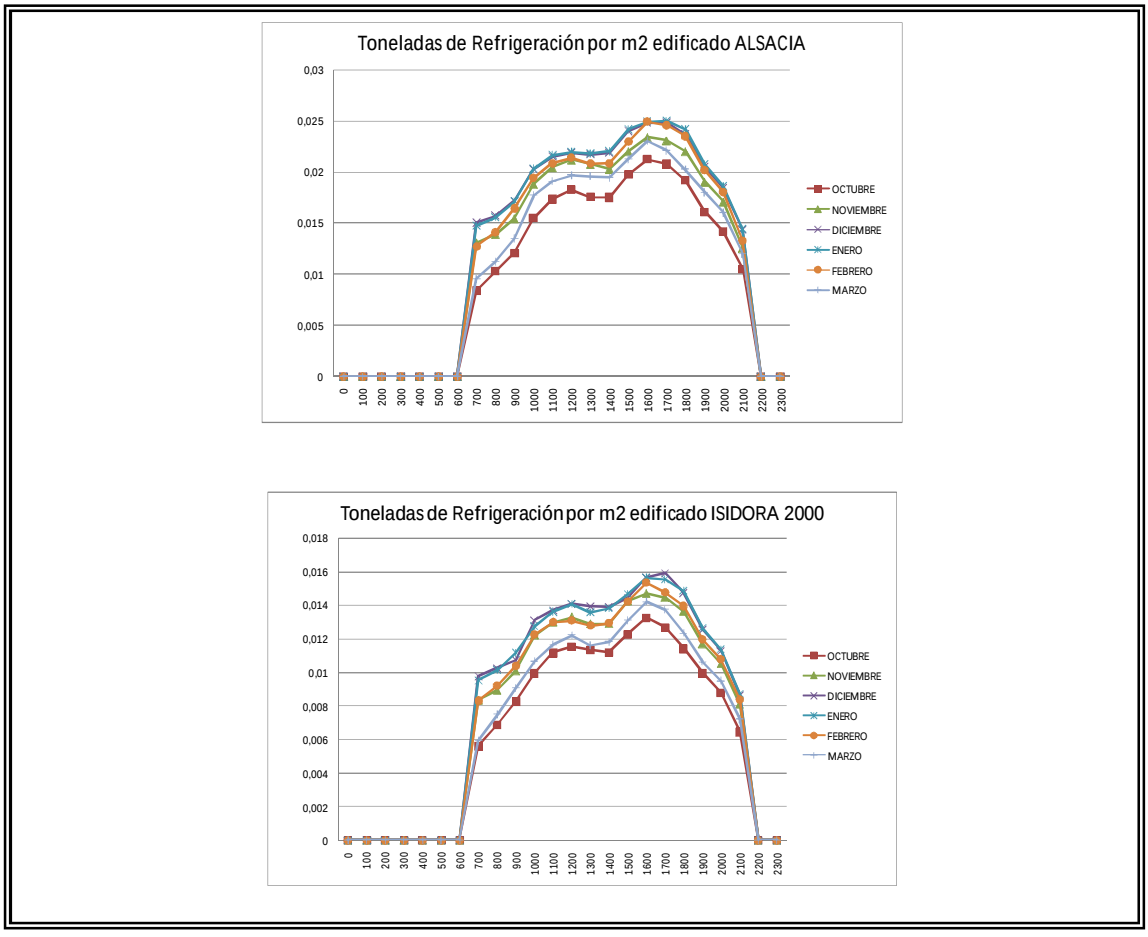


Figura 5-4: Curvas horarias TR/m2 para edificios tipo

De esta forma al utilizar este valor unitario para cada hora, en cada grupo de edificios, de puede obtener el máximo requerimiento de frío por parte de los edificios, para los días de mayor temperatura estadística por mes, requerimiento que

debe ser satisfecho por los equipos de aire acondicionado a través de su respectivo consumo de energía eléctrica.

El siguiente paso es entonces la proyección de los equipos de aire acondicionado. En Chile, según información entregada por la compañía de aire acondicionado Carrier, para la proyección de los equipos de aire acondicionado se basan en dos condiciones:

- El funcionamiento de los equipos múltiples, en el caso que así sea necesario, determina un funcionamiento en paralelo de los equipos, a la misma carga, cuando el sistema requiera más de 50% del requerimiento de frío.
- Para el cálculo de las capacidades se estima, a través de un factor de simultaneidad, generalmente de un 0,9 y 0,95, las cargas térmicas totales del edificio, las que se dividen por el número de equipos de forma de obtener la carga por cada uno.

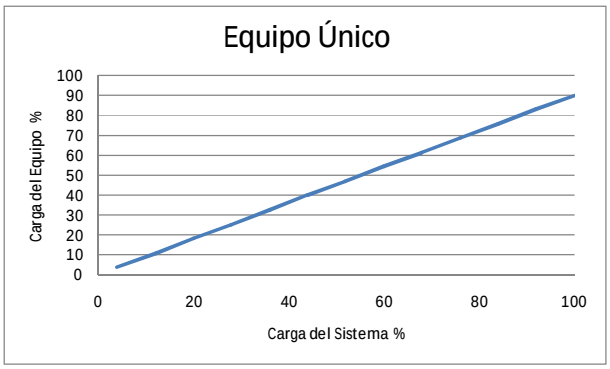
En la Figura 5-5 se puede apreciar la operación para uno, dos y tres equipos en paralelo.

En 1998 el Instituto de Refrigeración Americano (ARI) publicó una norma revisada, ARI 550/590-98 que define los procedimientos de evaluación para los equipos de aire. En él se definió el valor integrado a carga parcial (IPLV). Este valor predice la eficiencia del equipo sobre una gama de condiciones de operación establecidas por ARI y se expresa en un número único. ARI determinó que sólo el 1% de las horas operacionales el equipo trabaja a 100% de la carga, mientras que el 42% lo hace a carga de 75%, 45% a cargas de un 50% y el 12% a cargas de 20%. De esta forma, se puede deducir, que al momento de mayor requerimiento de frío de los edificios, en aquellos días de temperaturas punta en la temporada de verano, todos los equipos de aire acondicionado estarán funcionando de forma tal de repartir en magnitudes iguales la carga térmica del edificio, por lo que se puede tomar como un solo aparato, que funciona con una potencia igual a la suma de las potencias individuales.

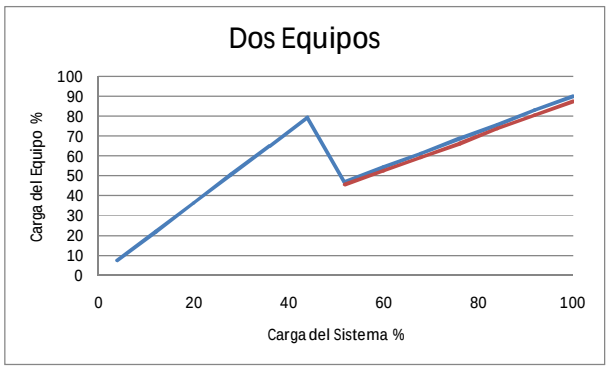
Una vez analizado como se proyectan los equipos, se procede a revisar el funcionamiento mismo de los equipos. Para esta investigación se contemplan dos tipos de equipos de aire acondicionado, cuyas características se explican en detalle en

el Anexo C: Tipos de Equipos de Aire Acondicionado Central. Para este capítulo se revisará lo contingente a las eficiencias operacionales, de forma tal de poder transformar este requisito de frío en potencia eléctrica consumida.

Equipo Único		
Carga del Sistema %	Equipos operativos	Carga del Equipo %
100	1	90
92	1	82.8
84	1	75.6
76	1	68.4
68	1	61.2
60	1	54
52	1	46.8
44	1	39.6
36	1	32.4
28	1	25.2
20	1	18
12	1	10.8
4	1	3.6



Dos Equipos		
Carga del Sistema %	Equipos operativos	Carga del Equipo %
100	1_2	90
92	1_2	82.8
84	1_2	75.6
76	1_2	68.4
68	1_2	61.2
60	1_2	54
52	1_2	46.8
44	1	79.2
36	1	64.8
28	1	50.4
20	1	36
12	1	21.6
4	1	7.2



Tres Equipos		
Carga del Sistema%	Equipos operativos	Carga del Equipo%
100	1_2_3	90
92	1_2_3	82.8
84	1_2_3	75.6
76	1_2_3	68.4
68	1_2_3	61.2
60	1_2	81
52	1_2	70.2
44	1_2	59.4
36	1_2	48.6
28	1	75.6
20	1	54
12	1	32.4
4	1	10.8

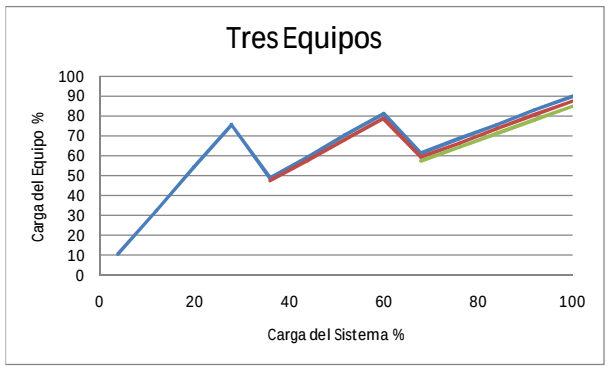


Figura 5-5: Funcionamiento equipos en paralelo

En la Tabla 5-5 se puede apreciar la hoja de datos de un equipos tipo centrífugo, modelo 19XR de 400 toneladas de refrigeración, con su gráfico respectivo en la Figura 5-6.

Tabla 5-5: Hoja de datos Equipo 19XR de 400 TR

	Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Temperatura Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller kW	Eficiencia kW/TON
400 TR	96	24%	8	6,6	1,4	56	0,587
	120	30%	8,3	6,6	1,7	71	0,592
	160	40%	8,9	6,6	2,3	87	0,544
	200	50%	9,5	6,6	2,9	104	0,520
	240	60%	10,1	6,6	3,5	123	0,513
	280	70%	10,7	6,6	4,1	143	0,511
	320	80%	11,3	6,6	4,7	165	0,516
	360	90%	11,9	6,6	5,3	190	0,528
	400	100%	12,5	6,6	5,98	223	0,558

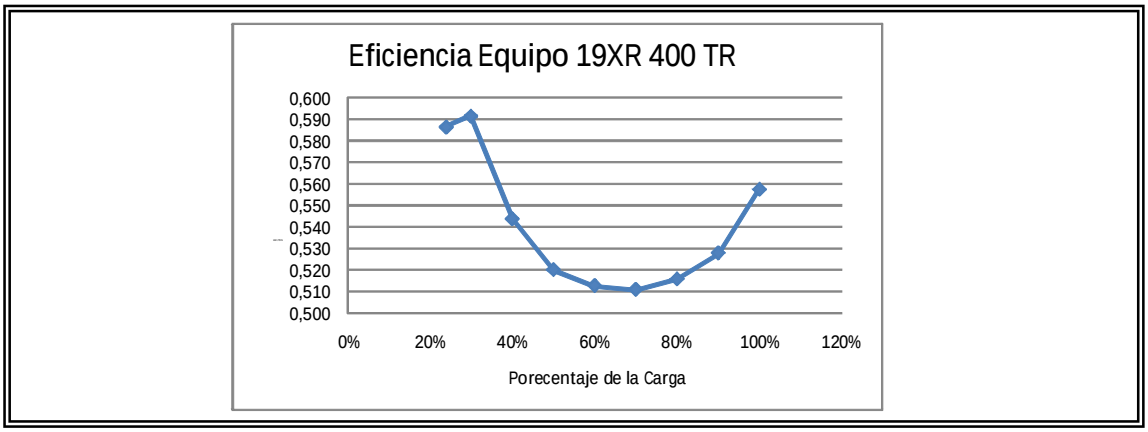


Figura 5-6: Curva de eficiencia equipo 19XR 400 TR

Como se puede apreciar, la eficiencia de los equipos es óptima en valores cercanos al 75%, carga a la cual la mayor tiempo de la vida útil del equipo desarrolla su operación, También es importante destacar el hecho que a valores cercanos al máximo la eficiencia de los equipos es mas baja, consumiendo mayor energía por cada tonelada de refrigeración que debe abastecer.

De esta forma, con los datos térmicos de los edificios y los datos eléctricos de los equipos es que se puede, a partir de estos, transformar las curvas horarias de toneladas de refrigeración a medidas de potencia, para todos los edificios catastrados.

5.3 Modelación de la Operación de los Equipos

Este capítulo busca representar matemáticamente el funcionamiento de los equipos de aire acondicionado central.

Un equipo de aire acondicionado posee tres circuitos que permiten, ya sea refrigerar o calefaccionar un ambiente, según sea su requerimiento. Esto, porque los equipos, tambien llamados HVAC (*heating, ventilating, and air conditioning*) son capaces de extraer calor desde un lugar, para transmitirlo a un fluido, el que transfiere este calor a otra zona. Así, para su funcionamiento como refrigerante, el calor es extraido desde el interior y transferido al exterior, mientras que para el ciclo de calefacción es exactamente al revés.

De esta forma, se describe los 3 circuitos que utilizan los sistemas de aire acondicionado, los que se observan en la Figura 5-7[13].

El primero de ellos utiliza como fluido un líquido refrigerante de bajo punto de ebullición, que es el encargado de absorver el calor. El refrigerante que ocupan los equipos Carrier es del tipo HFC-134A, de un solo componente químico respetuoso con el ambiente, libre de cloro y por tanto sin efecto sobre el medio ambiente. El elemento fundamental de consumo dentro de los equipos de aire es el compresor, el encargado de hacer cambiar de estado a este flujo refrigerante, y por ende el de mayor impacto en el consumo energético del equipo de forma global. Este hace que el líquido se expanda y entre en ebullición a una temperatura de 3 a 6°C. La energía necesaria para la ebullición la extrae de un flujo de agua que circula por los tubos de un evaporador, el cual, tras perder energía térmica se enfría lo suficiente para ser utilizado en un circuito de refrigeración de líquidos en proceso. Este gas entonces pasa, con ayuda de la aspiración del compresor, a temperaturas de 37 a 40°C para llegar al condensador. En este punto, agua relativamente fria, absorve el calor, pasando el gas a estado líquido, comenzando el ciclo nuevamente.

El segundo circuito comienza cuando el refrigerante absorve el calor del agua, que es el flujo que transporta la refrigeración realmente. Esta es impulsada, a través de una bomba, hacia los distintos pisos cuyo clima quiere acondicionar. De

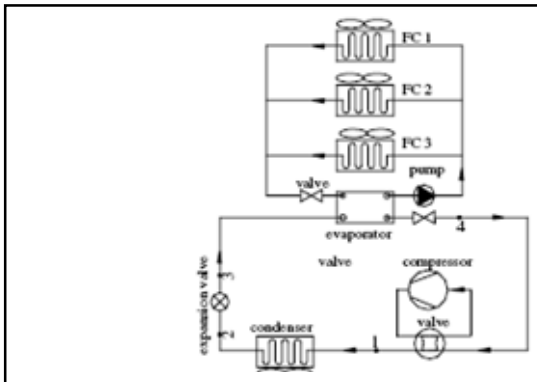
[13] Fuente: Zhang, Wang, Liu, & Wang, 2004

esta forma el agua, que se mantiene producto de este intercambio de calor siempre constante a temperaturas cercanas a 7°C, llega a cada una de las zonas, pasando por un serpentin, en el que se realiza un nuevo intercambio de calor, esta vez entre el agua y un flujo de aire que viene desde el exterior, en los llamados *fan coils*. Aquí, según el requerimiento de frío de la zona a condicionar, se controla la velocidad del ventilador que hace fluir el aire, y el volumen de agua fria que circula por el serpentin. De este modo el agua vuelve al equipo central a temperaturas que dependen de la necesidad de frío que tenga el edificio en el instante de la circulación, y es misión del compresor nuevamente volver la temperatura a niveles normales de 6,6°C.

El tercer ciclo ya fue explicado y es el del aire, que es expulsado frío hacia la zona a refrigerar, para luego salir hacia el exterior o mezclarse nuevamente con el flujo de aire proveniente desde afuera, preparado para climatizar la habitación u oficina, reiniciando el ciclo. La temperatura de confort que debe tener este flujo de aire es normalmente 14°C a la salida del fan coil, el que genera temperaturas de 24°C, considerada como de confort por los estándares internacionales. El detalle de este y otros conceptos referidos al confort serán revisados más adelante.

Se define entonces dos diferenciales de temperatura, uno que para esta investigación se denomina diferencial eléctrico, correspondiente a la diferencias de temperaturas dada por el equipo de aire acondicionado; y el diferencial térmico, dado por la necesidad de frío del edificio.

Se puede ver claramente que el diferencial eléctrico depende de la potencia que el equipo consuma para llevar el flujo de salida del agua siempre a temperaturas de 6,6°C, mientras que el diferencial térmico depende netamente de la temperatura que exista en el área a climatizar. De esta forma, y a modo de ejemplo de la Figura 5-7, si el agua vuelve al equipo central a temperaturas de 12,5°C quiere decir que el edificio exige la máxima capacidad para poder volver a condiciones normales de funcionamiento, operando dentro de los límites dados por el confort. Esta es la condición de equilibrio en operación, que busca ser mantenida en todo el horizonte de funcionamiento, que ambos diferenciales de temperatura determinen el mismo porcentaje de carga, tanto térmica como eléctrica.



Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Temperatura Entrada	Temperatura de Salida	Diferencia
400	100%	12,5	6,6	5,9
360	90%	11,9	6,6	5,3
320	80%	11,3	6,6	4,7
280	70%	10,7	6,6	4,1
240	60%	10,1	6,6	3,5
200	50%	9,5	6,6	2,9
160	40%	8,9	6,6	2,3
120	30%	8,3	6,6	1,7
96	24%	8	6,6	1,4

Figura 5-7: Funcionamiento de los equipos de aire acondicionado

La operación antes descrita define a la temperatura del flujo del agua, tanto en la entrada como en la salida, como el factor clave en la operación, la que determina el funcionamiento de los equipos, y por ende su consumo de energía, y que a través de las tablas de datos de los equipos, puede quedar definida de forma clara en la modelación matemática realizada en esta investigación.

Precisamente esta modelación simula el sensor de temperatura ubicado previo ingreso del flujo del agua al compresor. Este es entonces el que le indica al equipo cual debe ser la potencia consumida para que el sistema continue en equilibrio térmico, en otras palabras, indica la potencia necesaria para que el fluido vuelva a los 6,6°C.

El Anexo C: Tipos de Equipos de Aire Acondicionado Central, muestra las tablas características de todos los equipos de aire acondicionado que disponen los edificios catastrados.

5.3.1 Efecto *payback*

Otro aspecto importante a modelar es el efecto *payback*. En la literatura existen diversas formas de modelar este fenómeno transitorio, correspondiente a la energía necesaria para restaurar el equilibrio térmico existente en el edificio, equilibrio que se ha roto debido al funcionamiento forzado del equipo, generado por los programas CDC. Estas metodologias abarcan distintos métodos para modelar este fenomeno, desde parametrización del efecto (Huang & Huang, 2004), análisis estadístico (Kurucz, Brandt, & Sim, 1996), y, el más utilizado, modelos físicos del efecto *payback* (Nehrir et. al., 1995; Laurent et. al., 1995; Jorge et. al., 2000).

En esta investigación se realiza una simulación basado en el modelo físico del funcionamiento del equipo, cuya operación es controlada por la temperatura de entrada y de salida del agua. En la Figura 5-8 se puede apreciar un ejemplo de la forma en que se modela el efecto *payback*.

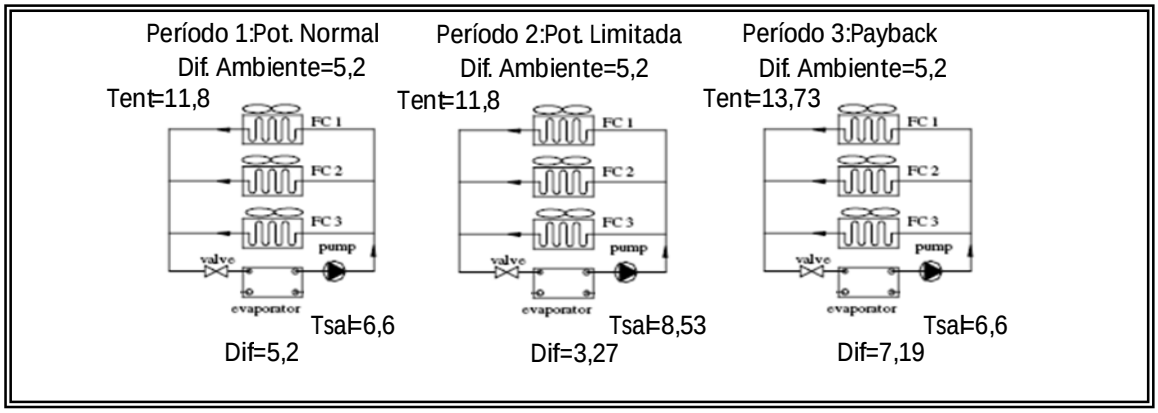


Figura 5-8: Modelación efecto *payback*

Durante el primer período, el equipo se encuentra bajo operación normal, esto se puede apreciar porque el diferencial térmico o ambiente es igual al diferencial eléctrico. En otras palabras, el equipo de aire puede abastecer completamente el requerimiento de frío del edificio.

En el segundo período se produce una limitación de potencia, bajo las mismas condiciones de requerimiento de frío (se puede apreciar pues el diferencial

térmico permanece constante). Sin embargo, al limitar la potencia, el equipo no puede abastecer la demanda térmica mas allá que lo que esta limitación permite, por lo que el diferencial eléctrico solo puede reducir el agua que entra en 3,27°C y no en 5,2°C como ocurre en condiciones normales, esto hace que el flujo en la salida ascienda de 6,6°C a 8,53°C.

En el tercer período aparece el efecto *payback*, generado al reconectar el equipo y configurarlo en operación normal. Se puede apreciar que el agua sube a 8,53°C, pero el diferencial térmico sigue siendo de 5,2°C, con lo que el flujo ingresa al equipo de aire a 13,73°C. Como se mencionó anteriormente, los equipos de aire acondicionado buscan mantener la temperatura constante del flujo de agua a la salida de él a 6,6°C, para lo cual necesita extremar recursos y generar un diferencial de 7,19°C, lo que sugiere un aumento en la potencia necesaria para volver al equilibrio, potencia limitada por la capacidad máxima del equipo. En el caso que la potencia máxima no alcanzara el equilibrio, el efecto *payback* se desplaza al siguiente período, así hasta que ambos diferenciales se homologuen y el sistema alcance el equilibrio.

5.3.2 Control de los equipos

Como último punto importante dentro del funcionamiento de los equipos, cabe destacar el control de la operación que puede ejercese, especialmente en lo referido al control remoto y programado de los equipos.

Este punto parece relevante a la hora de evaluar la factibilidad de este tipo de programas, principalmente debido a que se requiere una comunicación entre el control central de despacho y cada uno de los equipos participantes en los programas.

Primero que todo es importante referirse al control en la capacidad de los equipos. Esto ya que no parece practico el apagar en su totalidad los equipos para llevar a cabo la reducción de carga. Según los manuales, el proceso de puesta en marcha de los equipos es dificultoso, y lento, además de estar limitado a ocho desconexiones máximas en un período de 12 horas. La alternativa que se entrega en los manuales de operación de los equipos es el operar el equipo a carga parcial. Se entrega la posibilidad de a través de un contacto seco, que puede estar disponible a

través de una botonera o de un sistema de control remoto, activado por una señal de 5V, limitar a un porcentaje de potencia dada el funcionamiento del equipo, cuantas veces se quiera. Es esta posibilidad la que se utilizará en el modelo aquí presentado, debido a la flexibilidad de operación que entrega esta posibilidad de control.

El otro punto importante es el como cordinar el control de los equipos participantes en el programa. Todos los equipos distribuidos por Carrier están facultados para ser controlados de forma remota, a través de sistemas tales como radio frecuencia o sistemas en línea a través de internet. Estos controladores no solo supervisan la actividad del compresor de los equipos de aire acondicionado, sino también permite controlar sensores, motores, ventiladores de los *fan coils*, etc. En la Figura 5-9 se puede apreciar un ejemplo de un integrador que cumple esta misión y que está en el catalogo de productos que Carrier tiene a su disposición.

Esta solución se presenta sencilla, económica, además elimina la dependencia del operador del sistema, es un sistema que se enmarca en protocolos abiertos de comunciación, etc.

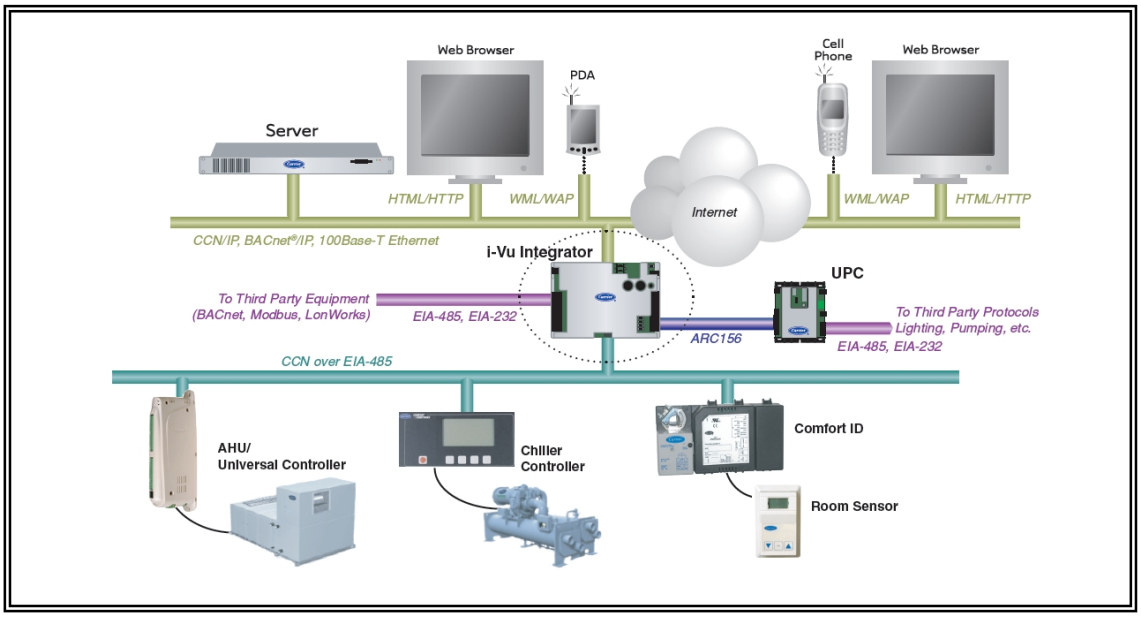


Figura 5-9: Ejemplo de control de Carrier

5.3.3 Confort

El confort térmico se puede definir como la sensación mental que expresa satisfacción con el ambiente térmico (ASHRAE, 1971). Esta definición deja abierto un abanico de distintas sensaciones según las personas, pero enfatiza en el sentido de que el confort es un proceso complejo influido por multitud de variables físicas, fisiológicas, psicológicas y otros procesos distintos.

A pesar que los edificios se diseñan de forma tal de satisfacer las demandas de confort, la complejidad de los procesos involucrados bajo este concepto hacen muy dificil de alcanzar dicha condición para todos los ocupantes de un mismo ambiente interior, por ser una característica subjetiva.

Sin embargo se ha intentado cuantificar la sensación de bienestar térmico, realizando una misma actividad, y con un tipo de vestimenta similar, de forma de definir una “zona de confort” como el área dentro de la curva psicomértica que contiene los rangos entre los que puede variar los parámetros ambientales, para que en un determinado ambiente la mayoría de estos ocupantes mantengan un cierto grado de confort térmico.

Con la finalidad de dar cuenta de todo tipo de ambientes, es decir, con la intención de identificar con un valor de temperatura efectiva estándar ambientes con combinaciones variables de los principales parámetros de confort, se generan subzonas que determinan en el diagrama psicométrico las llamadas zonas de confort, tanto para invierno como para verano. La siguiente figura muestra las zonas de confort cuando la actividad que se realice sea ligera y se lleve puesto, bien sea ropa de invierno, bien sea ropa de verano, tomado de ASHRAE Fundamentals (ASHRAE, 1971).

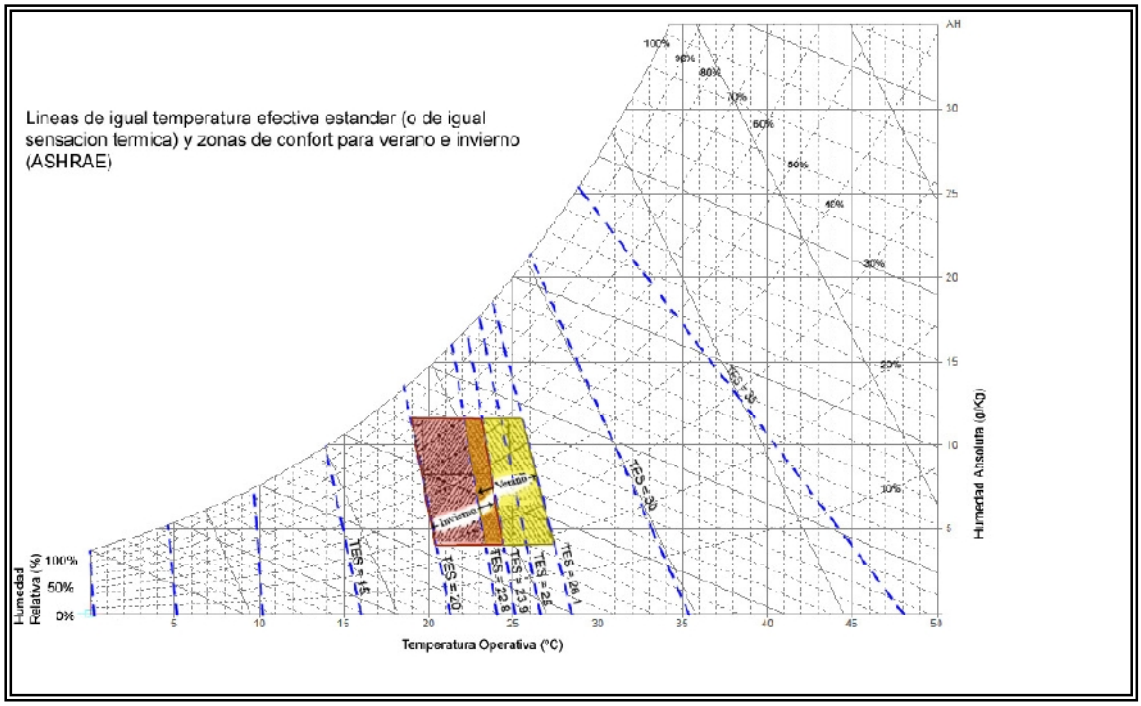


Figura 5-10: Diagrama psicométrico zonas de confort

En la figura puede verse las definiciones del rango operacional entre las cuales puede desenvolverse las temperatura para alcanzar escenarios de confort térmico, el que para el invierno corresponde a temperaturas entre 20 y 24°C, mientras que para el verano el rango va entre los 23 y 26°C.

Sin embargo, para efectos del modelo, se requiere poder identificar la relación entre la temperatura de la superficie a climatizar, con el funcionamiento del equipo de aire acondicionado central, tomando en cuenta que la operación remota del equipo será a nivel de compresor central del equipo, por lo que se debe buscar la correlación entre la temperatura del agua que circula por el circuito principal, y la temperatura ambiental a la que se enfrentarán los usuarios.

Para esto es que, a través de simulaciones realizadas por la empresa Carrier, que se logró obtener la relación entre el flujo de agua, y el flujo de aire que se hace circular al interior de la habitación. Los resultados de esta simulación pueden analizarse en la Tabla 5-6.

Tabla 5-6: Simulación correlación agua/aire para climatización

Temperatura flujo de agua °C	Temperatura flujo de aire °C	Temperatura ambiente °C
6,6	18,00	23
7,6	18,65	23,8
8,6	19,17	24,44
9,6	19,91	25,25
10,6	20,52	25,97

Los valores de las dos primeras columnas son obtenidos mediante las simulaciones mencionadas, sin embargo para la relación entre el flujo de aire y la temperatura ambiental debemos recurrir a un supuesto avalado por los proyectistas de los equipos. Al ser controlado de forma independiente el actuar del equipo *fan coil*, no pudiendo entrar en la operación global planteado en esta investigación, se supone para el modelo que el flujo de aire que ingresa en la pieza es constante, al igual que el flujo de agua que se deja pasar por el serpentín, eliminando la posibilidad de control de él. Esto debido a que cada *fan coil* puede ser controlado de manera individual por los usuarios, por lo que debe suponerse una homogeneidad de su utilización para lograr un parámetro genérico. Además se considera que al ser períodos cortos de modificación del funcionamiento de los equipos, la temperatura del aire exterior más la que se extrae de la habitación, que configuran la temperatura del aire mezclado que pasa por el ventilador, es constante. Esto busca analizar el efecto individual del aumento de la temperatura de la habitación provisto por los cambios en la condición del agua bombeada desde el compresor.

En base a lo anterior es que se puede concluir que a partir de la modificación de un grado en el flujo de agua que llega al *fan coil*, se genera un cambio aproximado de 0,6°C en el flujo de aire que expulsa el equipo, lo que genera un cercano a 0,75°C en la temperatura de la habitación.

De esta forma, se tiene la relación entre la temperatura del agua y la temperatura de la habitación, ya que este rango de 3 grados dados por el confort en la

habitación se transforma en 4 grados en la temperatura del agua que circula por el sistema de aire acondicionado central.

$$23°C < \text{Temperatura de Confort} < 26°C \quad (5.1)$$

$$6{,}6 < \text{Temperatura salida del agua} < 10{,}6 \quad (5.2)$$

De esta forma se plantea la restricción más importante, ya que el control global de los equipos de aire acondicionado debe ser tal de no violar los límites de confort para los usuarios de aquellas construcciones que participen en el programa de control directo de la carga.

5.4 Algoritmos Genéticos

El desarrollo de esta metodología se describe en detalle en el capítulo 6.

6. OPTIMIZACIÓN DEL CONTROL DE LA DEMANDA MEDIANTE ALGORITMOS GENÉTICOS

Hasta este punto de la investigación, se ha logrado dar una representación matemática tanto al funcionamiento eléctrico de los equipos de aire acondicionado central, como al comportamiento térmico de los edificios comerciales presentes en la zona del corredor de Las Condes.

El siguiente paso es definir de forma clara tanto el espacio de búsqueda, como el conjunto de soluciones factibles existentes dentro de este horizonte de optimización. Además se debe establecer una función que determine el desempeño de cada una de estas posibilidades, de modo de poder realizar comparaciones y competencia entre ellas; en conjunto con establecerlas restricciones del modelo.

Posteriormente, se debe definir el criterio de búsqueda de aquella o aquellas soluciones que alcanzan el óptimo para función de desempeño. A este criterio de exploración se le llama método de optimización.

Los problemas de naturaleza combinatoria han sido resueltos por algoritmos particulares para cada problema, usando tradicionalmente una diversidad de técnicas tales como:

- Métodos de gradiente: programación lineal, programación cuadrática, programación entera, programación entera–mixta.
- Métodos enumerativos: búsqueda exhaustiva, programación dinámica, método Branch–and–Bound.
- Métodos de búsqueda aleatoria: sólo buscan al azar y guardan la mejor solución.

Sin embargo, tres son los problemas que pueden encontrarse al ejecutar modelos de optimización de este tipo. El primero tiene carácter temporal, es decir, pueden no resolverse de manera exacta en tiempo razonable, aún cuando se tenga sólo un número moderado de variables.

El segundo problema que puede llevar la aplicación de estos algoritmos es que algunas metodologías pueden tener dificultades para encontrar el óptimo de forma global, entranpándo su búsqueda en óptimos locales.

El tercero es que muchas de estas metodologías carecen de generalidad, pues están desarrollados para la resolución de un problema en particular.

Todo lo anterior ha propiciado el uso de técnicas propias del ámbito de la inteligencia artificial para resolver los problemas. En la actualidad, la investigación se ha dirigido hacia el diseño de técnicas denominadas metaheurísticas, es decir, algoritmos de búsqueda eficientes con respecto al tiempo de cómputo y con cierto grado de certeza de entregar una buena solución.

6.1 Métodos de Optimización Metaheurísticas

Los modelos metaheurísticos son una de las alternativas más utilizadas para los modelos de optimización matemática. El término metaheurística es usado para describir todas aquellas técnicas que, en lugar de usar una aproximación de optimización clásica, van paso a paso generando, evaluando, y seleccionando opciones de expansión. Para hacer esto, realizan búsquedas locales con la guía de reglas lógicas o empíricas y/o sensitivas. El uso de este tipo de algoritmos resulta muy atractivo ya que se pueden encontrar buenas soluciones factibles con un menor esfuerzo computacional que en los métodos tradicionales, sin embargo, no es posible garantizar que se pueda encontrar la solución óptima.

Estas metodologías suelen basarse en procesos naturales de optimización, como la teoría de la evolución, el comportamiento de colonia de hormigas, el templado de los metales, etc. Si bien ambas basan su búsqueda en procesos aleatorios, es importante diferenciar la metaheurística de aquellas búsquedas estrictamente aleatorias. En la literatura, a la metaheurística se le clasifica como técnicas aleatorizadas, debido a que incorporan elecciones aleatorias dentro del proceso, como una forma de guiarlo y de realizar una mejor exploración del espacio de soluciones.

Debido a esta misma naturaleza, los procesos de búsqueda no garantizan la obtención de una solución óptima global, siendo su fin mayor el acercarse lo más posible a ella en un tiempo razonable. Además buscan ser genéricos, a modo de ser solución a una amplia gama de problemas. La particularidad para cada uno de los

distintos problemas trasciende en la forma en que deben codificarse las soluciones, pero el proceso de búsqueda del óptimo es relativamente estándar.

En Martínez García (2003) se da la siguiente definición para los algoritmos metaheurísticos:

> "Los procedimientos metaheurísticos son una clase de métodos aproximados que están diseñados para resolver problemas difíciles de optimización combinatoria, en los que los heurísticos clásicos no son ni efectivos ni eficientes. Los metaheurísticos proporcionan un marco general para crear nuevos algoritmos híbridos combinando diferentes conceptos derivados de: inteligencia artificial, evolución biológica y mecanismos estadísticos"

Dentro de estas metodologías se pueden encontrar:

a) Templado simulado: está inspirado en el comportamiento físico del campo de la metalurgia, del proceso de templado (***annealing***, en inglés), una técnica que incluye calentar y luego enfriar controladamente un material para aumentar el tamaño de sus cristales y reducir sus defectos. El calor causa que los átomos se salgan de sus posiciones iniciales (un mínimo local de energía) y se muevan aleatoriamente; el enfriamiento lento les da mayores probabilidades de encontrar configuraciones con menor energía que la inicial. Basándose en este comportamiento, para cada paso, el proceso considera algunos vecinos del estado actual, y probabilísticamente decide si cambiar el sistema a otro estado o quedarse en el estado actual. Las probabilidades se escogen para que el sistema tienda finalmente a estados de menor energía. Este paso se repite hasta que se alcanza un estado suficientemente bueno para la aplicación o hasta que se cumpla cierto tiempo computacional dado.
b) Búsqueda Tabú: los conceptos básicos de BT son memoria y movimiento. Respecto a la memoria, este algoritmo se dota de una capacidad de almacenar los últimos movimientos realizados, característica que es utilizada para recordar aquellas rutas que hacen volver a soluciones ya exploradas, impidiendo dicha evolución. Se caracteriza por utilizar estructuras de memoria de forma de escapar de los óptimos locales. Su filosofía es derivar y explotar una colección de estrategias inteligentes para la resolución de problemas, basadas en procedimientos implícitos y explícitos de aprendizaje.

El proceso iterativo de búsqueda se desarrolla a partir del movimiento desde un estado hacia otro, perteneciente a su vecindad, que entregue una mejor solución al problema global, desarrollándose un criterio que permite ir más allá de un óptimo local. A diferencia de las metodologías tradicionales de búsqueda, no existe un criterio de detención cuando no se encuentra en la vecindad una mejor solución que provea de una solución mínima. De esta forma se evita que el algoritmo se entrampe en un óptimo local, y permite la evolución hacia la búsqueda del óptimo global.

c) Algoritmos Genéticos: La base de este tipo de algoritmos es codificar las soluciones, determinar los valores mínimos para la función objetivo, y generar descendencia a través de procesos de apareamiento y mutación, con un criterio heurístico de finalización de la búsqueda del óptimo del problema. Las últimas investigaciones para resolver problemas como los que se presentan en esta investigación se han centrado en el desarrollo de técnicas heurísticas como algoritmos genéticos para la búsqueda de los vectores solución que minimicen la demanda de punta. Esto principalmente debido a que la resolución del modelo usando esta metodología se ve facilitada por la naturaleza del problema mismo, en el que se debe optimizar el encendido y apagado de los equipos, en forma de trenes compuestos de 0 y 1s. En el Anexo E: Descripción de los Algoritmos Genéticos se realiza una descripción más detallada de estos algoritmos.

7. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

7.1 Modelo Matemático

Con todos los antecedentes previamente descritos, el siguiente paso es describir el modelo de optimización que esta investigación busca construir de modo de reducir la demanda de punta de la subestación Vitacura, de modo de lograr una posposición o evasión del requerimiento de nuevas inversiones en capacidad.

El modelo se puede resumir a través de las siguientes ecuaciones:

$$Min\ Max_{x\,(i,n)}\{P_i - \sum_n x_{i,n} \times Carga\ Gestionable_{i,n} + \sum_n x_{i,n} \times Payback_{i,n}\} \quad (7.1)$$

$$s.a$$

$$6{,}6°C \leq Temperatura\ de\ Salida_{i,n} \leq 10{,}6°C \quad (7.2)$$

$$donde:$$

$$i = períodos\ de\ 15\ minutos\ en\ horizonte\ de\ optimización \quad (7.3)$$

$$n = número\ de\ edificios \quad (7.4)$$

$$x_{i,n} = tren\ de\ pulsos\ binario \quad (7.5)$$

$$IP_{i,n} = indice\ payback \quad (7.6)$$

$$Carga\ Gestionable_{i,n} = Carga\ Equipo\ A/C_{i,n} - Limitación\ de\ la\ Carga_n \quad (7.7)$$

$$Payback_{i,n=}P(Temperatura\ de\ Entrada_{i,n}) - Carga\ No\ Controlada_{i,n} \quad (7.8)$$

$$Carga\ Controlada_{i,n} = Min\{MaxEquipo_n, Carga\ No\ Controlada_{i,n} - x_{i,n} \times Carga\ Gestionable_{i,n} + Payback_{i,n}\} \quad (7.9)$$

$$Temperatura\ de\ Salida_{i,n} = \begin{Bmatrix} 6{,}6\ °C & si\ x_{i-1,n} = 0\ y IP_{i,n} = 0 \\ Temperatura\ de\ Entrada_{i-1,n} - (T(Carga\ Controlada_{i-1,n)}) - 6{,}6°C) & e.o.c. \end{Bmatrix} \quad (7.10)$$

$$Temperatura\ de\ Entrada_{i,n} = \begin{Bmatrix} T(Carga\ No\ Controlada_{i,n}) & si\ x_{i-1,n} = 0\ y IP_{i,n} = 0 \\ Temperatura\ de\ Salida_{i,n} + (T(Carga\ No\ Controlada_{i,n}) - 6{,}6°C) & e.o.c. \end{Bmatrix} \quad (7.11)$$

De esta forma se procede a explicar ecuaciones y parámetros que le dan sentido matemático al modelo de funcionamiento de los equipos de aire acondicionado.

Primero que todo, resulta fundamental comprender la manera en que se establece el horizonte de búsqueda para este modelo de optimización. La literatura habla generalmente de períodos de entre 15 a 20 minutos como unidad de optimización. Para este trabajo, y en conjunto con detalles de funcionamiento entregada por expertos de la empresa Carrier, es que se define como unidad de operación ciclos de 15 minutos. Esto principalmente debido a que los equipos suponen este intervalo de tiempo como suficiente para mantener, en la totalidad del período, las condiciones constantes de temperatura en el flujo de agua que circula entre las distintas superficies a climatizar. Todas las consideraciones de operación se contemplan al inicio del intervalo, de forma de facilitar el análisis.

Otro supuesto importante es que al ser los datos de potencia, entregados por Chilectra, muestras promedio para cada hora, es que se considera una demanda plana para cada uno de los 4 períodos de 15 minutos que tendrá cada hora, con igual consumo.

Por otro lado, el largo del período de optimización guarda relación con la magnitud de la demanda de punta que busca ser reducida. La extensión del horizonte de búsqueda también es fundamental para la convergencia rápida del modelo, pues si este se extiende en demasía la cantidad de soluciones a evaluar aumenta exponencialmente, generando dificultades en la búsqueda del óptimo. Es por esto que se define para la solución presentada, una búsqueda de cuantas horas debe evaluarse el proyecto, como algo particular, dependiente de la cantidad de carga gestionable que pueda hacerse participante en el programa. La literatura y los resultados preliminares hablan de valores sobre el 10% de la carga gestionable que puede ser reducido, por lo que es esta primera estimación la que podría dar una luz respecto a cuantas horas, en aquellos días de demanda máxima, debe ser aplicado el programa de CDC, tomando en cuenta la curva de carga de la subestación para las horas que se busca ejecutar el programa. Tomando en cuenta estas consideraciones, es que se define un horizonte de optimización de dos horas, desde las 15 a las 17 hrs,

lo que define soluciones de 8 bits, representantes de cada uno de los 8 períodos de 15 minutos que forman este intervalo.

Una vez definido el espacio de búsqueda, se procede a determinar el modelo matemático que simula la ejecución del programa de control de la carga. El escenario a optimizar está dado por la demanda de punta de la subestación Vitacura para el día en que se requiera ejecutar el programa CDC, curva que es generada a partir del modelo predictor de carga dado por el modelo desarrollado en el Capítulo 5.1 y que es definido de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$Min_k \sum_t (P(k,t) \times \left(T_{Pronosticada}(k,t) - T_{\text{Año } 2006}(k,t)\right)^2) \quad (7.12)$$

$k=1\ldots365$ *(días del año)*

$t=1\ldots24$ *(horas)*

$$P(k,t) = \frac{Carga_{\text{Año } 2006}(k,t)}{\sum_t Carga_{\text{Año } 2006}(k,t)} \quad (7.13)$$

$$Carga_{Pronosticada}(t) = Carga_{\text{Año } 2006}(t^*) * FactordeCrecimiento \quad (7.14)$$

Donde P(k,t) corresponde al factor que da mayor importancia al match en aquellos períodos de demanda máxima para del día k, a la hora t. El factor de crecimiento se establece, según datos de la distribuidora, en 9% anual para los siguientes 5 años.

En la Figura 7-1 se muestra la forma en que opera el predictor. A modo de ejemplo, en la primera columna se encuentra el vector de temperaturas pronosticadas para el día Jueves 27 de diciembre de 2007, y es a partir de dicha información que se busca el match óptimo con las temperaturas del 2006 que se encuentran en la base de datos. El resultado de este proceso determina que es el día miércoles 6 de diciembre de 2006 el que genera el menor error cuadrático entre ambos perfiles de temperaturas. De esta forma, y aplicando el factor de crecimiento de demanda al perfil de carga de la solución encontrada, se obtiene el escenario de carga de la subestación, para el día a optimizar.

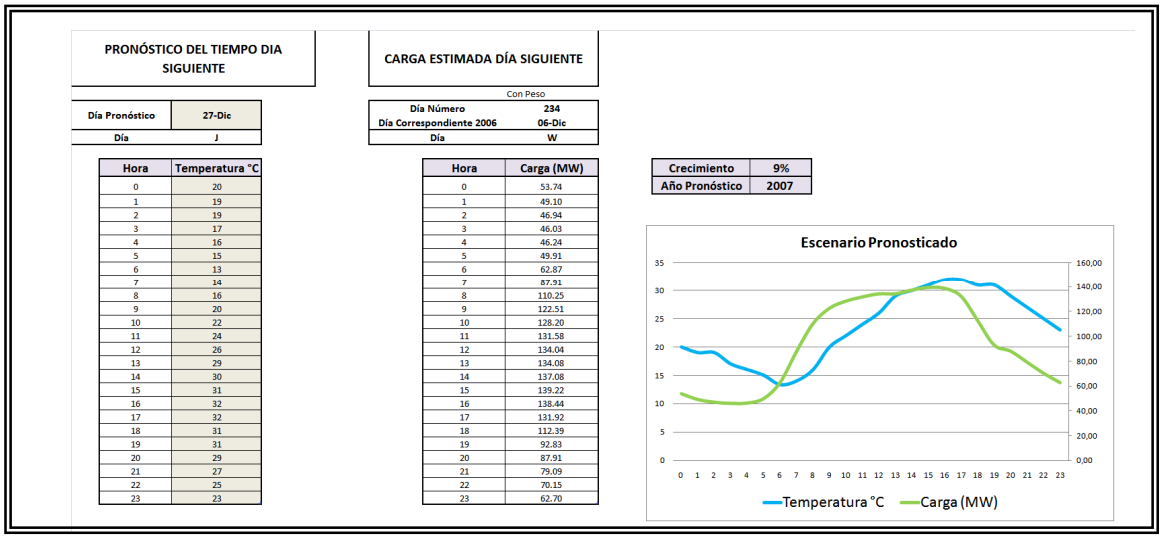


Figura 7-1: Predictor de carga

La función objetivo, como se ha mencionado en el cuerpo de este informe, es entonces el minimizar la demanda máxima de la subestación Vitacura, sujeta a las restricciones de confort dadas por la condición descrita en el capítulo 5.3.3. Esta demanda de la subestación esta dada, para cada hora, por la acción conjunta de la carga resultante del predictor recién descrito, menos la carga gestionable, aplicada en el caso de que el modelo determine la acción del programa en dicho período de tiempo, más el efecto *payback*, en el caso que este estuviera presente.

La carga gestionable, definida por la ecuación 7.7, está dada por la diferencia entre la curva horaria gestionable, dado por el modelo explicitado en el capítulo 5.2, y el nivel de limitación de demanda convenido para los equipos. En la Figura 7-2 se muestra un ejemplo de lo que representa el nivel de carga gestionable, con una limitación de 40% de la carga para el edificio Alsacia, en el día de mayor temperatura proyectada para el mes de Diciembre.

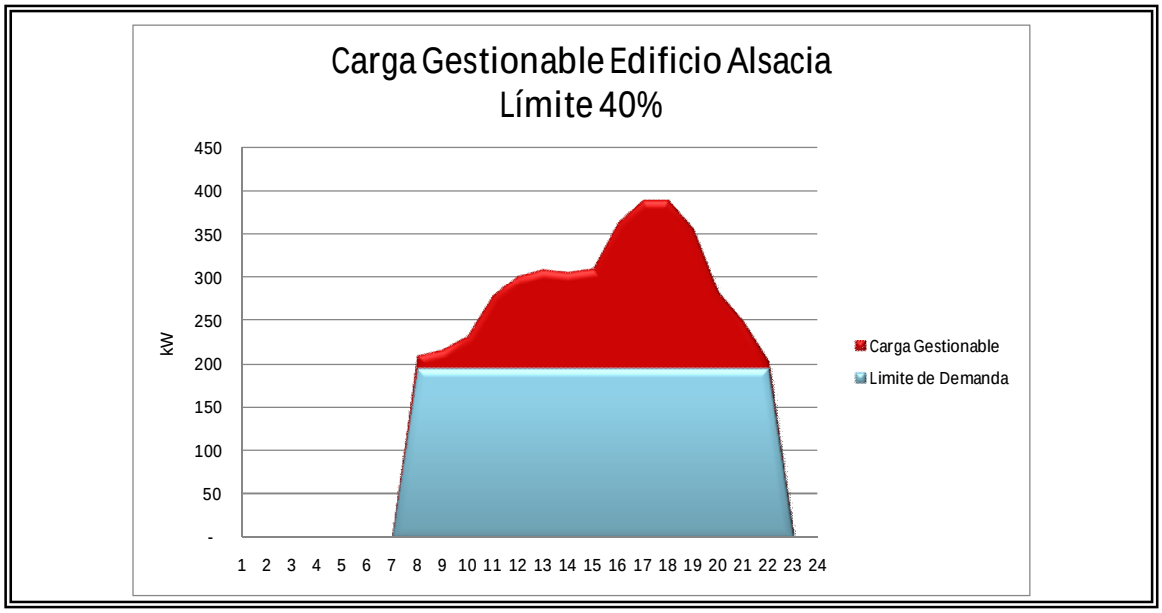


Figura 7-2: Nivel de carga gestionable edificio Alsacia

Respecto al efecto *payback*, se crea el índice *payback*, el cual identifica su acción en el momento en que los diferenciales de temperatura, dados entre la temperatura de entrada y de salida del flujo del agua del compresor para el período previo, no alcanzan el equilibrio, requiriendo de un mayor consumo para lograr recuperar tal estado. Respecto a la magnitud en sí de este efecto, queda determinado en función de la temperatura de entrada del flujo, es decir, dada una cierta temperatura de entrada, se calcula la potencia requerida por el equipo para recuperar los 6,6°C que debe tener en la salida del compresor, bajo condiciones normales de operación, función obtenida a través de curvas de funcionamiento desarrolladas a partir de las hojas de datos de los equipos.

Respecto a la ecuación 7-9, es importante recalcar que los equipos pueden dar abasto a este aumento en el consumo debido al efecto *payback* en la medida que la capacidad máxima a la que pueden operar estos equipos lo permita. Además se debe tener en cuenta el hecho de que a niveles de capacidad máximos, los equipos presentan ineficiencias si se compara con la operación normal a 75 o 50% de capacidad, tal como se muestra en la Figura 5-6, lo que genera un aumento en la energía consumida.

Por último es importante definir la función de las temperaturas del flujo, tanto a la entrada como a la salida del compresor, debido a que son estos los parámetros físicos que determinan el funcionamiento de los equipos. (Ecuaciones 7-10 y 7-11)

La temperatura de salida del flujo debe mantenerse idealmente en 6,6°C, sin embargo bajo condiciones de control externo de los equipos, esta condición de equilibrio se rompe. Esto ocurre principalmente porque a través del control forzado, el equipo de aire acondicionado puede reducir la temperatura del flujo en tantos grados como permita dicha limitación, mientras que el diferencial térmico de temperatura existente entre el flujo de agua y el flujo de aire inyectado hacia el recinto a climatizar es independiente de control alguno, lo que genera esta pérdida del equilibrio con el consiguiente aumento de la temperatura de las superficies a climatizar. En el caso de estar bajo el efecto *payback*, la temperatura a reducir depende de la carga a la que el equipo haya estado funcionando en el período de control precedente. De esta forma, la temperatura de salida está dado, tanto para la limitación como para el *payback*, por la temperatura de entrada del agua en el período anterior, más el diferencial de temperatura dado por la carga controlada en dicho período.

Para el caso de la temperatura de entrada, el proceso es similar al anterior. En caso normal, la temperatura de entrada depende de la potencia que esté utilizando el equipo para climatizar el edificio, sin embargo al momento de limitación o de payback, la temperatura de entrada será definida por la temperatura de salida del agua en ese momento, más el diferencial térmico dado por el requerimiento de frío que posea el edificio en ese momento.

7.2 Aplicación de los Algoritmos Genéticos

El siguiente paso es desarrollar el algoritmo de optimización, siguiendo las indicaciones dadas en el Anexo E: Descripción de los Algoritmos Genéticos.

a) Inicialización de las soluciones: tomando en cuenta la naturaleza del problema, es que la solución no debe ser codificada sino explicitada tal cual es, un vector de 8 bits, representando cada uno de los 8 períodos de 15 minutos entre las 15 y 17

hrs. Para el modelo desarrollado en esta investigación, un 1 significa que la operación del equipo es modificada, por lo que su funcionamiento es limitado, mientras que un 0 indica el estado de operación normal.

La idea tras la inicialización de las soluciones es que cada individuo perteneciente a una generación este constituido de una matriz con tantas filas como edificios participen en el programa. La representación gráfica de cada generación puede verse en la Figura 7-3.

Posteriormente se evalúa la totalidad de soluciones, es decir las 2^8 combinaciones posibles de 0 y 1, en la restricción de temperaturas enunciada en la ecuación 7.2, de forma de obtener el universo total de soluciones factibles para el problema.

b) Generación de la población inicial: la primera población de soluciones es generada de forma aleatoria, con una mayor probabilidad de encontrar un 1 en los primeros 4 bits de cada uno de los vectores solución, y con igual probabilidad para los 4 últimos, siempre procurando que dichas soluciones pertenezcan al espacio de soluciones factibles por cada edificio. Esto debido a que la demanda de punta se encuentra en la primera hora, es decir, en los primeros 4 bits. De esta forma se asegura comenzar con una población más cercana al óptimo que en el caso que las probabilidades fueran uniformes a lo largo del vector. Los valores escogidos, después de algunas pruebas, son 0,75 para los 4 primeros y 0,5 para los 4 últimos. Para efectos de esta investigación se considera una población formada por 20 individuos. Una generación mayor solo genera un aumento en los tiempos de cómputo, sin entregar una mejora significativa en los resultados del modelo.

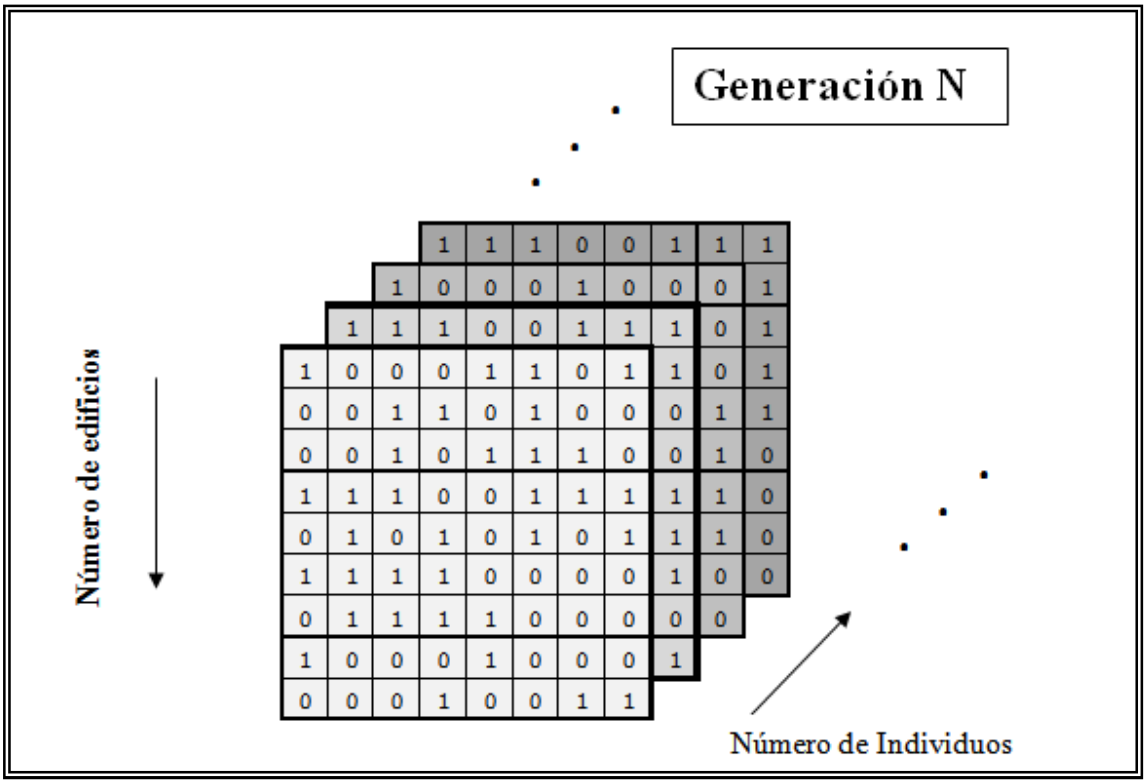


Figura 7-3: Inicialización de las soluciones

c) Evaluación de la población: la función de adaptación será la misma que la del modelo a optimizar, por la simplicidad de este, correspondiente a minimizar la demanda máxima para toda hora. A partir de este valor, es que las soluciones compiten por su mejor adaptación al ambiente, al minimizar la función objetivo.

d) Selección de los individuos a reproducir: la selección de individuos padres a reproducir se lleva a cabo mediante torneo. Se escogen dos individuos al azar, con igual probabilidad, y se hacen competir buscando el menor valor dentro de la función de adaptación. Encontrada la mejor de las dos soluciones, se busca el segundo padre de forma aleatoria. De esta manera se asegura mayor diversidad en las soluciones a reproducir, asegurándose que al menos uno de los dos tiene una buena adaptación.

e) Reproducción de los individuos: En Gil Sagás (2001) se desarrolla un algoritmo de despacho de generación para un sistema hidrotérmico basado en algoritmos

genéticos, en el que se utiliza métodos de reproducción similares a los que se usan en esta investigación.

De esta forma, se utilizan dos tipos de cruzamiento, el cruzamiento de ventana y cruzamiento de dos puntos, ambos del tipo multipuntos. La mutación tiene probabilidad 1 de ser realizada, repartiéndose cada tipo la mitad de la probabilidad, asegurando de esta forma, que si no se ejecute una, se ejecute la otra.

- Cruza de ventana: para este método, se escogen al azar 4 números, representantes a dos columnas y dos filas de las matrices solución. Estos valores son aplicados a ambos padres, generándose 4 submatrices. Al combinarse, estas generan dos nuevos hijos, de los cuales solo sobrevive el que tenga mejor adaptación al ambiente, es decir, aquel que obtenga una menor demanda de punta para el sistema. De forma gráfica, lo recién explicado puede apreciarse en la Figura 7-4.

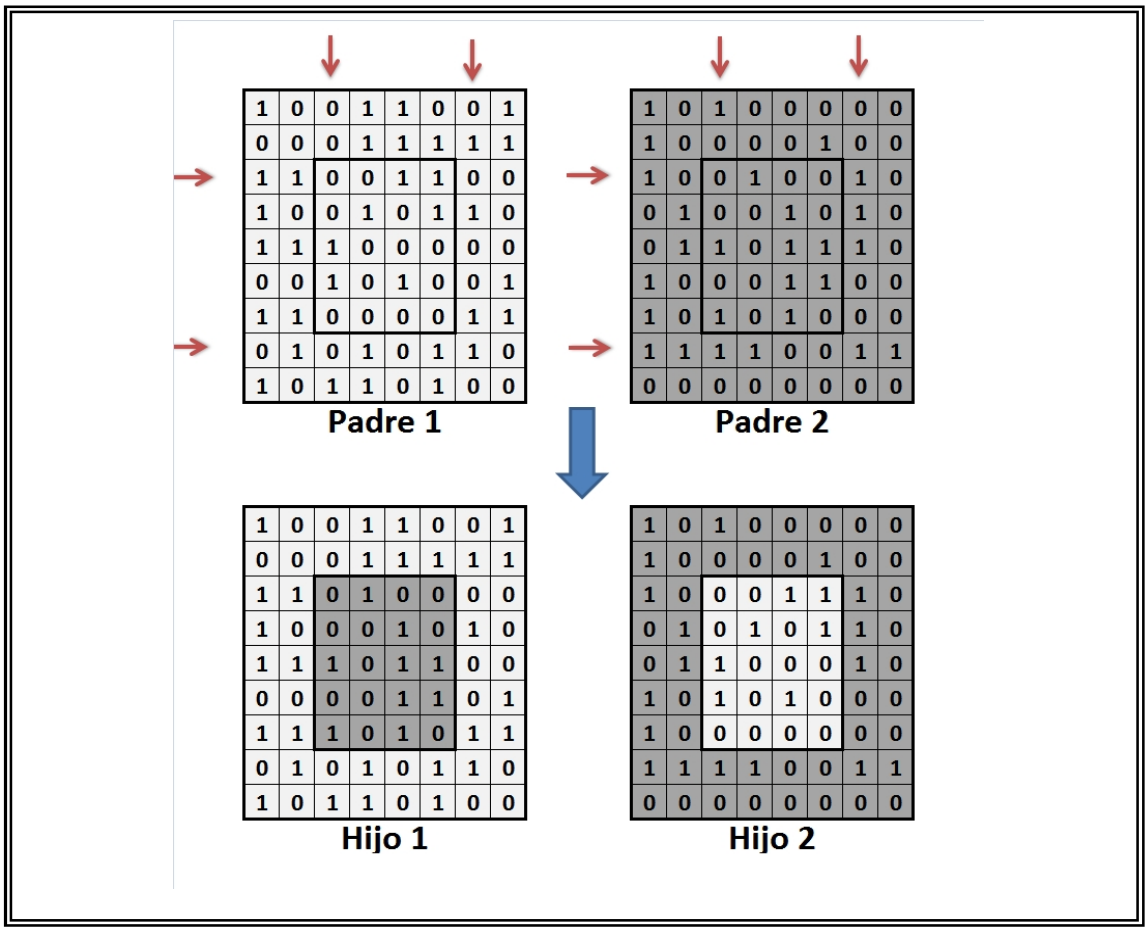


Figura 7-4: Cruzamiento de ventana

- Cruzamiento de dos puntos: es similar al método anterior, con la diferencia que para este método se considera la totalidad de las filas, por lo que sólo se generan dos números que determinan cuales columnas deben ser tomadas en cuenta para la generación de las 4 submatrices. De igual forma que la anterior, se generan dos hijos, de los cuales sólo sobrevivirá aquél de mejor desempeño en la función objetivo. La representación gráfica puede apreciarse en la Figura 7-5.

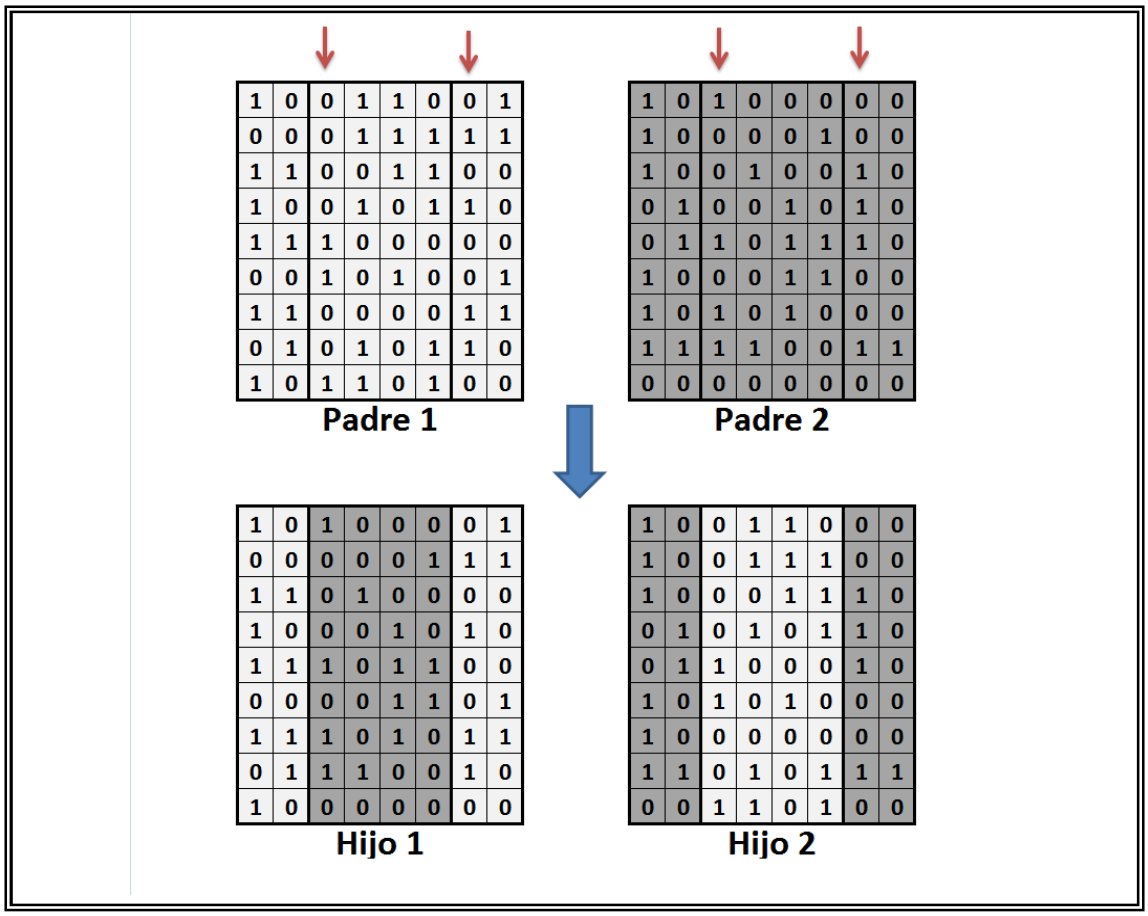


Figura 7-5: Cruzamiento de dos puntos

f) Este proceso de cruza se repite hasta lograr completar la nueva población de hijos, de igual cantidad de individuos que la que formaban los padres, que para esta investigación es de 20 integrantes por generación. Es importante tomar en cuenta que los hijos son revisados de forma que siempre la nueva solución pertenezca al espacio de soluciones factibles. Si así no lo fuera, el proceso se repite hasta que la solución sea factible.

g) Mutación de los individuos: en esta investigación se realiza una mutación aleatoria, donde se definen dos probabilidades. Una determina la probabilidad de que la fila n, es decir, el edificio n, este sujeto a la mutación de alguno de sus bits. Esta se denomina Pedificio y se le asoció un valor de 0,1. La otra probabilidad de mutación determina, estando ya en la fila correspondiente a la operación de un

edificio, si es que alguno de sus bits debe o no mutar de un 1 a un 0 o viceversa. Esta se denomina Pbit y se le asigna un valor de 0,01.

h) Refresco: este operador busca dar mayor variabilidad al espacio de soluciones. Su función es, después de pasadas un cierto número de soluciones, refrescar de forma aleatoria, bajo el mismo concepto que la inicialización de soluciones, a toda la población, exceptuando aquella que mejor se adapte al sistema, la que se mantiene para generaciones posteriores, buscando competencia en esta nueva población. Para esta investigación el refresco se realiza al completar 20 generaciones.

i) Criterio de convergencia: para esta investigación se escoge como criterio de convergencia el número máximo de iteraciones, correspondiente a 1000 generaciones. Un número mayor no genera mejoras sustanciales en las soluciones y si un aumento en el tiempo de computo de la solución.

8. RESULTADOS

En este capítulo se expondrán los resultados obtenidos a partir del modelo desarrollado para esta investigación. Estos resultados se dividen en tres procesos de modelación.

El primero corresponde al total de edificios catastrados, en su totalidad clientes de la empresa Carrier. Estos presentan datos reales de los equipos, sin embargo es sólo una muestra del total de edificios de oficinas clase A existentes en el corredor de Las Condes, por lo que su alcance total dentro de la carga de la subestación no tiene una magnitud relevante.

Para realizar un análisis del efecto real que actualmente podría tener la aplicación de programas de control directo de la carga en esta zona, a través de los equipos de aire acondicionado central, es que se realiza una proyección tomando en cuenta el total de m^2 construidos en la zona, y utilizando los edificios catastrados como bloque de control. De esta forma, se proyecta este grupo tantas veces se pueda, hasta obtener valores aproximados del total de oficinas construidas, tomando en cuenta el catastro real de oficinas clase A presentado en CB Richard Ellis (2007).

Por último, una tercera modelación trata de buscar las condiciones futuras en el corredor de Las Condes, principalmente a lo referido a la instauración tanto del complejo Costanera Center como el Titanium la Portada, de forma de estimar el alcance, tomando en consideración los resultados anteriores, de la aplicación de un programa como el que aquí se presenta en la zona referida.

8.1 Escenario de Carga Clientes Carrier

En la Tabla 5-1 se presentó el catastro de clientes que la empresa Carrier posee en la zona del corredor de Las Condes. Entre todos se reúnen cerca de 600.000 m^2 de edificios de oficinas clase A construidos. De esta forma, a partir de la metodología descrita en el capítulo 5.2, es que se puede obtener la curva de carga gestionable total para la subestación Vitacura, curva que puede apreciarse en la Figura 8-1.

Este perfil de cargas horario, es equivalente a la suma de las curvas de todos los edificios clientes de Carrier en la zona del corredor de Las Condes, para los

meses de verano en sus días de mayor temperatura, cuyo máximo se encuentra en el mes Diciembre con 7,5 MW de potencia gestionable.

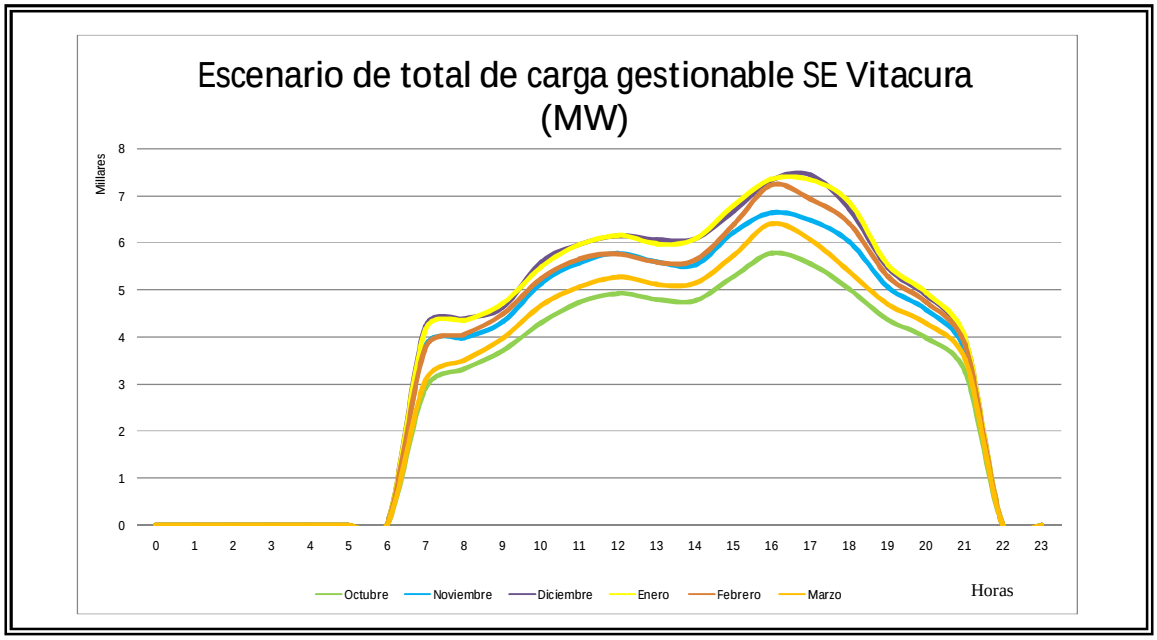


Figura 8-1: Curva de carga gestionable SE Vitacura

Para ver el alcance que tiene esta curva gestionable en la carga total de la subestación, es que se presenta en la Figura 8-2 un ejemplo de lo que ocurre para el día de mayor temperatura en el mes de Diciembre.

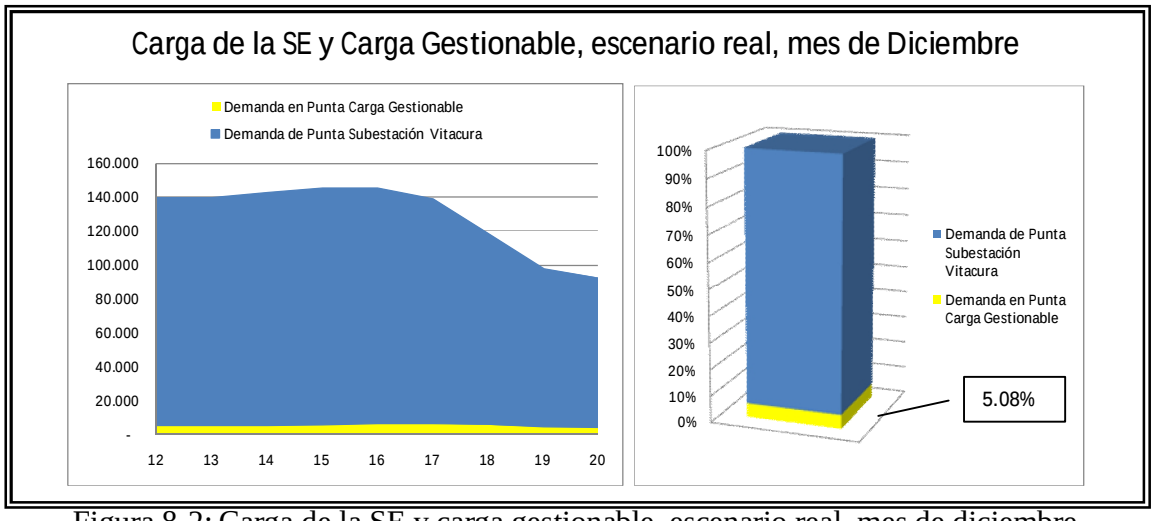


Figura 8-2: Carga de la SE y carga gestionable, escenario real, mes de diciembre

Claramente se puede apreciar que el impacto en la carga de la S/E generado por la carga gestionable total de los equipos de aire acondicionado central es muy pequeña. Esto porque la demanda de punta de la carga gestionable alcanza un 5,08% del consumo máximo de la subestación, con un alcance de 4,56% en el período de demanda máxima de la SE, es decir las 15 horas.

De esta forma, se procede a probar el modelo para distintos niveles de limitación de carga en los ciclos de operación de los equipos, en un rango entre 80 y 40% de capacidad. En la Figura 8-3 se puede apreciar un resumen, mostrando los valores promedio de convergencia para cada uno de los valores de limitación de capacidad presentados a continuación.

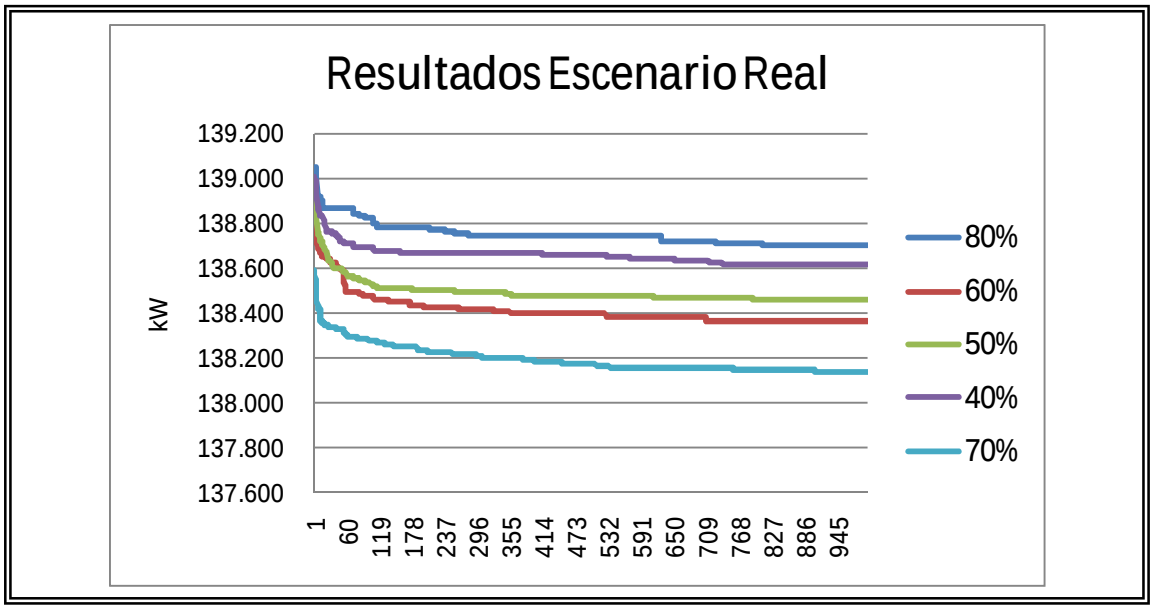


Figura 8-3: Valores promedio de reducción, para todos los niveles de reducción, escenario real

Tabla 8-1: Valores promedio reducción de la demanda de punta, escenario real

	Porcentaje de Limitación	Carga Máxima S/E kW	Reducción kW	Porcentaje de Reducción
Escenario Real (Demanda Máxima 139,222 kW)	80%	138.702	520	7%
	70%	138.140	1.082	15%
	60%	138.366	856	12%
	50%	138.462	760	11%
	40%	138.617	605	9%

a) 40% de Capacidad: La limitación de 40% es la menor que se puede utilizar para los programas limitadores de carga que poseen los equipos instalados por Carrier, según las hojas de datos de los dos equipos que los edificios catastrados utilizan para condicionar ambientes. Se debe recordar que una desconexión total de los equipos tiene barreras operacionales, principalmente a lo que se refiere a número de desconexiones diarias y a los requerimientos temporales de puesta en marcha para estos equipos.

Para este nivel de limitación es que entonces se propone 5 simulaciones del modelo de minimización construido en esta investigación, cuyos resultados se muestran en la Figura 8-4.

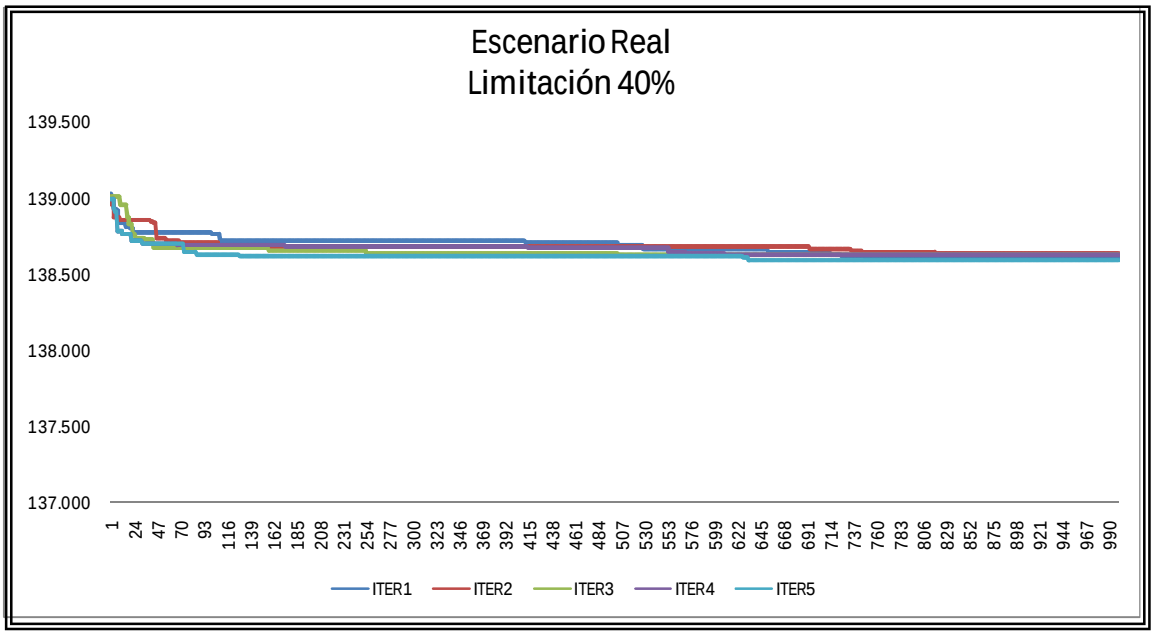


Figura 8-4: Simulación de la minimización, limitación 40%, escenario real

De la figura, se puede apreciar que asintóticamente las soluciones convergen a valores cercanos al 138.617 kW de demanda máxima, lo que corresponde al 9% del total de carga gestionable, es decir, de un universo de carga gestionable correspondiente al 5% de la carga total de la subestación, se puede reducir, con el catastro real, 605 kW lo que corresponde a un 0,5%, del total.

Estos bajos resultados son atribuidos a que el efecto *payback* generado con esta gran limitación, compensa a la reducción de la carga que se genera a través de esta metodología. Además, a través de esta restricción en la operación de los equipos se genera una menor cantidad de combinaciones factibles para el problema, lo que se traduce en una menor posibilidad de participación de múltiples interrupciones en el funcionamiento de los equipos por edificio, limitando el potencial porcentaje de carga a reducir.

b) 50% de Capacidad: Este nivel de limitación permite tener un mayor número de soluciones factibles que para el caso anterior, lo que genera una mayor interacción entre la limitación de los equipos, la reducción de la punta y la evasión del efecto *payback*. Los resultados de la convergencia de estas simulaciones se pueden apreciar en la Figura 8-5.

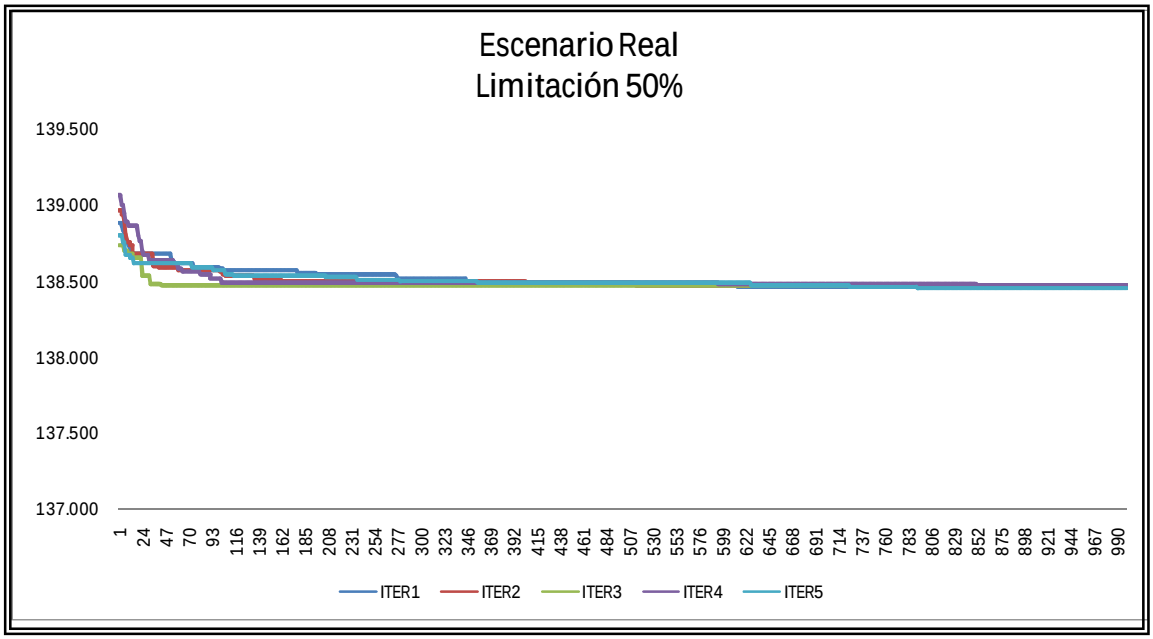


Figura 8-5: Simulación de la minimización, limitación 50%, escenario real

Como se puede apreciar, el resultado de la minimización de la demanda de punta, con valores de limitación de 50%, es de un valor cercano al 11% del universo total de carga gestionable reunida con el catastro de clientes Carrier para la zona del corredor de Las Condes, lo que corresponde a un 0,55% de la carga total de la subestación.

c) 60% de Capacidad: los valores de simulación para este nivel de limitación se pueden apreciar en la Figura 8-6.

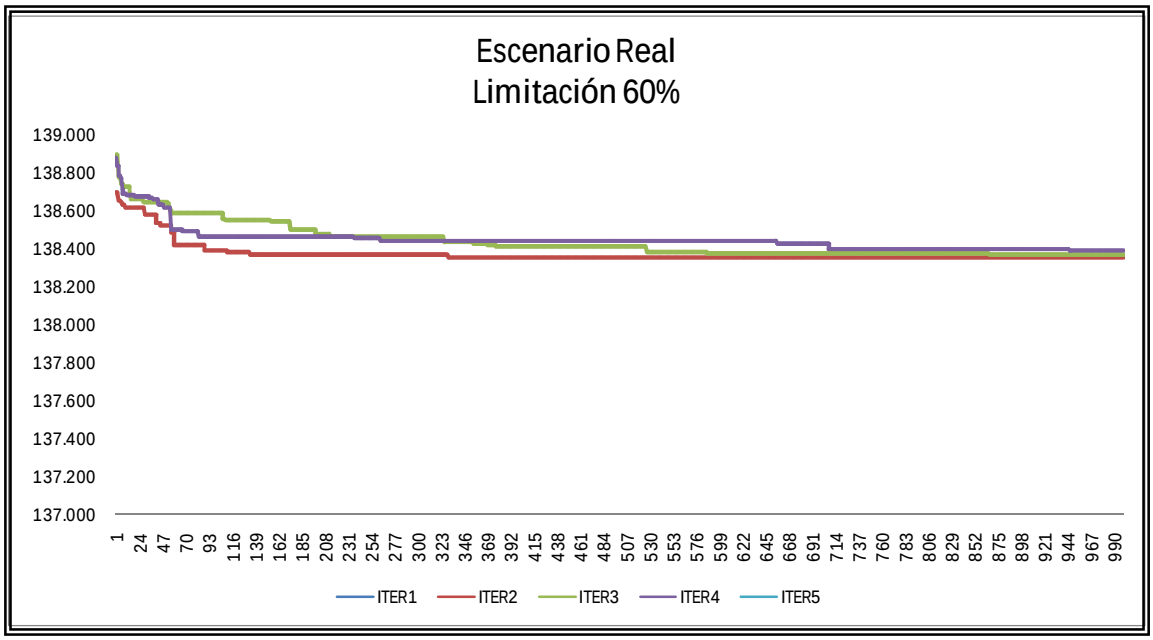


Figura 8-6: Simulación de la minimización, limitación 60%, escenario real

Se puede concluir que con una limitación de capacidad de 60% para la operación de los equipos de aire acondicionado central se puede disminuir un 12% de la demanda gestionable, correspondiente al 0,6% de la carga a nivel de subestación.

d) 70% de Capacidad: el nivel de operación a limitar corresponde al 70% de la carga total del equipo. Los resultados obtenidos pueden verse en la Figura 8-7.

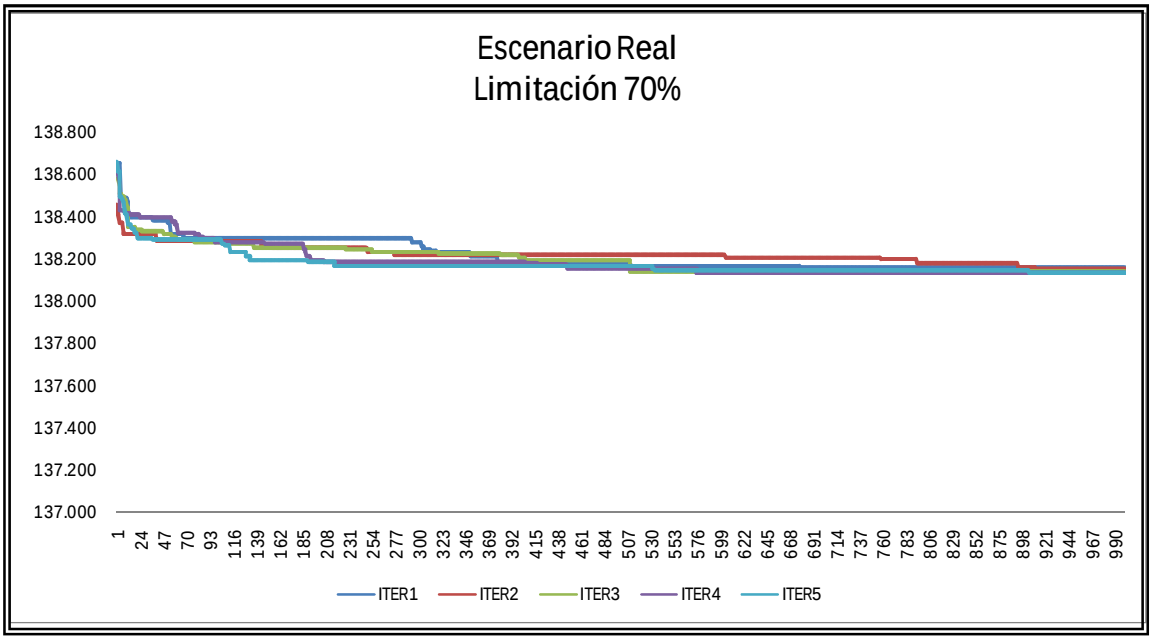


Figura 8-7: Simulación de la minimización, limitación 70%, escenario real

Se observa que con este nivel de limitación se puede reducir un 15% el total de carga gestionable, correspondiente a un 0,77% de la demanda de punta de la subestación Vitacura. Es esta entonces la restricción que entrega mejores resultados al problema aquí planteado, principalmente debido a la diversidad de soluciones que se presentan factibles al problema, al estar limitada la operación a valores cercanos al funcionamiento normal de los equipos, y al poseer un mayor manejo en la relación reducción de demanda versus control del *payback* al que se ve enfrentado, al interrumpir los ciclos normales de operación de los equipos de aire acondicionado central.

e) 80% de Capacidad: el último nivel de operación a limitar corresponde al 80% de la carga total del equipo. Los resultados obtenidos pueden verse en la Figura 8-8.

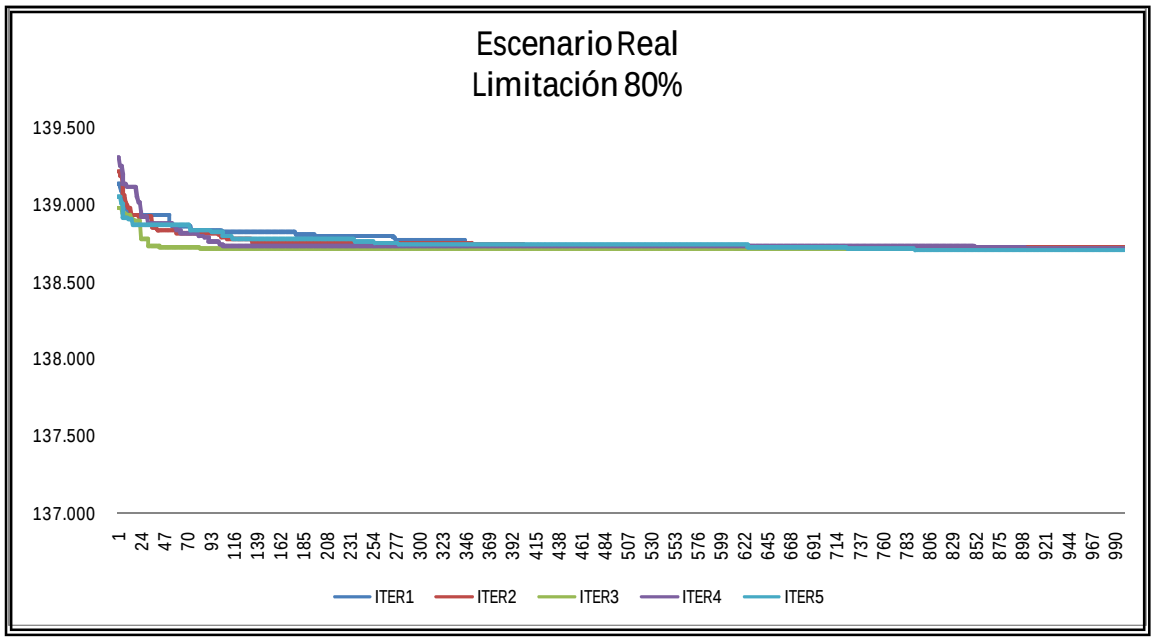


Figura 8-8: Simulación de la minimización, limitación 80%, escenario real

Se observa que con este nivel de limitación se puede reducir un 7,35% del total de carga gestionable. Se puede apreciar que debido al efecto no lineal del rendimiento de los equipos, este nivel de limitación entrega peores resultados que la limitación anterior.

A continuación se muestra una solución para la limitación de potencia en 70%, para los días de mayor temperatura del mes de Diciembre. Se puede apreciar en la Figura 8-9, el tren de pulsos resultantes, donde el nivel en 1 indica control forzado, y 0 control natural, mientras que en la Figura 8-10 se muestra el efecto generado por dicha solución en la carga total de la SE.

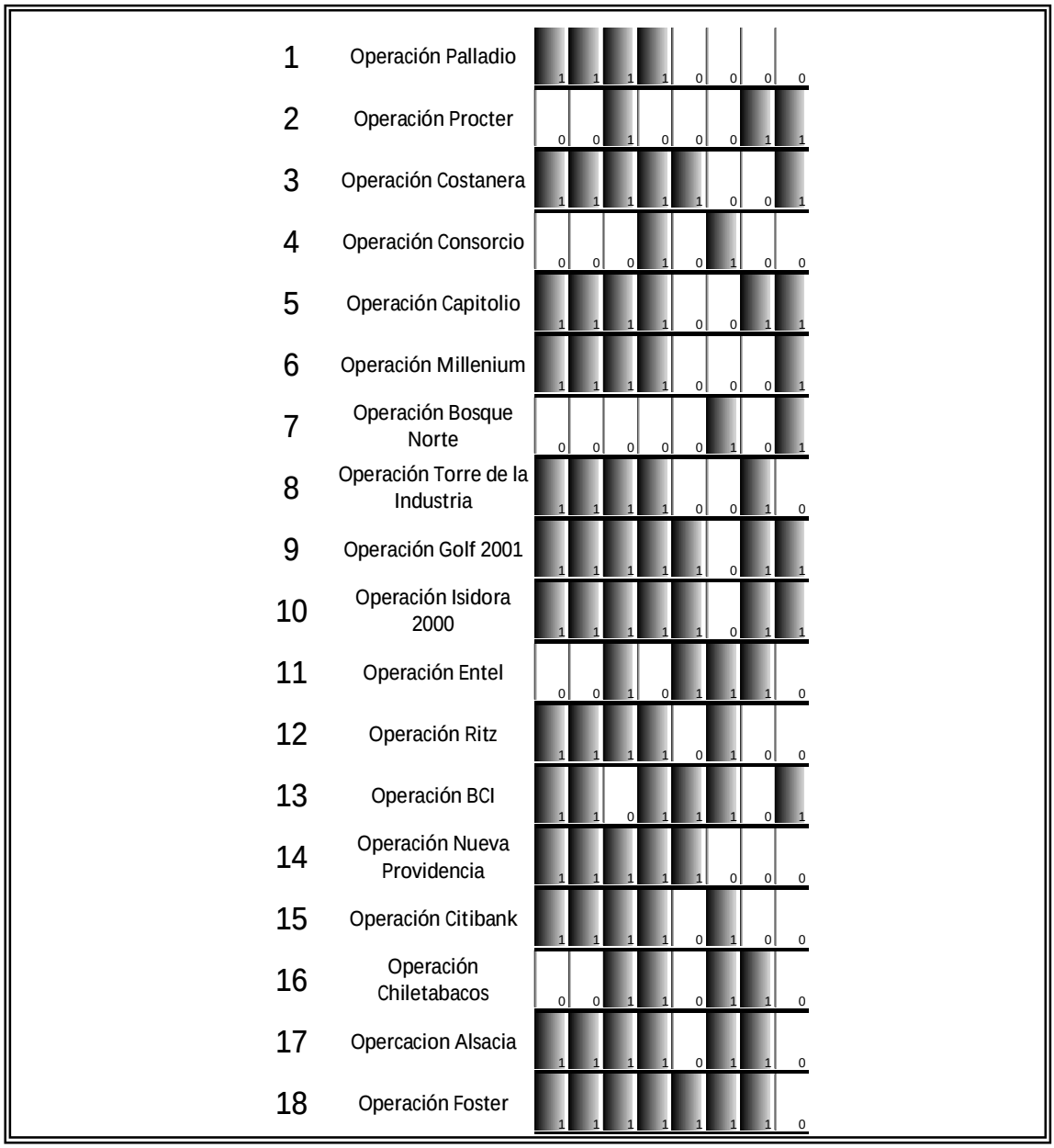


Figura 8-9: Patrón de encendido/limitado de edificios, escenario real

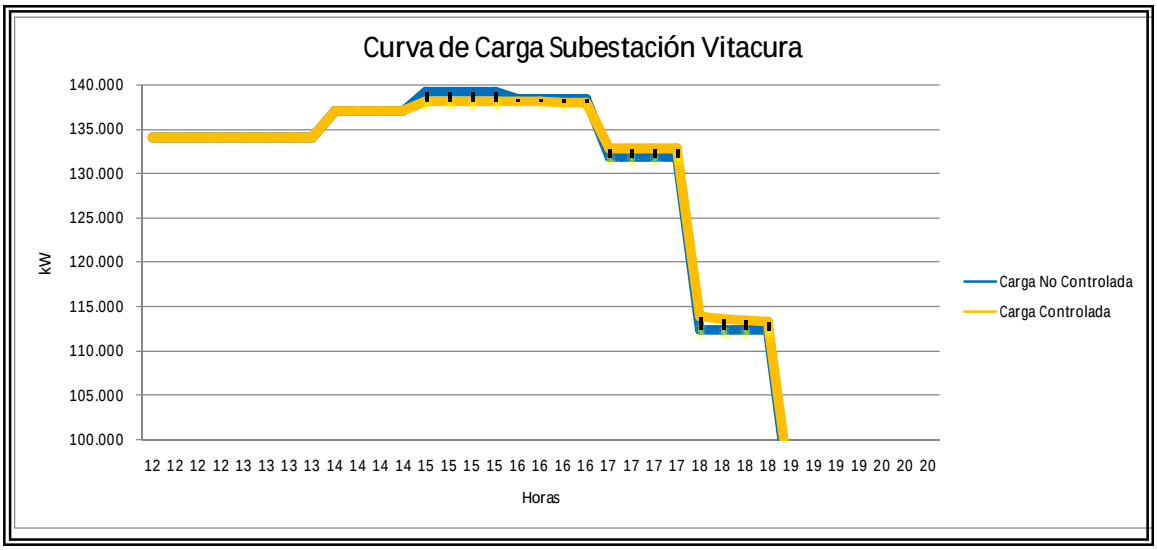


Figura 8-10: Efecto en la carga de la SE, escenario real

Tabla 8-2: Resultados de la optimización escenario real

RESULTADOS ESCENARIO REAL	70%
Demanda Max Carga Gestionada (kW)	8.043
Demanda Max Carga No Gestionada (kW)	7.077
Demanda Max SE, Carga Gestionada (kW)	138.131
Demanda Max SE, Carga No Gestionada (kW)	139.222
Diferencia (kW)	1.091
Porcentaje de lo Gestionado	15,4%
Porcentaje AC de la SE	5,1%

En la Tabla 8-2 se puede observar los resultados obtenidos mediante la aplicación teórica del modelo desarrollado en el escenario real de clientes Carrier, dentro de la zona de estudio. Se puede apreciar que se genera una reducción correspondiente a 1,1 MW, que representa un 15% de los 7,1 MW totales de carga gestionable catastrada.

En la Figura 8-11 se puede apreciar lo que ocurre con la curva de carga gestionable para todo el período de optimización. Claramente, lo que se genera es el desplazamiento la demanda de punta de la carga gestionable hacia zonas de menor requerimiento de demanda para la subestación. De esta forma se logra aplanar su perfil de carga, reduciendo la punta y aumentando la carga de zonas de menor magnitud de consumo, tal como se pudo apreciar en la Figura 8-10.

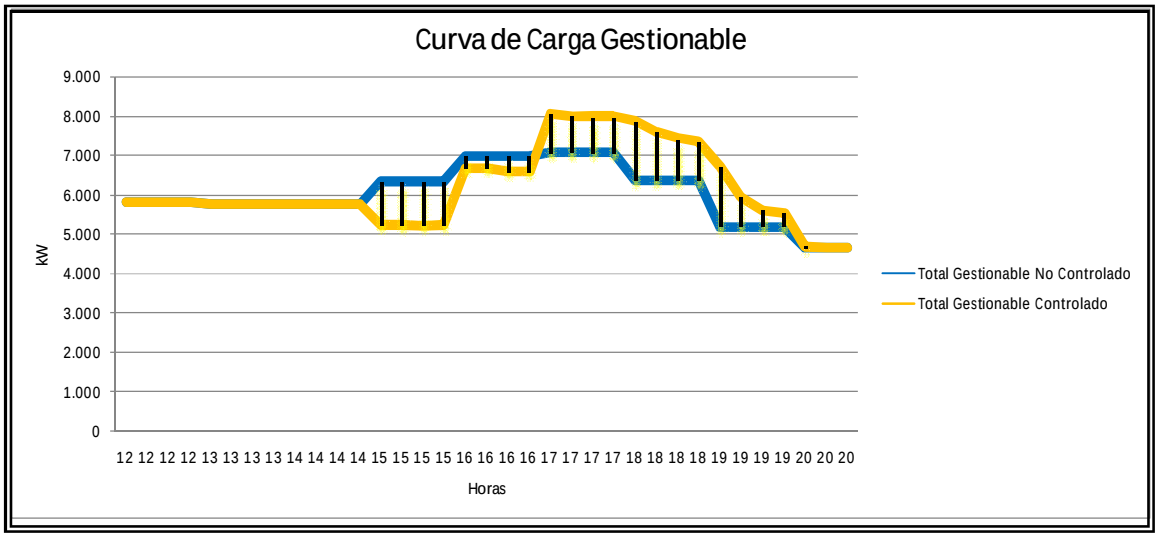


Figura 8-11: Efecto de la operación forzada en la curva de carga gestionable, escenario real

El efecto *payback* y la reducción de la carga propiamente tal pueden apreciarse en la Figura 8-12.

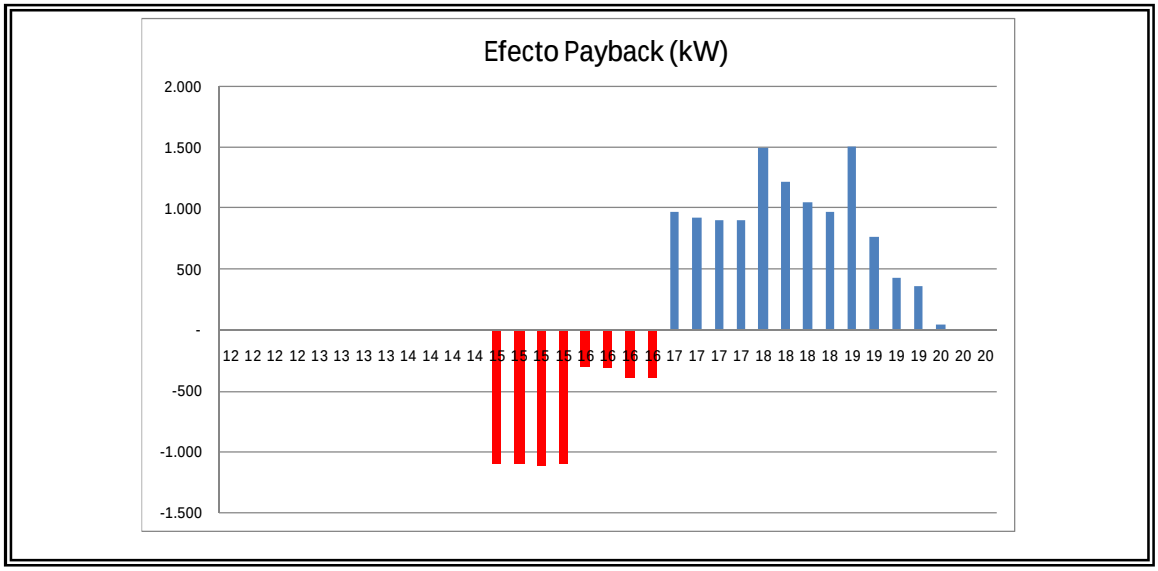


Figura 8-12: Reducción y efecto *payback*, escenario real

En la Figura 8-13 se puede apreciar el efecto de esta solución en cada uno de los 18 edificios a los que se les ha aplicado programas CDC.

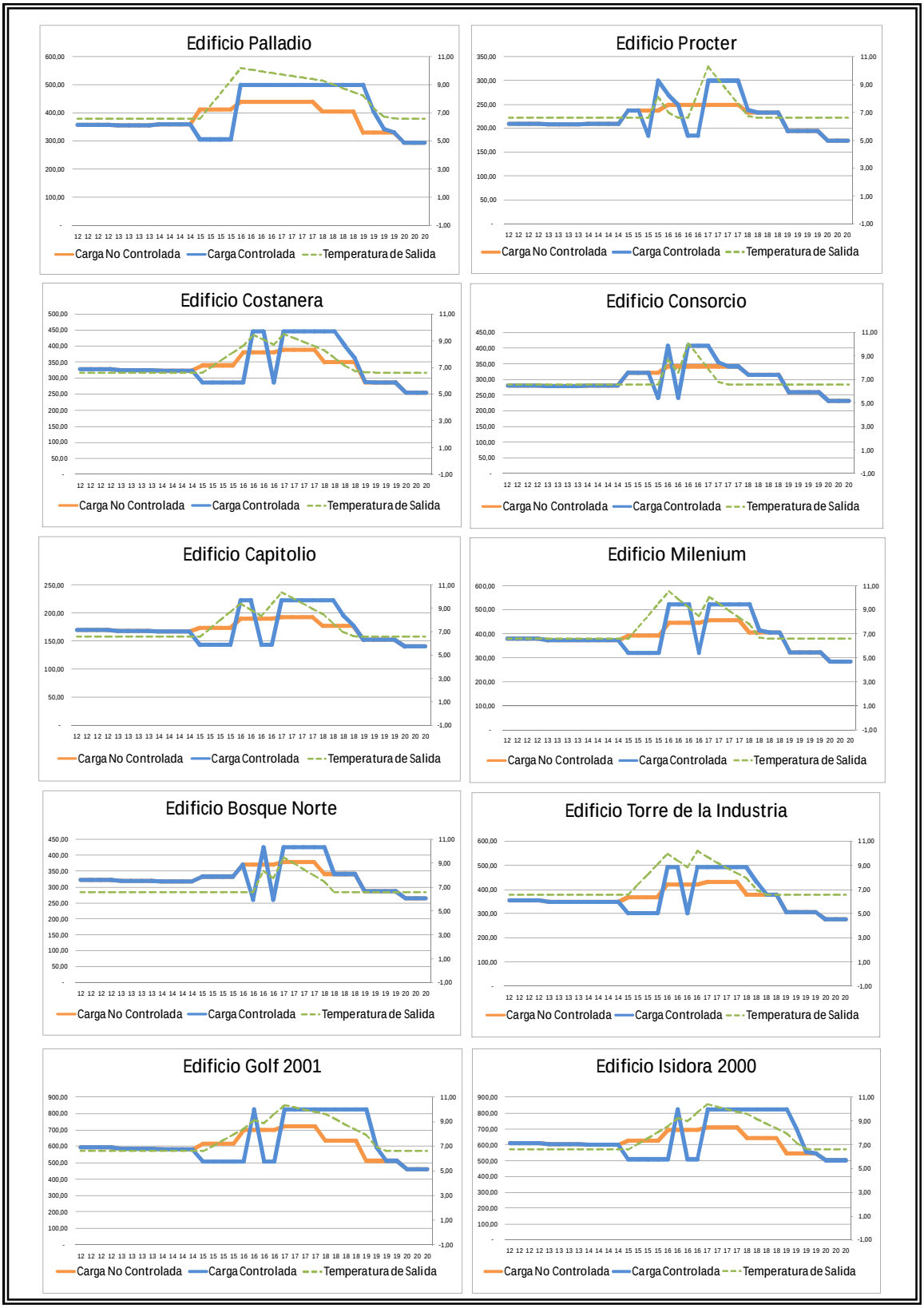


Figura 8-13: Resultados en edificios, escenario real, 70% limitación

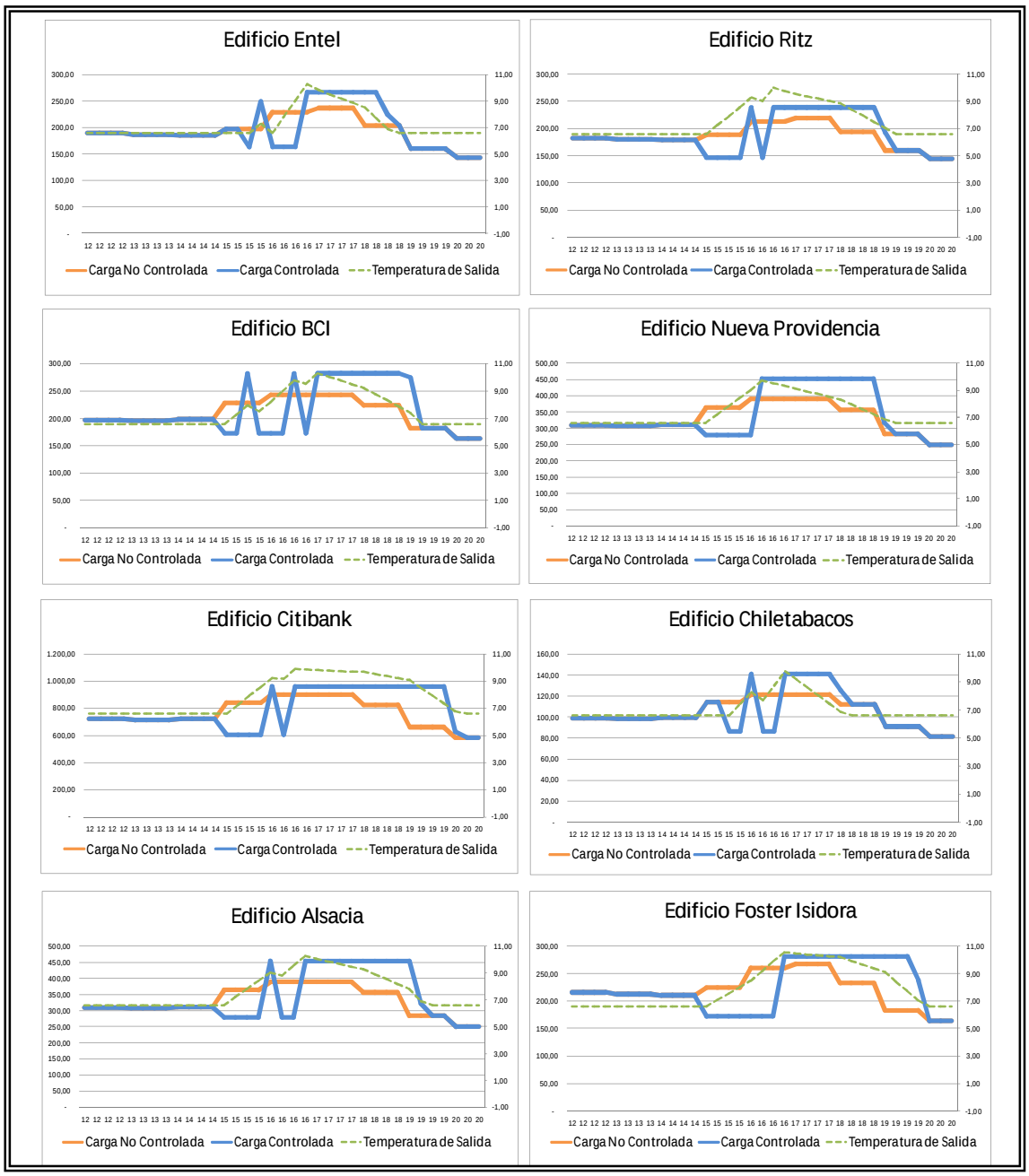


Figura 8-10: (Continuación)

Se puede apreciar entonces como es alterado el perfil de carga de cada uno de los edificios ante la interrupción del ciclo natural de funcionamiento, forzando la operación al patrón de pulsos mostrado en la Figura 8-9. Se puede ver también, en el eje secundario, la curva de temperatura de entrada. Se debe recordar que en condiciones normales de operación esta se mantiene constante en 6,6°C, y que para

mantener las condiciones de confort, no debe sobrepasar los 10,6°C. Se puede ver perfectamente la correlación entre interrupción y el aumento en la temperatura, así como también como vuelve a sus parámetros normales al retomar las condiciones normales.

8.2 Escenario Proyectado de Carga

Tomando en cuenta la pequeña muestra de consumo que representa la carga gestionable catastrada para los clientes Carrier, es que se busca, a través de este bloque seguro de demanda que se pudo recopilar, lograr configurar de forma aproximada el escenario real de carga gestionable que se tiene en la zona del corredor de Las Condes, en lo que a la demanda de equipos de aire acondicionado central se refiere.

Para esto es que se considera el catastro de oficinas obtenido de los estudios inmobiliarios realizados por la consultora inmobiliaria Colliers International, en su filial chilena, a los que ya se hizo referncia en la Figura 4-2. Estos estudios determinaron que para el final del tercer trimestre del año 2007, en la zona del corredor de Las Condes, se encentran disponibles 947.316 m^2 de superficie utilizadas como oficinas comerciales de las llamadas tipo A.

Se busca entonces utilizar los metros cuadrados de edificios que se tienen como clientes de Carrier, cuyos datos han sido corroborados, duplicando dicho grupo de control de modo de lograr igualar la superficie total existente para este tipo de oficinas en la zona, publicada por dicha consultora.

El catastro obtenido de Carrier indica un total de 594.000 m^2, comentado anteriormente en la Tabla 5-1. Se concluye entonces que el duplicar el bloque de carga permite alcanzar, de forma aproximada, el escenario actual real de clientes con características gestionables. De esta forma, la nueva curva de carga gestionable horaria para la subestación Vitacura, para cada mes de la temporada de verano, se puede apreciar en la Figura 8-14, alcanzando un valor de demanda máxima en el mes de diciembre, correspondiente a un valor cercano a los 14 MW.

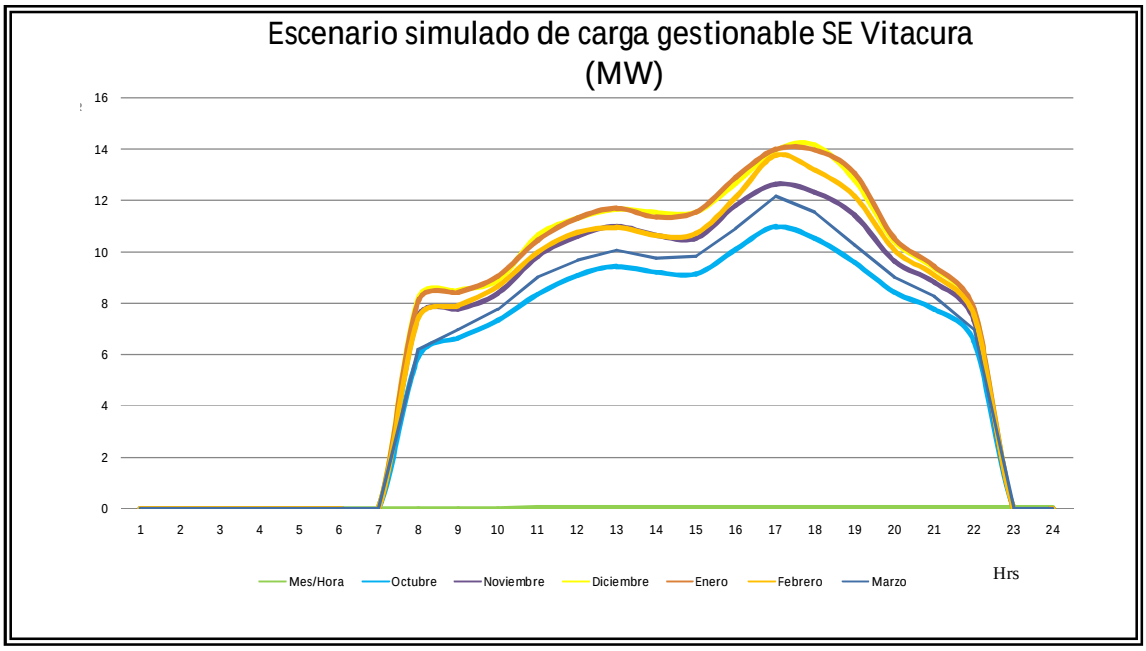


Figura 8-14: Escenario horario de carga gestionable para escenario proyectado

En la Figura 8-16 se puede ver este nuevo escenario, correspondiente al 10,17% de la carga total de la subestación, con una demanda coincidente para la demanda de punta de la SE de un valor de 9,11%.

Al igual que para la modelación anterior, se procede a simular los distintos niveles de limitación de la carga de forma de buscar los mejores resultados para la reducción de la demanda de punta de la subestación Vitacura, lo que se puede apreciar tanto en la Figura 8-15 como en la Tabla 8-3.

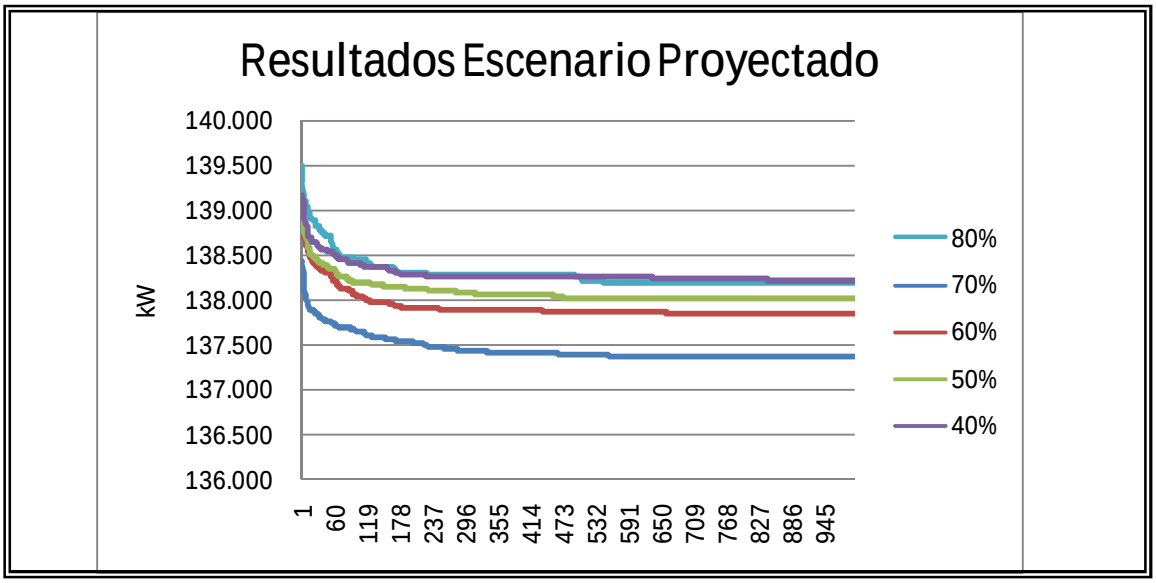


Figura 8-15: Valores promedio de reducción, para todos los niveles de reducción, escenario proyectado

Tabla 8-3: Valores promedio reducción de la demanda de punta, escenario proyectado

	Porcentaje de Limitación	Carga Máxima S/E kW	Reducción kW	Porcentaje de Reducción
Escenario Proyectado (Demanda Máxima 139,222 kW)	80%	138.191	1.031	8%
	70%	137.360	1.862	13%
	60%	137.856	1.366	10%
	50%	138.025	1.197	8%
	40%	138.222	1.000	7%

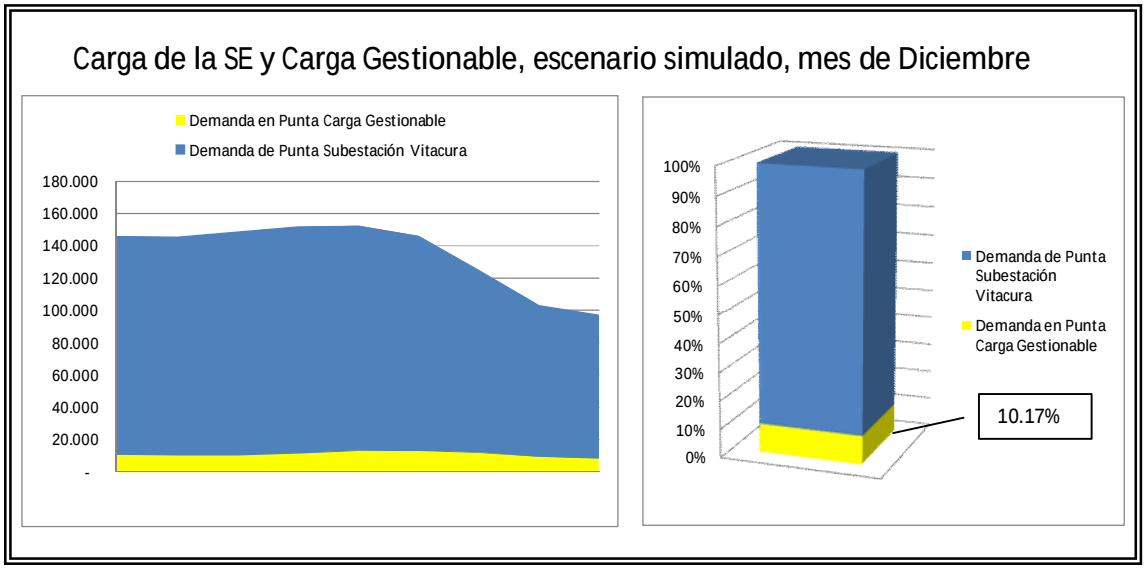


Figura 8-16: Carga de la SE y carga gestionable, escenario proyectado, mes de diciembre

a) 40% de Capacidad: al igual que en el punto anterior, este nivel de restricción presenta los resultados menos satisfactorios, debido principalmente a que el efecto *payback* es considerable. Los valores de convergencia de esta simulación pueden verse en la Figura 8-17.

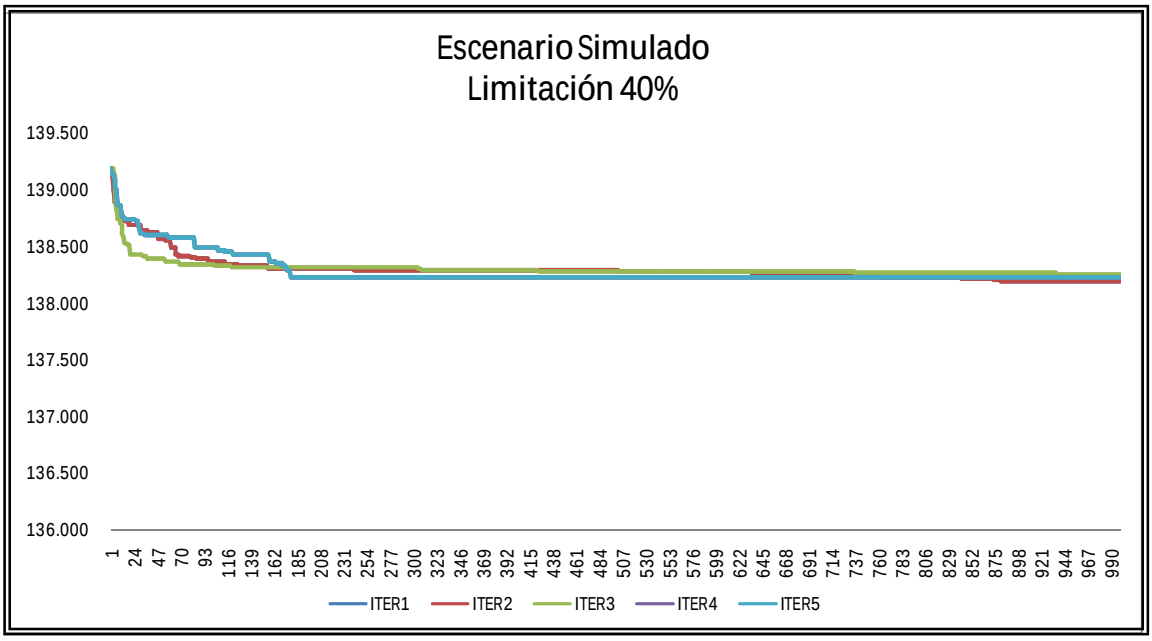


Figura 8-17: Simulación de la minimización, limitación 40%, escenario proyectado

Los resultados indican que del escenario total de demanda gestionable, a través de esta restricción, se puede reducir un 7%. Tomando en cuenta que este nuevo escenario de carga gestionable corresponde a un 10,17% de la demanda máxima de la subestación, esta reducción de carga gestionable genera una disminución de 0,99 MW, correspondientes a un 0,71% de la demanda total de la SE.

b) 50% de Capacidad: este segundo nivel de restricción genera los resultados que se muestran en la Figura 8-18.

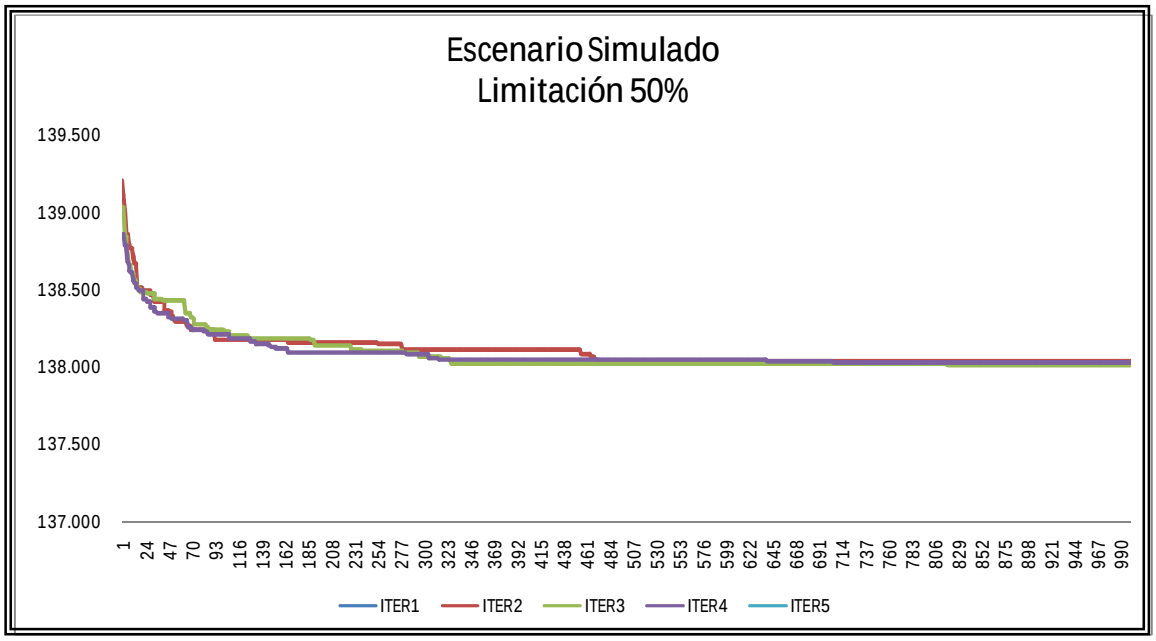


Figura 8-18: Simulación de la minimización, limitación 50%, escenario proyectado

Bajo este nivel de limitación se obtiene una reducción correspondiente al 8% del total de carga gestionable, lo que a nivel de subestación corresponde a un 0,86%.

c) 60% de Capacidad: este nivel de restricción presenta los resultados que se muestran en la Figura 8-19.

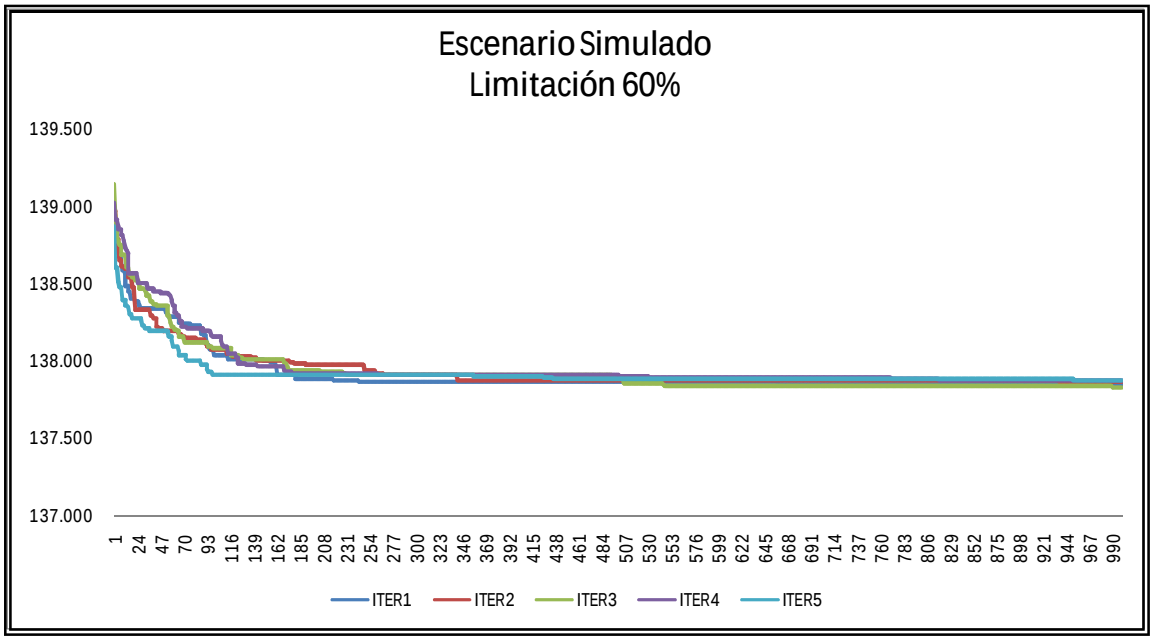


Figura 8-19: Simulación de la minimización, limitación 60%, escenario proyectado

Este nivel de restricción genera una reducción correspondiente al 10% de la carga gestionable total, lo que genera una disminución en la demanda de punta de la subestación correspondiente a un 1%.

d) 70% de Capacidad: los resultados para este nivel de limitación de la carga se puede ver en la Figura 8-20.

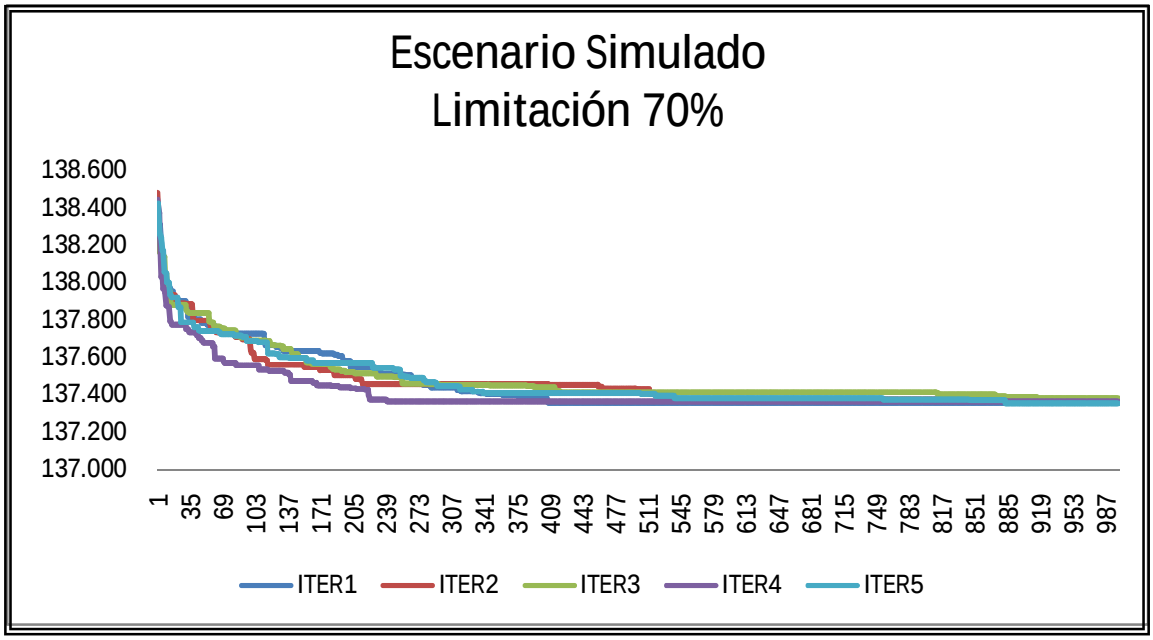


Figura 8-20: Simulación de la minimización, limitación 70%, escenario proyectado

Al igual que para el escenario anterior, este nivel representa la mejor solución para el problema en discusión. Esta restricción genera una reducción correspondiente al 13% del total de la carga gestionable, correspondiente al 1,34% de la carga de la subestación.

e) 80% de Capacidad: los resultados para este nivel de limitación de la carga se puede ver en la Figura 8-21.

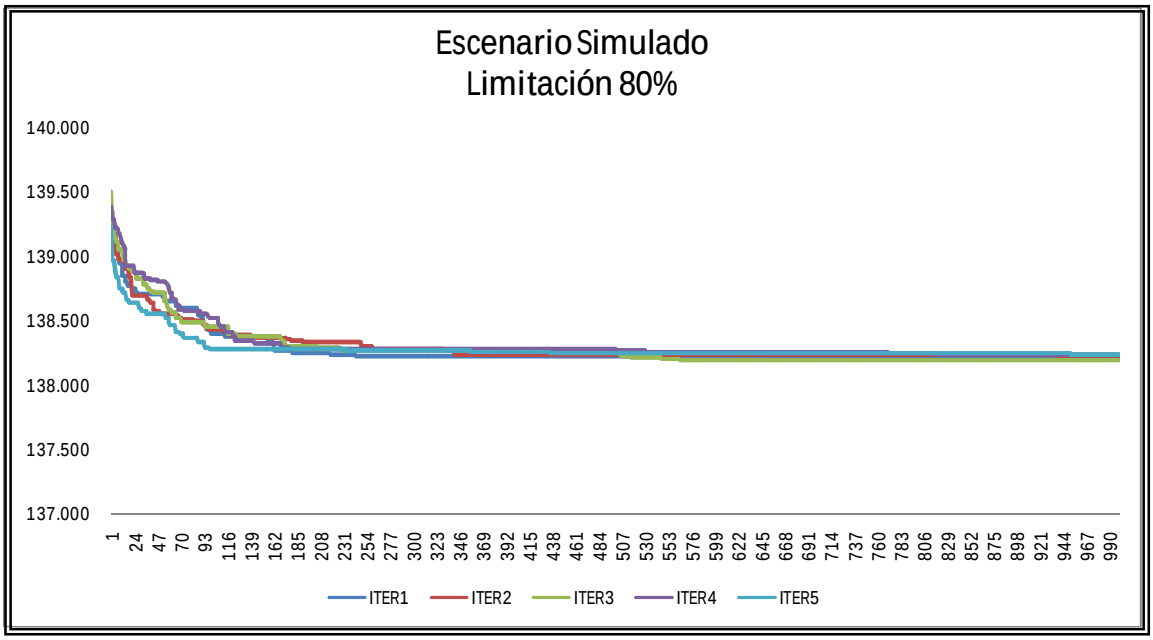


Figura 8-21: Simulación de la minimización, limitación 80%, escenario proyectado

Se observa que con este nivel de limitación se puede reducir un 7,28% del total de carga gestionable. Se puede apreciar que debido al efecto no lineal del rendimiento de los equipos, este nivel de limitación entrega peores resultados que la limitación anterior.

Al igual que para el escenario real de clientes Carrier, para el escenario proyectado de carga se muestra una solución para la limitación de potencia de un 70%, para los días de mayor temperatura en el mes de Diciembre. En la Figura 8-22 se muestra el tren de pulsos resultante, mientras que en la Figura 8-23 se muestra el efecto de dicha operación en la carga total de SE Vitacura.

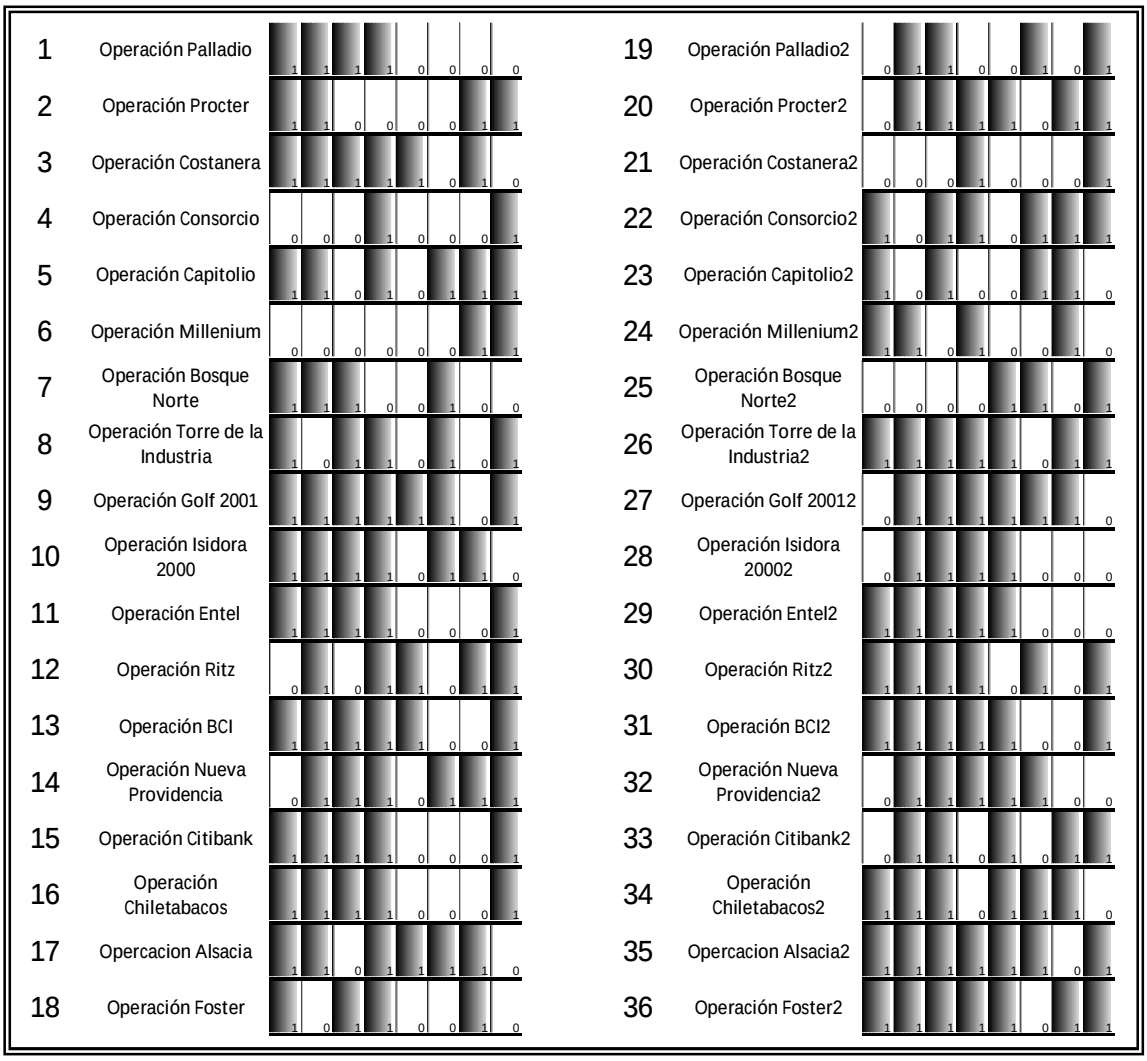


Figura 8-22: Patrón de encendido/limitado de edificios, escenario proyectado

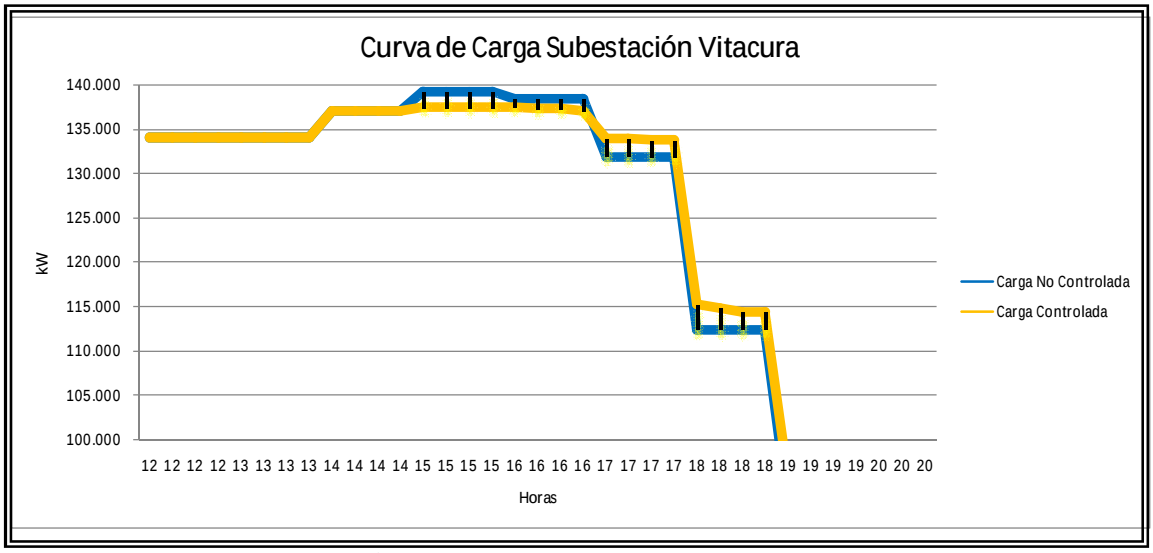


Figura 8-23: Efecto en la carga de la SE, escenario proyectado

Tabla 8-4: Resultados de la optimización escenario proyectado

RESULTADOS ESCENARIO PROYECTADO	70%
Demanda Max Carga Gestionada (kW)	16.086
Demanda Max Carga No Gestionada (kW)	14.155
Demanda Max SE, Carga Gestionada (kW)	137.426
Demanda Max SE, Carga No Gestionada (kW)	139.222
Diferencia (kW)	1.797
Porcentaje de lo Gestionado	12,6924%
Porcentaje AC de la SE	10,2%

En la Tabla 8-4 se puede observar los resultados obtenidos mediante la aplicación teórica del modelo desarrollado en el escenario real de clientes Carrier dentro de la zona de estudio. Se puede apreciar que se genera una reducción correspondiente a 1,8 MW, que representa un 12,7% de los 14,1 MW totales de carga gestionable catastrada.

En la Figura 8-24 se puede apreciar el efecto de dicho tren de pulsos en la curva de carga gestionable.

En la Figura 8-25 se puede apreciar la reducción y el efecto *payback* generado por la operación forzada definida por el tren de pulsos de la Figura 8-22.

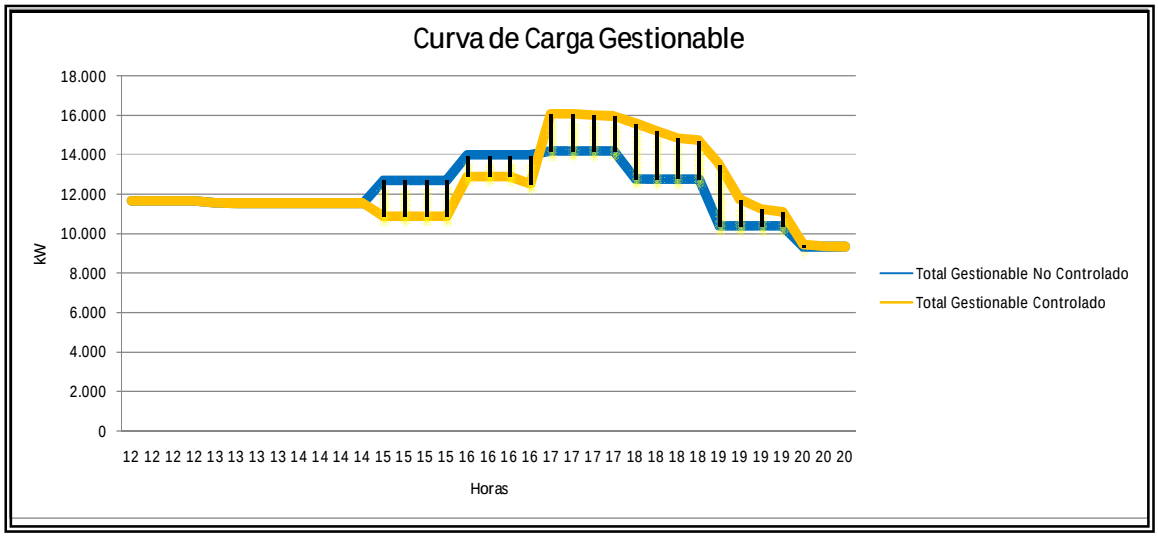


Figura 8-24: Efecto de la operación forzada en la curva de carga gestionable, escenario proyectado

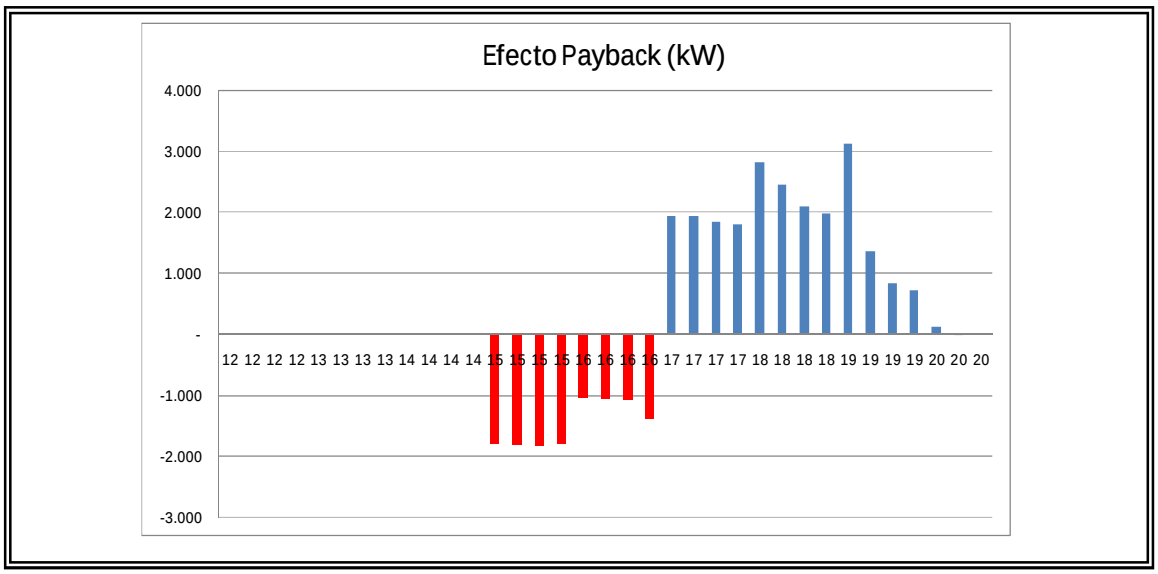


Figura 8-25: Reducción y efecto *payback*, escenario proyectado

Finalmente, en la Figura 8-26, se puede apreciar el efecto de esta solución en cada uno de los 36 edificios a los que se les ha aplicado este tipo de programas CDC.

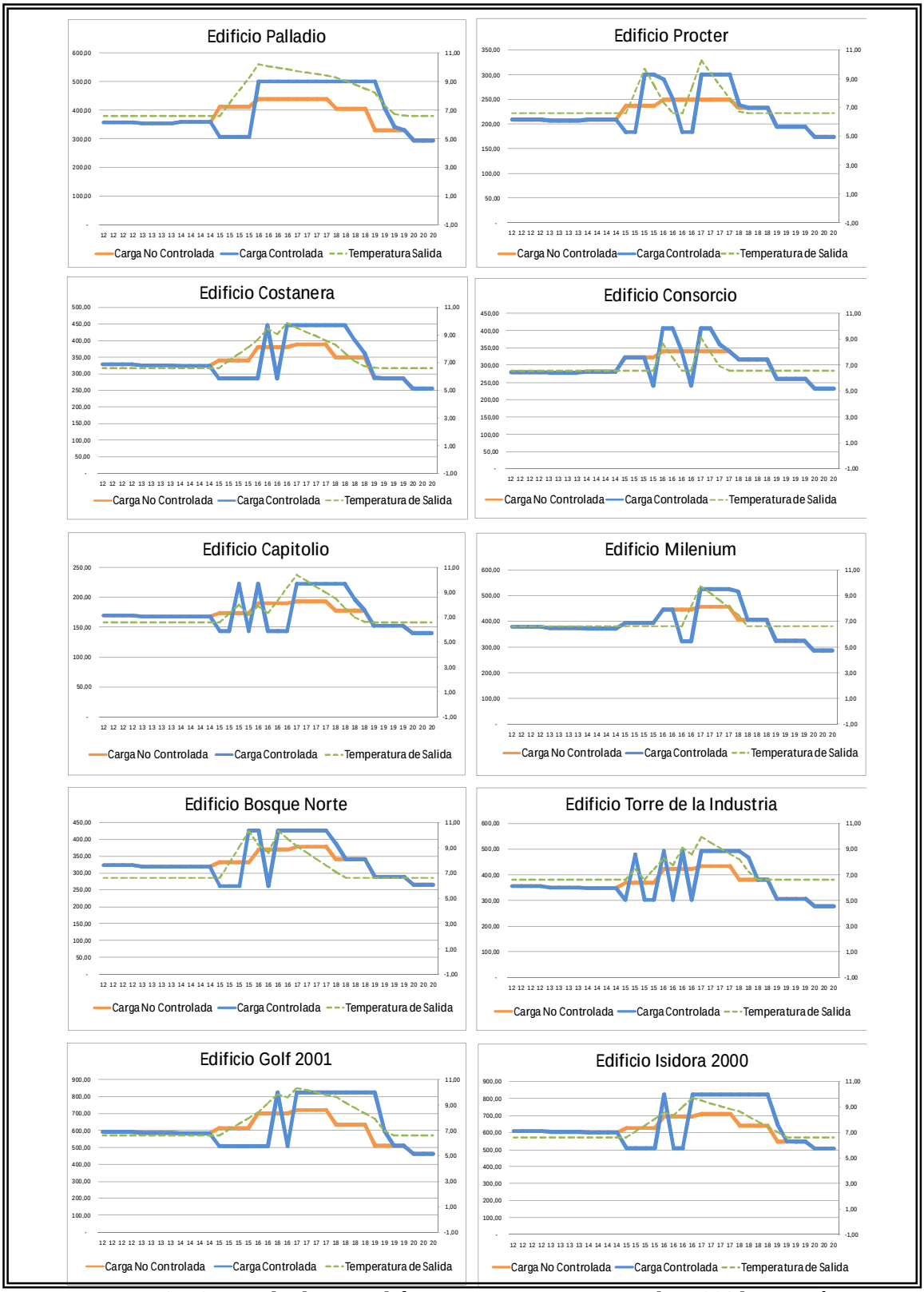


Figura 8-26: Resultados en edificios, escenario proyectado, 70% limitación

Figura 8-23: (Continuación)

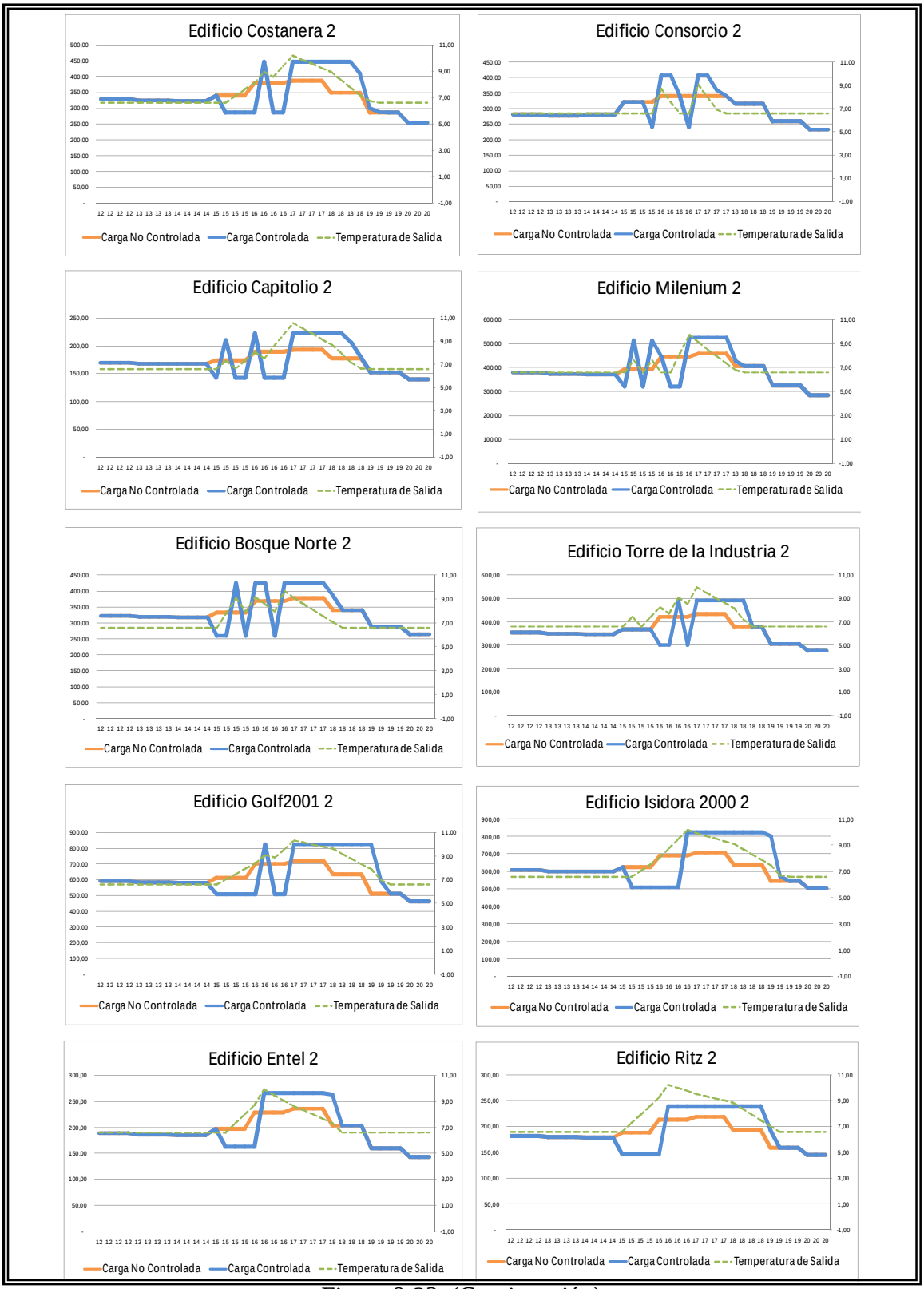


Figura 8-23: (Continuación)

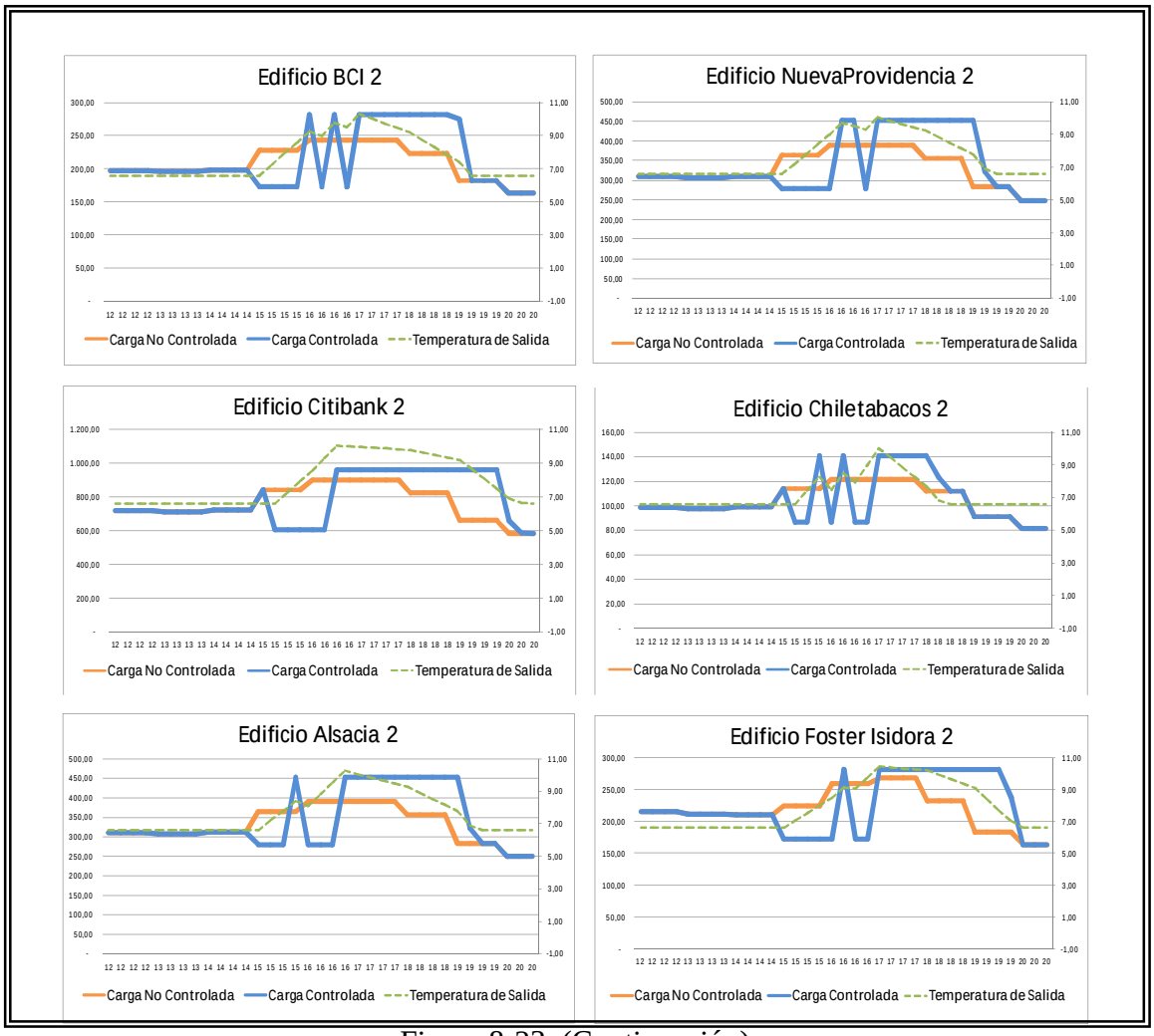


Figura 8-23: (Continuación)

8.3 Escenario Futuro de Carga

El crecimiento del sector inmobiliario de la zona del corredor de Las Condes se verá fuertemente modificado con la irrupción de los complejos Costanera Center y Titanium la Portada. Es de interés entonces para esta investigación realizar un análisis del aporte en lo que se refiere a la carga gestionable proveniente de los equipos de aire acondicionado de dichos edificios.

Para realizar esta proyección, se utilizaron los mismos criterios de la evaluación de proyectos térmicos realizadas en esta investigación, es decir, tomando en cuenta los m^2 útiles construidos de estos edificios, y considerando que estos edificios poseerán los mejores estándares de tecnología y eficiencia, se utiliza el

valor unitario horario de requerimiento de frío obtenidos para el edificio Isidora 2000, proyectando este valor unitario en el total construido de los edificios.

Para esto es que se requiere, primero que todo, las características constructivas de cada uno de los edificios, lo que se presenta en la Tabla 8-5.

Tabla 8-5: Características constructivas edificios Costanera Center y Titanium

Edificio	TR	M2	Modelo	Cantidad	TR
Gran Torre Costanera	1.690,01	106.318	30 HXC	7	255
Torre 1 Costanera	1.192,19	75.000	30 HXC	5	255
Torre 2 Costanera	1.325,22	83.369	30 HXC	6	255
Hotel Costanera	783,16	49.268	30 HXC	3	313
Mall Costanera	2.294,18	144.326	30 HXC	8	313
Titanium	2.066,46	130.000	30 HXC	7	313

Los edificios están en plena fase de construcción, por lo que no se tiene certeza del tipo de equipos a utilizar. Para dar solución a este problema, y llevar a cabo una aproximación que resulte válida para el análisis que se busca en este capítulo, es que se consideran los mismos patrones de proyección que utiliza Carrier con sus clientes para la instalación de los equipos, tomando como modelo el edificio Isidora 2000, uno de los edificios más modernos de los últimamente construidos, y que, según sugerencia de los proyectistas, resulta ser de los más cercanos a las características que poseerán los nuevos edificios.

Como se menciona en el capítulo 5.2, el cálculo de las capacidades se estima, a través de un factor de simultaneidad, generalmente de un 0,9 y 0,95, las cargas térmicas totales del edificio, las que se dividen por el número de equipos de forma de obtener la carga por cada uno, es decir, se considera que el requerimiento máximo de los edificios se abastece con entre el 90 y el 95% de la carga, repartiéndose esta en igual proporción, para todos los equipos acondicionadores.

Con todas estas consideraciones es que se puede obtener la curva horaria de carga gestionable aproximada para estos nuevos complejos inmobiliarios, la que se presenta en la Figura 8-27.

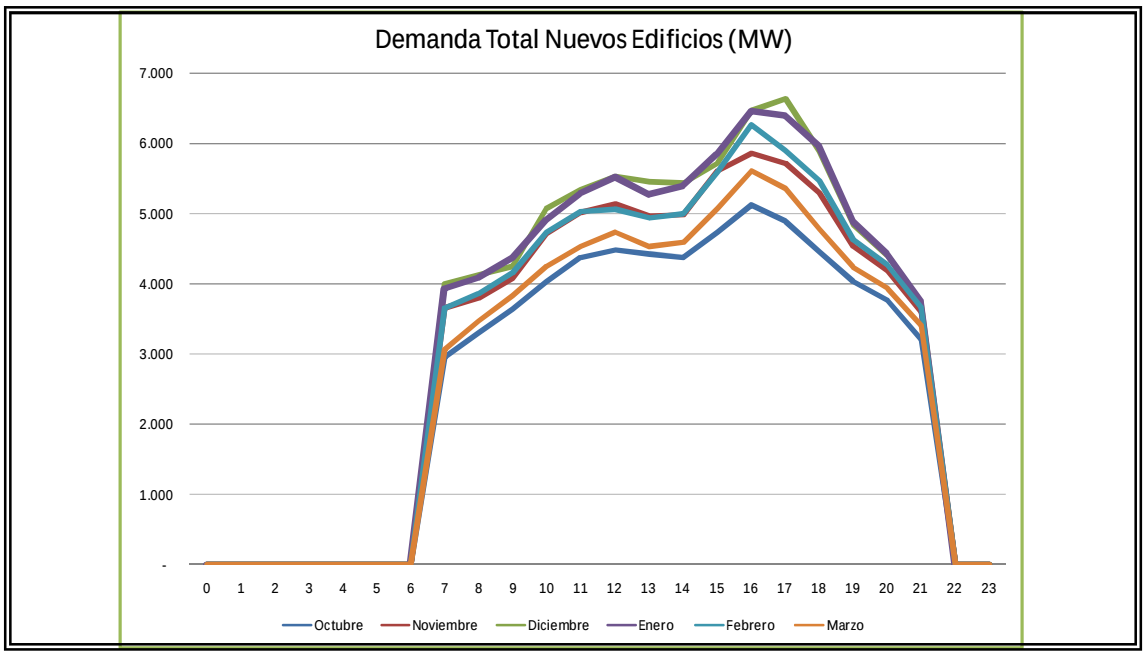


Figura 8-27: Curva horaria carga gestionable para edificios Costanera Center y Titanium

Como se puede apreciar, el valor máximo de carga gestionable es de alrededor de 6,6 MW, lo que permite concluir que tan solo estos dos complejos inmobiliarios representan el mismo consumo que el catastro recopilado de los clientes de Carrier, correspondiente a 18 edificios. Claramente se destaca entonces el gran peso que tendrá estos edificios en el consumo global de la zona del corredor de Las Condes.

Si bien es cierto que se tienen todos los datos para integrar estos edificios al modelo desarrollado en esta investigación, el problema que se presenta es que esta metodología considera un escenario de carga, correspondiente a la curva horaria de carga de la subestación Vitacura. Sin embargo, por el informe desarrollado por Systep Ingeniería y Diseños e INECON (2006), se sabe que la subestación no dará abasto con la capacidad existente, por lo que, habiendose agotado todas las posibilidades de expansión en capacidad para ella, será necesario la construcción de una nueva subestación. Es por lo mismo que no puede definirse entonces cual es el nuevo escenario a minimizar, ni como se distribuirán las areas de influencia de dichas subestaciones, lo que impide entonces poder integrar estos edificios al

modelo. Por lo demás, el alcance de esta investigación es desarrollar una metodología que prediga la carga térmica de los edificios, no buscando predecir el comportamiento eléctrico de las otras cargas que conforman el consumo total de los inmuebles.

De esta forma, y tomando en cuenta lo mencionado, se puede lograr dar ciertas luces de las potencialidades que este tipo de planes puede desarrollar al momento en que estos complejos de oficinas entren en operación.

Para esto entonces es necesario realizar un análisis de los casos anteriores y buscar aplicarlos para este nuevo escenario.

En el capítulo anterior se determina los valores en porcentaje para cada uno de los diferentes escenarios de limitación de la carga. En la Tabla 8-6 se realiza esta aproximación, consistente en la aplicación de la reducción en porcentaje al nuevo horizonte conformado por el total de las cargas gestionables que se han simulado para la operación de los equipos de aire acondicionado central de estos nuevos complejos de edificios.

Tabla 8-6: Aplicación de los resultados para la proyección de escenarios.

Edificio	Demanda Máxima Diciembre (kW)	Porcentaje de Reducción Estimado	Total Proyectado de Reducción
Gran Torre Costanera	1.292,2	13%	169,9
Torre 1 Costanera	901,6	13%	118,5
Torre 2 Costanera	948,6	13%	124,7
Hotel Costanera	506,5	13%	66,6
Mall Costanera	1.556,9	13%	204,7
Titanium	1.432,7	13%	188,4
		TOTAL REDUCCIÓN COSTANERA-TITANIUM	872,9 kW

A través de esta aproximación se puede obtener entonces un bloque de carga de 0,872 MW para ser gestionados y reducidos de la demanda de punta, a través de los planes de control directo de la carga para estos nuevos complejos inmobiliarios,

de gran tamaño, que se construyen actualmente en la zona del corredor de Las Condes.

9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

9.1 Conclusiones

En este trabajo se presenta una alternativa práctica utilizada internacionalmente como herramienta de control de la demanda de punta, denominados planes de Control Directo de la Carga, que se encuentran dentro del marco conocido como Gestión de la Demanda. Estos programas han sido usados tradicionalmente como planes de emergencia, en aquellas circunstancias en que el sistema eléctrico se enfrenta a períodos de alta congestión, alcanzando niveles de capacidad cercanos a los límites físicos que determinan un servicio de calidad, dentro de los márgenes de seguridad definidos por la regulación de cada país.

Las altas tasas de crecimiento del consumo de energía a nivel mundial, principalmente a causa de las economías emergentes, han generado que las empresas de distribución vean este tipo de programas como una alternativa viable y atractiva para la planificación de la expansión de la capacidad en sus redes, principalmente por el hecho de que resulta más económico, y desde el punto de vista técnico, más eficiente, utilizar métodos de reducción de la punta, que el invertir en capacidad exclusiva para dar abasto a dichos períodos de alta demanda, que sólo alcanzan pequeños períodos de tiempo a lo largo del año. Esto genera no solo un posible ahorro económico por lo que significa el desplazar en el tiempo, o incluso evitar, inversiones que se creían necesarias, sino también mejoran la eficiencia operacional de las redes al aumentar el factor de carga, reduciendo las sobreinversiones.

La Gestión de la Demanda tiene su raíz en la necesidad que presenta el mercado eléctrico de flexibilizar la curva de demanda en vías de lograr el equilibrio de mercado, determinado en aquel punto donde los requerimientos de los ofertantes y los consumidores son satisfechos. Tradicionalmente, la curva de consumo es considerada inflexible e insensible a las condiciones de mercado variantes en el tiempo. La Gestión de la Demanda permite darle un rol más activo a esta, en la búsqueda de mejorar la eficiencia en la operación global del sistema eléctrico.

Dentro de este marco, en esta investigación se desarrollan los programas conocidos como Control Directo de la Carga. Estos se caracterizan por ofrecer una

alternativa de reducción de la demanda de punta a través de un control directo y remoto de la operación de las aplicaciones participantes. Además, se utilizaron como cargas gestionables los sistemas de aire acondicionado central de edificios comerciales, consumos que tienen características termostáticas, con comportamientos basados en inercias térmicas, y que contribuyen de gran manera al consumo en distribución.

La aplicación de este tipo de programas tiene sentido cuando los equipos de aire acondicionado representan un porcentaje importante en la carga total de una subestación. Asimismo, la zona debe estar caracterizada por la presencia de la demanda de punta en la estación de verano. Estas características se dan generalmente en aquellas áreas de consumos preponderantemente comerciales, en donde los edificios de oficinas se imponen en presencia a las zonas residenciales.

Tomando en cuenta lo anterior, la zona en estudio para esta investigación corresponde al llamado corredor de Las Condes, área de influencia de la Subestación Vitacura. Esta zona geográfica se escoge tomando en cuenta la conclusión tomada en Systep Ingeniería y Diseños e INECON (2006), en el que se define a esta subestación como conflictiva desde el punto de vista de la planificación de su expansión, al no dar abasto sus instalaciones existentes frente a la tasa de crecimiento estimada para la demanda. A esto se le suma la dificultad técnica y económica de la solución propuesta en dicho informe. Esta guarda relación con la contrucción de una nueva SE en la zona del Bosque, denominada subestación Los Leones, con configuración subterranea, lo que implica altos costos tanto económicos como de ingeniería.

Para la descripción de los equipos, tanto en sus carácterísticas técnicas como en sus modos de operación,se acudióa la ayuda experta de la empresa Carrier S.A. Además, a través de la información proporcionada, fue posible realizar un catastro de los clientes de dicha empresa que están ubicados en la zona en cuestión, obteniendo entonces para la simulación un escenario real de clientes, y una proyección, a partir de estos datos concretos, del universo total de carga gestionable con la que actualmente se podría contar para la ejecución de un programa de este tipo.

Un punto fundamental para esta investigación es la modelación del comportamiento térmico de los edificios participantes en el programa. A través de la

ayuda de la herramienta computacional HAP, es posible, teniendo en consideración todos los datos constructivos de un edificio en particular, obtener el comportamiento térmico estimado horario, todos los días del año y para cada edificio. Sin embargo la magnitud de datos que deben tenerse en cuenta para llevar a cabo dicha modelación imposibilitael poder ejecutar el programa para el universo de edificios disponible. La alternativa presentada en esta investigación consiste en dividir los edificios en 2 tipos, tomando en cuenta el parámetro m^2/TR, que define la eficiencia térmica de los inmuebles. A partir de esta división, se toma como modelo un edificio de cada grupo, se simula su comportamiento, y se determina un parámetro unitario horario, basado en los m^2 útiles a acondicionar. Este parámetro se proyecta sobre el total construido de cada uno de los edificios pertenecientes a ambos grupos, de forma de obtener así la curva horaria de carga gestionable, proveniente del consumo de los equipos de aire acondicionado en cada edificio, para los días de mayor temperatura de los meses de la temporada de verano. Esta metodología define un importante ahorro de esfuerzos ingenieriles, pues es éste el universo total de carga de aire acondicionado que puede ser gestionada, de modo de lograr la meta correspondiente a maximizar la reducción de la punta.

Otro aporte de esta investigación es el modelo predictor de carga. En si es un tema complejo determinar un modelo ***day ahead*** que permita definir el escenario de demanda para el día siguiente. La metodología utilizada en esta investigación se apoya en herramientas que entrega internet, en las cuales se presenta una predicción horaria anticipada de temperaturas para un día en cuestión. La idea desarrollada consiste en buscar un ***match*** óptimo entre este vector de temperaturas pronosticadas, y la información histórica de las temperaturas para la ciudad de Santiago. El paradigma detrás de esta búsqueda guarda relación con el supuesto de que si dos días se parecen en el comportamiento dinámico de las temperaturas, también se parecerán en sus perfiles de consumo de energía.

De esta forma se obtienen ambos escenarios para optimizar. En primer lugar la predicción de las carga de la SE, que es el horizonte sobre el cual se ejecutará el programa de reducción, y por otro lado la carga gestionable, que determina

finalmente cuan profundo será el prefil modificable dentro de la demanda de punta de la SE.

Es importante destacar también aspectos relacionados al confort. La demanda por energía se define de manera indirecta, es decir, no es la electricidad en sí la que realmente se necesita, sino mas bien el servicio que prestan equipos y maquinarias que funcionan gracias a ella. Respecto a los equipos de aire acondicionado, el servicio requerido por los clientes es la regulación de la temperatura, de forma tal de encontrarse en rangos de sensación de *confort*. Es por este hecho que dentro del modelo de operación de los equipos, el confort debe ser considerado en todo momento como una restricción activa. El ciclo natural de refrigeración busca que las zonas a climatizar se encuentren en un rango de confort definido por instituciones como la ARI o la ASHRAE, encargadas de la investigación y realización de los estándares HVAC, utilizados a nivel mundial para la selección de los sistemas óptimos, tanto en operación como en desempeño. Al intervenir el funcionamiento, a través de este tipo de programas, el equilibrio térmico al interior de un inmueble es destruido, apareciendo fenómenos como pérdidas de confort por aumento de temperaturas, y el llamado efecto ***payback***, definido en el cuerpo de este informe. De esta forma, la modelación matemática y la optimización general del programa debe tener ambos parámetros en cuenta al momento de buscar la solución que maximice la reducción de la punta, de modo que esta solución sea no solo óptima, sino también eficiente y viable.

Tomando en cuenta lo anteriormente señalado, el principal aporte de esta investigación es generar una herramienta técnica que sea capaz de predecir tanto el perfil horario de consumo para la subestación en cuestión, como el nivel de carga gestionable bajo dichas circunstancias, y en base a ello, definir un vector que determine un patrón de encendido y apagado de los equipos participantes en el programa, para cada período de optimización, de forma tal que en su operación conjunta maximicen la reducción de la demanda de punta de la SE, una reducción que permita posponer o incluso evitar inversiones en aumento de capacidad.

Para lograr este vector, definido por el patrón de control del funcionamiento de los equipos, se utiliza como método de resolución la aplicación de algoritmos

genéticos. Este codifica, para cada solución perteneciente a una población inicial, aleatoria, las soluciones en matrices, en las que cada columna representa un período de optimización, mientras que cada fila representa el comportamiento de un edificio. A través de procesos de recombinación, mutación y de refresco, las poblaciones de soluciones evolucionan, generación en generación, en búsqueda de un resultado óptimo para la función de desempeño, que para la investigación presentada es la reducción de la demanda de punta.

Para el horizonte de optimización, luego de distintas pruebas, se determinó un período de dos horas, en intervalos de 15 minutos. Estos valores se escogieron tomando en cuenta el perfil total de la carga gestionable, y analizando la profundidad del cambio que podría generar en la curva de la subestación.

De esta forma, y tomando en cuenta que operacionalmente los equipos de aire acondicionado central no pueden ser reducidos a la desconexión total, sino que a valores mínimos de carga parcial de un 40%, los resultados tanto para el escenario real de Carrier, como para el escenario proyectado en base a estos datos y al reporte inmobiliario presentado en Colliers International Chile (2007), para el mes de Diciembre, donde se encuentra la demanda máxima de la temporada se pueden ver en las Tabla 9-1 y Tabla 9-2

Tabla 9-1: Valores máximos carga en SE y carga gestionable para escenarios simulados

Carga Máxima mes de Diciembre (kW)		139.222
Demanda Máxima Gestionable (kW)	*Catastro Real*	7.077
	Catastro Proyectado	14.155

Tabla 9-2: Resultados de la optimización escenarios

	Porcentaje de Limitación	Carga Máxima S/E kW	Reducción kW	Porcentaje de Reducción
Escenario Real (Demanda Máxima 139,222 kW)	80%	138.702	520	7%
	70%	138.140	1.082	15%
	60%	138.366	856	12%
	50%	138.462	760	11%
	40%	138.617	605	9%
Escenario Proyectado (Demanda Máxima 139,222 kW)	80%	138.191	1.031	8%
	70%	137.360	1.862	13%
	60%	137.856	1.366	10%
	50%	138.025	1.197	8%
	40%	138.222	1.000	7%

En la Figura 9-1 y Figura 9-2 se presentan los resultados de la convergencia del proceso de optimización a través de la aplicación en base a algoritmos genéticos.

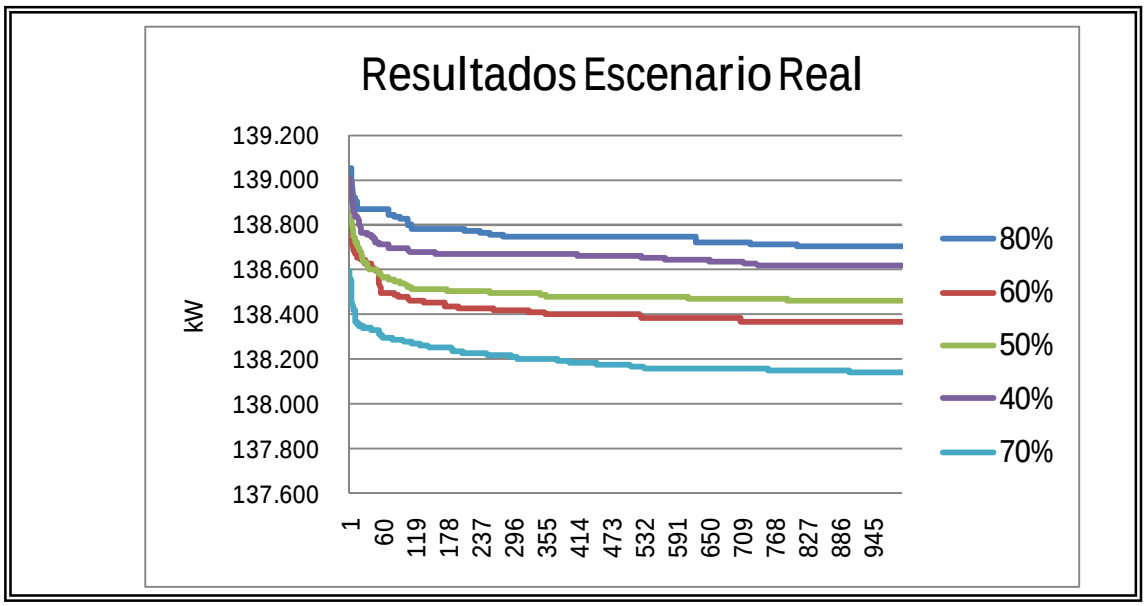


Figura 9-1: Resultados escenario real

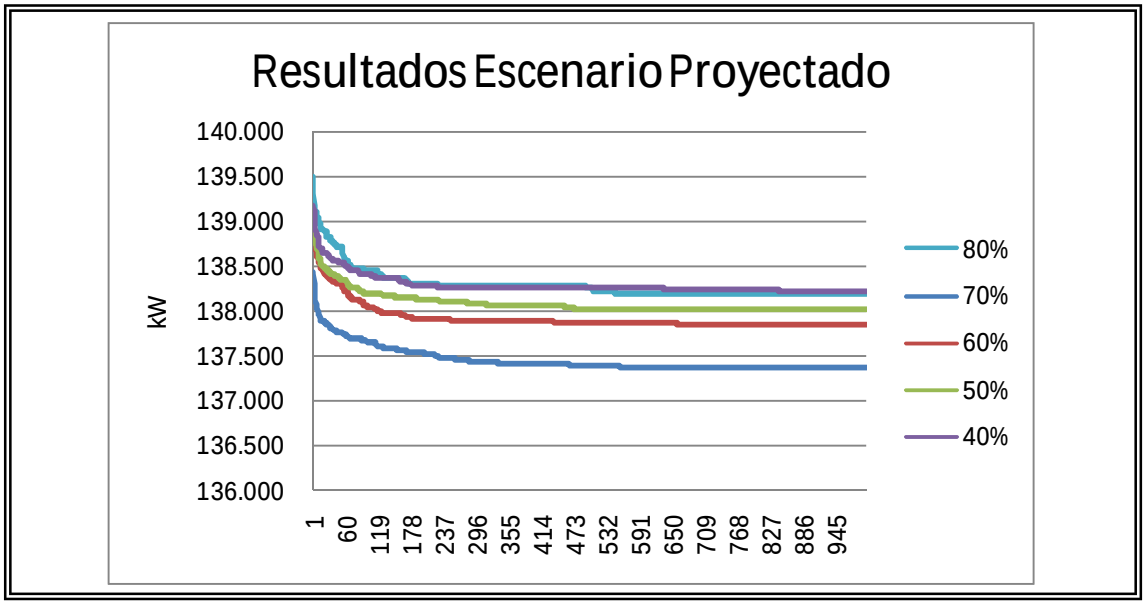


Figura 9-2: Resultados escenario proyectado

La diferencia de los porcentajes entre ambos escenarios radica principalmente en el pequeño porcentaje que puede ser gestionado en el catastro denominado real, lo que determina que con la reducción generada, no alcanza a reducir niveles que lo posicionen en el segundo período de punta.

Claramente se puede observar que el nivel de limitación en ambos casos resulta ser óptimo al operar a un 70%, alcanzándose niveles de un 13% en el catastro proyectado como el actual para la SE Vitacura. Esto principalmente debido al efecto *payback*, que determina nuevos máximos ante niveles de limitación mayores, los que pueden generar una solución al problema que puede incluso entregar peores resultados que los definidos en su configuración inicial. Además una menor restricción de carga genera mayor libertad en lo que se refiere al número de restricciones posibles por período, sin sobrepasar las barreras dadas por los niveles de confort.

Si bien este porcentaje es pequeño, es necesario considerar que la carga gestionable proyectada, definida por el consumo de los equipos de aire acondicionado central, representa un valor cercano al 10% del total. Si llevamos esta aplicación al campo de las experiencias internacionales, de modo de validar el modelo aquí presentado, en el capítulo 4.2 se mencionó que en países como EE. UU.,

pioneros en este tipo de programas, la carga de aire acondicionado representa valores cercanos a un 60% de la punta del sistema, y que a través de los planes de Control Directo de la Carga, se obtienen valores de reducción de alrededor de un 8% de la demanda de punta del sistema, como se mencionó en el capítulo 3.2.1. Tomando en cuenta estos datos, se puede considerar validado el modelo presentado en esta investigación, pues se podría plantear el supuesto que a través de la puesta en ejecución del programa desarrollado, en un horizonte de carga gestionable como el americano, se obtendrían, al menos en teoría, resultados similares.

Al finalizar, una última conclusión a tomar en cuenta, y que guarda relación con el tamaño que presentan los megaproyectos inmobiliarios que se construyen en la zona del corredor de Las Condes. Ambos, Costanera Center y Titanium la Portada, presentan en conjunto cerca de 600.000 m^2 construidos, distribuidos en 6 edificios. En orden de magnitud, por si solos representan la mitad del catastro proyectado para el año 2007, y el mismo nivel de requerimiento de frío que el catastro completo de clientes de Carrier, conformado por 18 inmuebles. Es por esto que la instauración de estos complejos presentan oportunidades importantes desde el punto de vista de la gestión de los consumos, no solo en lo que se refiere a planes de gestión de la demanda como los desarrollados en esta investigación, sino que en la gama completa de herramientas que permitan hacer más eficiente la distribución de las cargas en distribución.

9.2 Trabajos Futuros

Para terminar este informe, es que se proponen las siguientes líneas de investigación para continuar el trabajo aquí planteado:

- En primer lugar, es importante destacar que en esta investigación tan sólo se buscó desarrollar una herramienta técnica que permita controlar la demanda de punta de una subestación, utilizando planes CDC aplicados a los sistemas de aire acondicionado. La idea es demostrar la factibilidad en lo que corresponde a la reducción de potencia. Se propone entonces realizar un estudio referido a las oportunidades económicas que se

presentan mediante la utilización de este tipo de aplicaciones, de forma de obtener el beneficio neto $/kW de reducción. Para esto se debe tomar en cuenta el aporte económico que significa la aplicación del programa de forma global, es decir, analizando la reducción del riesgo por falta de suministro por problemas en capacidad, la mejora del factor de potencia, la reducción en las pérdidas debido a esto mismo, y el efecto económico generado por la posible postergación de inversiones en capacidad, definido por el valor presente de las mismas.

- En segundo lugar, en el informe sólo se hacen referencia a las experiencias internacionales respecto al pago a los clientes por la participación en este tipo de programas. Es importante para esto la obtención del análisis económico propuesto en el punto anterior, para obtener cual es el beneficio neto generado para la empresa a través de esta reducción de consumos, y una vez concluido esto, analizar posibles esquemas de pagos para los clientes por la participación en estos programas, como forma de retribuir las posibles pérdidas de confort a causa del control forzado de sus equipos.
- Un tercer punto, quizás el más relevante, es la importancia de comprobar en la práctica los resultados obtenidos de forma teórica. Tradicionalmente, las empresas de distribución han llevado a cabo programas pilotos de forma de verificar la efectividad de los planes de control directo de la carga. Estos planes de prueba permiten a la empresa distribuidora estimar de forma concreta el impacto de la aplicación del programa en la curva de demanda del área de interés. Sin embargo, estos pilotos muchas veces no son precisos a nivel de resultados globales obtenidos, y si muy costosos, haciendo ineficiente su aplicación. Es para esto que se desarrollan este tipo de programas que permiten a las empresas evitar los planes de pruebas, procediendo directamente al plan maestro de ejecución,validando el modelo a través pruebas de menor magnitud.

  De esta forma, lo que se propone es validar, a través de estos planes pilotos en menor escala recién mencionados, los resultados obtenidos en

el modelo, comparándo con los que ocurre realmente en la realidad al generar un control forzado en la operación de un equipo de aire acondicionado en un edificio en particular. De esta forma se podrá afinar el modelo utilizando la retroalmientación entre los resultados de la puesta en práctica y los pronosticados por el modelo.

BIBLIOGRAFIA

ASHRAE. (1992). ANSI-ASHRAE 55-1992: Thermal environmental.

ASHRAE. (1971). ASHRAE Guide and Data Book (Fundamentals).

ASHRAE. (2001). Handbook: fundamentals. USA: American Society of Heating, Refrigerating and Airconditioning Engineers, Inc.

Bahiense, L., Olivera, G., Pereira, M., & Granville, S. (2001). A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion. *IEEE Trans. Power Syst., vol.16, no. 3* , 560-565.

Beasley, D., Bull, D., & Martin, R. (1993). An Overview of Genetic Algorithms: Part 1, Research Topics. *University Computing, 15* (4), 170-181.

Bellannine, G. T. (2000). Load management techniques. *Southeastcon 2000. Proceedings of the IEEE* , 139 - 145.

Benavente, J. M., Galetovic, A., Sanhueza, R., & Serra, P. (2005). Estimando la Demanda Residencial por Electricidad en Chile: El Consumo es Sensible al Precio. *Cuadernos de Economía, Vol.42* (125), 31-61.

Bennon, R., Juves, J., & Meliopoulos, A. (1982). Use of sensitivity analysis in automated transmission planning. *IEEE Trans. Power Aparat. Syst.,vol. PAS-101* , 53-59.

Binato, S., & Oliveira, C. (1995). A heuristic procedure to cope with multi-year transmission expansion planning. *Proc. IEEE/KTH Stockholm Power Tech. Conf., Stockholm, Sweden.*

Binato, S., Pereira, M., & Granville, S. (2001). A Nex Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems. *IEEE Trans. Power Syst., vol. 16, no.2* , 235-240.

Buygi, M., Shanechi, H., Balzer, G., Shahidehpour, M., & Pariz, N. (2006). Network Planning in Unbundled Power Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 21, NO. 3,* , 1379-1387.

Cagigas, C., & Madrigal, M. (2003). Centralized vs. Competitive Transmission Expansion Planning: The Need For New Tools. *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE* , 1012-1017.

CB Richard Ellis. (2006). *Global MarketView.*

CB Richard Ellis. (2007). *Indice de Mercado Santiago de Chile. Mercado de Oficinas.* Santiago.

Chanda, R., & Bhattacharjee, P. (1994). Application of computer software in transmission expansion planning using variable load structure. *Electric Power System Research, no.31* , 13-20.

Colliers International Chile. (2007). *Informes Inmobiliarios.* Retrieved from http://www.colliers.cl/

Contreras, J. (1997). A Cooperative Game Theory Approach to Transmission Planning in Power System. *Tesis Doctoral, Univ. California, Berkeley* .

CRA International. (2006, Diciembre). Assesing the value of Demand Response in the NEM. *Australian IEA Task XIII Team* .

Cruz, R., & Latorre, G. (2000). HIPER: Interactive tool for mid-term transmission expansion planning in a deregulated environment. *IEEE Power Eng. Rev., vol. 20* , 61-62.

Cuadros, R. (2003). Modelo integrado de tarificación y expansión de las redes de transmisión de energía. *Memoria para Optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile* .

Da Silva, E., Areiza, J., De Oliveira, G., & Binato, S. (2001). Transmission Network Expansion Planning Under a Tabu Search Approach. *IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, Nº 1* , 62-68.

De la Torre, T., Feltes, J., Gómez, T., & Merrill, H. (1999). Deregulation, privatization, and competition: transmission planning under uncertainty. *IEEE Trans. Power Syst., vol. 14,* , 460-465.

Donahue, J. (2004). Integrating Transmission Networks & Competitive Markets. *IEA Workshop on Transmission Networks Performance in Competitive Electricity Markets, Paris, Francia* .

Dusonchet, Y. P., & El-Abaid, A. (1973). Transmission Planning Using Discrete Dynamic Optimizing. *IEEE Trans. Power Apparat. Syst., vol. PAS-92* , 1358-1371.

Gallego, R., Alves, A., Monticelli, A., & Romero, R. (1997). Parallel Simulated Annealing Applied to Long Term Transmission Network Expansion Planning. *IEEE Trans. Power Syst., vol. 12, no.1* , 181-188.

Gallego, R., Monticelli, A., & Romero, R. (1998). Transmission expansion planning by extended genetic algorithm. *Proc. Inst. Elect. Eng.-Gen., Transm. Dist.,vol. 145, no.3* , 329-335.

Gallego, R., Romero, R., & Monticelli, A. (2000). Tabu Search Algorithm for Network Síntesis. *IEEE Transactions on Power Systems, vol.15, no.2* , 490-495.

Garber, L. L. (1970). Transmission Network Estimation Using Linear Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and System, vol. PAS-89, no.7* , 1688-1697.

Gellings, C. W. (1985). The concept of demand-side management for electric utilities. *Proceedings of the IEEE, 73* (Issue 10).

Gellings, C. W., & Chamberlin, J. H. (1987). Demand-Side Management: Concepts and Methods. In C. W. Gellings, & J. H. Chamberlin, *Demand-Side Management: Concepts and Methods* (pp. 37-61).

Gil Sagás, E. M. (2001). *Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos.* M.Sc. tesis, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Goldberg, D. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning.* Addison-Wesley Professional.

Gomes, A., Henggeler Antunes, C., & Gomes Martins, A. (2004). A multiple objective evolutionary approach for the design and selection of load control strategies. *IEEE Transactions on Power Systems* , 1173 - 1180 .

Gorenstin, B., Campodonico, N., Costa, J., & Pereira, M. (1993). Power system expansion planning under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1* , 129-136.

Haffne, S., Monticelli, A., Garcia, A., & Mantovani, J. (2000). Branch and bound algorithm for transmission system expansion. *Proc. Inst. Elect. Eng.—Gen.Transm. Dist., vol. 147* , 149–156.

Handschin, E., Heine, M., König, D., Nikodem, T., Seibt, T., & Palma, R. (1998). Object-oriented software engineering for transmission planning in open access schemes. *IEEE Trans. Power Syst.,vol. 13* , 94-100.

Hedman, K., Gao, F., & Sheble, G. (2005). Overview of Transmission Expansion Planning Using Real Options Analysis. *Power Symposium, 2005. Proceedings of the 37th Annual North American* , 23-25.

Hirst, E. (2002, Abril). Price-Responsive Demand as Reliability Resources. *Consulting in Electric-Industry Restructuring* .

Hobbs, B. F. (2001). Linear Complementarity Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Market. *IEE Transactions on Power System* , 194-202.

Holland, J. H. (1975). Adaptation in Natural and Arti□cial SystemsAdaptation in Natural and Adaptation in Natural and Artifcial Systems. *MIT Press* .

Huang, C.-M., & Yang, H.-T. (2001). Evolving wavelet-based networks for short-term load forecasting. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution* , 222 - 228.

Huang, K.-Y., & Huang, Y.-C. (2004). Integrating direct load control with interruptible load management to provide instantaneous reserves for ancillary services. *IEEE Transactions on Power Systems* , 1626 - 1634 .

IGT . (2007, Diciembre). *IGT - http://www.igt.cl/.* Retrieved Enero 5, 2008, from http://www.igt.cl/site/content.aspx?lang=1&cparams={1fx1D}&mparams={-1}

Ihara, S., & Schweppe, F. C. (1981). Physically Based Modeling of Cold Load Pickup. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* , 4142 - 4150 .

Jorge, H., Antunes, C., & Martins, A. (2000). A multiple objective decision support model for the selection of remote load control strategies. *IEEE Transactions on Power Systems* , 865 - 872 .

Kaltenbatch, J., Peshon, J., & Gehrig, E. (1970). A mathematical optimization technique for the expansion of electrical power transmission system. *IEEE Trans. Power Apparat. Syst., vol. PAS-89* , 113-119.

Kim, K., Park, Y., & Lee, K. (1988). Optimal long term transmission expansion planning based on maximum principle. *IEEE Trans. Power Syst., vol.3* , 1494-1501.

Kurucz, C., Brandt, D., & Sim, S. (1996). A linear programming model for reducing system peak through customer load control programs. *IEEE Transactions on Power Systems* , 1817 - 1824.

Latorre, G., Cruz, R. D., Areiza, J. M., & Villegas, A. (2003). Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning. *IEEE Trans. Power Syst., vol. 18. ,* 938-946.

Latorre, G., Ramos, A., Pérez-Arriaga, I., Alfonso, I., & Sáiz, A. (1991). PERLA: A static model for long-term transmission planning - Modeling options and suitability analysis. *Proc. 2nd Spanish-Portuguese Conf. Elect. Eng.*

Laurent, J.-C., Desaulniers, G., Malhame, R., & Soumis, F. (1995). A column generation method for optimal load management via control of electric water heaters. *IEEE Transactions on Power Systems, ,* 1389 - 1400 .

Lee, W., Yik, F., Jones, P., & Burnetta, J. (2001). Energy saving by realistic design data for commercial buildings in Hong Kong. *Applied Energy 70* , 59–75.

Levi, V., & Calovic, M. (1991). A new Decomposition based method for optimal expansion planning of large transmission networks. *IEEE Trans. Power Syst. vol. 6, no. 3* , 937-943.

Ling, S., Leung, F., Lam, H., & Tam, P. (2003). Short-term electric load forecasting based on a neural fuzzy network. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* , 1305-1316.

Lu, C.-N., Wu, H.-T., & Vermuri, S. (1993). Neural network based short term load forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems* , 336-342.

Lu, M., Dong, Z., & Saha, T. (2005). A Framework for Transmission Planning in a Competitive Electricity Market. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China* , 1-6.

Malhamé, R., & Chong, C.-Y. (1985). Electric load model synthesis by diffusion approximation of a high-order hybrid-state stochastic system. *IEEE Transactions on Automatic Control* , 854 - 860 .

Martínez García, A. G. (2003). *Creacion de un algoritmo GRASP para la empresa Junghanns.* Cholula, Puebla, México: Tesis Profesional. Universidad de las Américas Puebla. Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Industrial y Textil.

Maui Electric Company, Ltd. Final Report. (2006). *Assessment of Demand-Side Management (DSM) Resource Options.* San Diego, California.

Ma-WenXiao, Bai-XiaoMin, & Mu-LianShun. (2002). Short-term load forecasting with artificial neural network and fuzzy logic. *International Conference on Power System Technology* , 1101-1104.

Ministerial Council on Energy. (2007). Revised Demand Side Response and Distributed Generation Case Studies.

Monticelli, A., Santos Jr, A., Pereira, M., Cunha, S., Parker, B., & Praca, J. (1982). Interactive transmission network planning using a leat-effort criterion. *IEEE Trans. Power Apparat. Syst., vol. PAS-101* , 3919-3925.

Nehrir, M., Dolan, P., Gerez, V., & Jameson, W. (1995). Development and validation of a physically-based computer model for predicting winter electric heating loads. *IEEE Transactions on Power Systems,* , 266 - 272 .

Pereira, M., & Gorenstin, B. (1996). Transmission pricing methods. *Seminar: Remuneration and Pricing of the Power Services, Bogotá, Colombia* .

Pereira, M., McCoy, M., & Merrill, H. (2000). Managing risk in the new power business. *IEEE Comput. Applicat. Power* , 18-24.

Pereira, M., Pinto, L., Cunha, S., & Oliveira, C. (1985). A Descomposition approach to automated generation/transimission expansion planning. *IEEE Trans. Power Syst., vol. PAS-104* , 3074-3083.

Pfluger, R. (2005). An international review of low and zero energy home initiatives. *CEPHEWS review* , 209-214.

Platts, J., Sigby, R. M., & Garver, L. (1972). A method for horizon-year transmission planning. *IEEE Trans. Power Apparat. Syst., vol. PAS-89* , 1356-1361.

Proyecto GAUREE 2. (2004, Mayo). *El Proyecto Generación Autónoma y Uso Racional de la Energía Eléctrica: Puesta en Práctica de Soluciones Concretas*. Retrieved Marzo 4, 2008, from http://www.uegauree2.org: http://www.uegauree2.org/fileadmin/uploads/media/MANUAL_DE_AHORRO_ENERGETICO_EN__REFRIGERACION.pdf

Rocky Mountain Institute. (2006). Demand Response: An Introduction. Boulder, Colorado, EE.UU.

Romero, R., Gallego, R., & Monticelli, A. (1996). Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing. *IEEE Trans. Power Syst., vol. 11, no.1* , 364-369.

Rudnick, H., & Montero, J. P. (2001). Precios eléctricos flexibles. *Cuadernos de Economía* , 91-109.

Rudnick, H., & Zolezzi, J. (2000). Planificación y Expansión de la Transmisión en Mercados Eléctricos Competitivos. *II Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, VII SEPOPE, Curitiba, Brasil* .

Rudnick, H., Palma, R., Cura, E., & Silva, C. (1996). Economically Adapted Transmission Systems in Open Access Schemes - Application of Genetic Algorithms. *IEEE Trans. Power Syst., vol.11, no.3* , 1427-1440.

Ryan, N., Braithwait, S. D., Powers, J. T., & Smith, B. A. (1989). Generalizing direct load control program analysis: implementation of the duty cycle approach. *IEEE Transactions on Power Systems* , 293 - 299.

Seifu, A., Salon, S., & List, G. (1989). Optimization of transmission line planning. *IEEE Trans. Power Syst., vol. 4* , 1507–1513.

Senjyu, T., Mandal, P., Uezato, K., & Funabashi, T. (2005). Next Day Load Curve Forecasting Using Hybrid Correction Method. *IEEE Transactions on Power Systems* , 102-109.

Serna, C., Duran, J., & Camargo, A. (1978). A model for enxpansion planning of transmission systems a practical application example. *IEEE Trans. on Power Apparatus and System, vol. PAS-97, no. 2* , 610-615.

Serrano, R. (2004). Planificación de la expansión de la transmisión desde la perspectiva privada utilizando teoría de juegos cooperativos. *Tesis de Magister, Pontificia Universidad Católica de Chile* .

Sharifnia, A., & Aashtiani, H. (1985). Transmission network planning: A method for synthesis of minimum-cost secure networks. *IEEE Trans. Power Apparat. Syst.,vol. PAS-104* , 2026-2034.

Shin, J., & Park, Y. (1993). Optimal Long-Term Transmission Planning by Expert System Approach. *Proc. IEEE Region 10 Tech. Conf.* , 713-717.

SINTEF. (2005, Septiembre 8). *SINTEF Energy Research - http://www.sintef.no*. Retrieved Enero 17, 2008, from http://www.sintef.no/content/page1____4966.aspx

SkyscraperPage. (2006). *SkyscraperPage - http://skyscraperpage.com/*. Retrieved Enero 20, 2008, from Gran Torre Costanera: http://skyscraperpage.com/cities/?buildingID=46521

Stephens, R. (1988). Load control demand reduction estimation. *IEEE Transactions on Power Systems* , 59 - 66.

Stoft, S. (2002). Power System Economics: Designing Markets for Electricity. *Editorial IEEE/Wiley* .

Styczynski, Z. (1999). Power network planning using game theory. *Proc.13th Power Syst. Comput. Conf. Trondheim* , 607-613.

Sun, H., & Yu, D. (2000). A multiple-objective optimization model of transmission enhancement planning for independent transmission company (ITC). *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting* , 62-68.

Systep Ingeniería y Diseños e INECON. (2006). *Estudio para determinar el valor anual del sistema de subtransmisión (VASTX). Sistema de Subtransmisión N°3.* Santiago de Chile.

Teive, R., Hawken, A., & Laugthon, M. (2004). Knowledge-based system for electrical power networks transmission expansion planning. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES* , 435-440.

Teive, R., Silva, E., & Fonseca, L. (1998). A Cooperative Expert System for Transmission Expansion Planning of Electrical Power System. *IEEE Trans. Power Syst., vol. 13, no. 2* , 636-642.

Thai Energy . (2004). Retrieved Enero 17, 2008, from http://www.thaienergy.com - Energy Policy Research: http://www.thaienergy.org/index.php?option=com_content&task=view&id=71&Itemid=88

Titanium Inmobiliaria. (n.d.). *Titanium la Portada - http://www.titaniumlaportada.cl.* Retrieved Enero 20, 2008, from http://www.titaniumlaportada.cl/Titanium_La_Portadaes.html

Villasana, R., Garver, L., & Salon, S. (1985). Trasmission Network Planning Using Linear Programming. *IEEE Trans. Power Apparatus ans System, vol. PAS-104, no.2* , 349-356.

Weller, H. (1988). Managing the instantaneous load shape impacts caused by the operation of a large-scale direct load control system. *IEEE Transactions on Power Systems* , 197 - 199.

Xcel Energy. (n.d.). *Xcel Energy - http://www.xcelenergy.com.* Retrieved Enero 10, 2008, from Programs & Resources: Saver´s Switch:

http://www.xcelenergy.com/XLWEB/CDA/0,3080,1-1-2_738_18938-223-2_171_256-0,00.html

Yang, H., Chen, S., & Peng, P. (2005). Genetic k-means-algorithm-based classification of direct load-control curves. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib* .

Yao, L., Chang, W.-C., & Yen, R.-L. (2005). An Iterative Deepening Genetic Algorithm for Scheduling of Direct Load Control. *IEEE Transactions on Power Systems* , 1414 - 1421.

Yoshimoto, K., Yasuda, K., & Yokoyama, R. (n.d.). Transmission Expansion Planning Using Neuro-Computing Hybridized with Genetic Algorithm. *Proc. 1995 Int. Conf. Evol. Comput.* , 126-131.

Youssef, H. K., & Hackam, R. (1989). New Transmission Planning Model. *IEE Trans. Power Syst.* , 9-18.

Yu, Z. (1996). A temperature match based optimization method for daily load prediction considering DLC effect. *IEEE Transactions on Power Systems,* , 728-733.

Zhang, G., Wang, L., Liu, L., & Wang, Z. (2004). Thermoeconomic optimization of small size central air conditioner. *El Servier, applied thermal engineering* , 471-485.

Zheng, F., Zhang, Y., & Hou, Y. (2006). An Integrated Economic Impact Assessment Index on Transmission Expansion. *Power Engineering Society General Meeting, IEEE* , 6.

Zolezzi, J. (2002). Asignación de Costos de Transmisión via Juegos Cooperativos y Formación de Coaliciones. *Tesis Doctoral Pontificia Universidad Católica de Chile* .

A N E X O S

ANEXO A: TARIFAS DINÁMICAS

Principalmente en Estados Unidos se han desarrollado programas basados en tarifas dinámicas de forma de lograr una participación más activa del consumo en la búsqueda del equilibrio de mercado.

La literatura ha definido, dentro de este marco de flexibilidad tarifaria, cuatro esquemas de precios.

a) Tarifas time of use (TOU)

Este tipo de esquemas de precios presentan bloques para tiempos específicos del día en cuestión. Típicamente estas tasas no cambiarán más que dos veces al año y se basan en la estimación del costo de generar electricidad. Los clientes pagan por energía consumida en estos períodos según los precios del intervalo registrado. Estas tarifas son prefijadas, por lo que no representan fielmente lo que ocurre en el mercado. Además poseen, por el mismo hecho de no seguir los costos variables de generación, una prima de riesgo que protegen al cliente de la real fluctuación.

Para su implementación se requieren de medidores simples que identifiquen mediante un *clock* el período de consumo, registrando dicho valor en forma mensual, con la predeterminación de los precios de la energía en aquel intervalo de tiempo.

b) Tarifas en tiempo real

Las tarifas en tiempo real, o *real time pricing* en ingles (RTP) parecen ser la mejor aproximación para una liberación de mercado. Está caracterizado por tener diferentes precios para diferentes horas del día, para diferentes días. Es el fiel reflejo de lo que realmente ocurre en los sistemas eléctricos, ya que representa los costos instantáneos de generación, aislando la prima de riesgo que tienen las tarifas TOU, considerando además las posibilidades de *blackout* del sistema.

La característica con la que marca la diferencia los RTP respecto a los TOU es que introduce incentivos para distribuir los precios detallistas en intervalos fijos de tiempo, usualmente horarios, y que son anunciados minutos antes del suceso,

típicamente un día antes. La idea es que el intervalo entre el anuncio y la implementación del precio no sea muy extenso para que refleje de forma precisa lo que realmente ocurre en el mercado. Esto ayuda al sistema a descongestionar las horas *peaks*, distribuyendo el consumo a lo largo del día.

La tecnología también juega un papel importante. Uno de los problemas que tienen las tarifas en tiempo real es que, al separar los tiempos de *peaks* de los no *peaks*, necesita de medidores que detecten y registren el momento exacto y el tiempo de consumo en horarios *peaks*, para luego poder enviarlo de forma remota a los sistemas de almacenamiento de datos para poder informar al usuario de manera continua la forma y magnitud de sus consumos y el valor instantáneo de la energía. Por lo demás la forma de enviar la información de consumo si las tarifas son RTP es muy limitada y costosa. Esto por los equipos que se deben instalar para la conectividad entre el medidor y el centro y el centro con el usuario.

c) Tarifas critical peak pricing (CCP)

Este tipo de tarifas es un estado intermedio entre las dos antes definidas. Su principal característica consiste en la definición de una señal de precio muy alta en casos críticos en que el sistema no tenga suficientes holguras. Se cobran costos por kWh consumido en horas punta, fuera de punta y súper punta, diferenciando por estación del año y por nivel escalonado de consumo. Las horas en súper punta corresponden a casos críticos durante las horas punta, en las cuales se podrá aplicar una señal excesiva de precio para desincentivar el consumo.

Requiere de sistemas de medidores menos sofisticados, el cual es mucho más consistentes con lo que pasa en realidad en los mercados, sobre todo en lo referido a costos. Para estos esquemas se definen períodos limitados con niveles definidos para períodos críticos de alto consumo. Además el número de períodos críticos al año son limitados de manera de proteger a los consumidores contra los altos precios.

d) Oferta de la demanda

Los procesos de oferta de la demanda da la oportunidad a los grandes clientes dueños de instalaciones de consumo importante a que participen de forma

activa en el mercado, ofreciendo reducir las cargas a cambio de un precio determinado entre ambas partes interesadas. Los clientes más pequeños pueden también participar en estas transacciones a través de intermediarios, que agregan a varios de sus clientes ofertando bloques de reducción de mayor peso dentro de la operación del sistema.

ANEXO B: PROGRAMA HAP

El aumento de los costos de la energía a nivel mundial, propiciado principalmente por el alza en los precios de los combustibles fósiles, ha generado una preocupación a nivel de las empresas constructoras de edificios en torno a los costos operativos y la eficiencia energética de los inmuebles. Como resultado, los programas simuladores de energía en edificios se han transformado en una herramienta importante en el campo de los equipos de aire acondicionado.

El *Hourly Analysis Program* (HAP) es la herramienta computacional utilizada por Carrier para la estimación de los proyectos de aire acondicionado a implementar en los edificios, residencias e industrias de sus clientes. HAP es en sí mismo dos herramientas en una. En primer lugar es una herramienta para estimar cargas y diseñar sistemas. En segundo lugar, es una herramienta para simular el uso y el costo del consumo de energía del edificio.

Este programa utiliza el método de función de transferencia para cálculos de carga, avalado por ASHRAE, con técnicas detalladas de simulación de 8.760 hora-hora para el análisis de energía, de forma de entregar resultados precisos respecto a estimaciones de la demanda por energía y los costos operacionales en los que se ve incurrido por dicho consumo. Un sofisticado análisis matemático simula el comportamiento térmico del edificio determinado por las cargas de frío y calor presentes en él, considerando a su vez gran cantidad de factores físicos que influencian en la carga total del inmueble, así como también los equipos existentes en su interior que se presentan como cargas térmicas.

Esté análisis térmico-estático de los edificios debe considerar:

1. **Condiciones climáticas:** es vital para el programa conocer los distintos niveles de temperatura, humedad y radiación solar, para todo el año. Estos factores externos son importantes a la hora de estimar las cargas térmicas, ya que cada locación geográfica posee un perfil de calor-frío, seco-húmedo, despejado-nublado, que permiten obtener distintos escenarios de predicción de los comportamientos, ya sean diarios, mensuales o anuales.
2. **Variación horaria y diaria de las cargas internas:** patrones de ocupación y de uso de la iluminación y de los equipos son requeridos por este programa para lograr una aproximación al perfil horario de las cargas internas generadoras de calor.
3. **Naturaleza dinámica de la transferencia de calor en el edificio:** el proceso de convertir las ganancias y pérdidas de calor, evento dinámico, en un proceso estático es importante para la simulación del comportamiento del edificio. Las ganancias de calor ocurridas durante una hora afectan a las horas siguientes, e incluso a días sucesivos, por lo que resulta fundamental el considerar con precisión las secuencias de ganancias diarias y horarias. Para esto se requieren características constructivas de los edificios de forma de analizar la resistencia y la capacitancia que poseen los edificios, que definen la ganancia y la pérdida de calor, ante los distintos escenarios.
4. **La respuesta y el desempeño de los equipos HVAC:** se debe conocer como los controles, sistemas y equipos responden a la demanda por calor y frío en un edificio, y los factores que afectan al rendimiento en carga parcial de los sistemas climatizadores, de forma de obtener el escenario total de comportamiento de los equipos ante distintas situaciones, determinadas por los parámetros internos y externos antes descritos.

El HAP estima cargas de diseño de enfriamiento y calefacción para determinar los tamaños de los componentes de sistemas HVAC requeridos. En esencia, el programa provee la información necesaria para seleccionar y especificar los equipos. De forma específica, el programa lleva a cabo las siguientes tareas:

- Calcula cargas hora a hora de diseño de enfriamiento y calefacción para espacios, zonas y serpentinas en el sistema HVAC.

- Simula la operación hora-por-hora de los sistemas no-HVAC, incluyendo iluminación y artefactos
- Determina los valores de caudal de aire necesarios para espacios, zonas y el sistema.
- Dimensiona las serpentinas de enfriamiento y calefacción, los ventiladores de circulación de aire, los enfriadores y las calderas.
- Genera reportes tabulares y gráficos de los datos por hora, diarios, mensuales y anuales.

De esta forma, para definir una proyección del comportamiento térmico de los equipos se requiere:

1. **Definir el problema:** se debe tener claro los alcances y objetivos del análisis del diseño, conociendo el tipo de edificio, los sistemas y equipos que se pretenden instalar y los requerimientos especiales que influirán en las propiedades del sistema.

2. **Recopilación de datos:** antes de que los cálculos de diseño puedan ser realizados se debe reunir información acerca del edificio, su entorno y su equipo HVAC

   - Datos climáticos: los datos del clima definen las condiciones de temperatura, humedad y radiación solar que el edificio encontrará durante el curso de un año. Estas condiciones juegan un importante rol influyendo cargas y operación del sistema. Para definir datos climáticos, se puede seleccionar una ciudad de la base de datos climáticos del programa, o pueden ingresarse directamente los parámetros.
   - Datos del espacio: un espacio es una región del edificio comprendida por uno o más elementos de caudal de calor y servida por una o más terminales de distribución de aire. Generalmente un espacio representa una única habitación. Sin embargo, la definición de un espacio es flexible. Para definir un espacio deben describirse todos los elementos que afecten el caudal de calor en el mismo. Los elementos incluyen muros, ventanas, puertas, techos, claraboyas, pisos, ocupantes, iluminación, equipos eléctricos, diversas fuentes de calor, infiltraciones y particiones. Al definir un espacio se necesita información

acerca de la construcción de muros, techos, ventanas, puertas y dispositivos de oscurecimiento exteriores, así como también información acerca de los cronogramas horarios para las ganancias de calor internas.

- Datos del sistema de aire: un sistema de aire es el equipo y los controles utilizados para proveer refrigeración y calefacción a una región del edificio. Un sistema de aire sirve a una o más zonas. Las zonas son grupos de espacios que tienen un único control termostático. Para definir un sistema de aire, los componentes, controles y zonas asociados con el mismo deben ser definidas, así como también el criterio de dimensionado del sistema.
- Datos de la planta: una planta es el equipo y los controles utilizados para proveer refrigeración o calefacción a las serpentinas en uno o más sistemas de aire. Los ejemplos incluyen plantas enfriadoras, plantas de caldera de agua caliente, y plantas de caldera de vapor.

3. **Análisis final de los datos:** finalmente, el programa permite obtener reportes de diseño de la planta generada y del sistema en su conjunto, con los que finalmente se podrá elegir el equipo de aire a instalar, determinado por el comportamiento térmico del edificio, para las 8.760 horas del año.

ANEXO C: TIPOS DE EQUIPOS DE AIRE ACONDICIONADO CENTRAL

Los sistemas de aire acondicionado o HVAC son generalmente diseñados, instalados y operados en tipos y configuraciones diferentes, dependientes de las particularidades propias del proyecto ha desarrollar. Tomando este hecho en cuenta, es que se busca una clasificación de los equipos de forma de encontrar la configuración óptima en cada uno de estos proyectos.

Los sistemas de aire acondicionado pueden ser clasificados actualmente en seis categorías, según sus configuraciones y características operativas:

- Sistemas individuales de aire acondicionado de espacio
- Sistemas de refrigeración por evaporación
- Sistemas de aire acondicionado de base seca, o sistemas de disecación
- Sistemas térmicos de aire acondicionado
- Sistemas embalados o sistemas unitarios de aire acondicionado
- Sistemas centrales de aire acondicionado

Un sistema embalado tiene la característica de utilizar un serpentín para enfriar el aire directamente. Un sistema de disecación utiliza generalmente el serpentín de refrigeración como actor suplementario. Un sistema central utiliza como sistema de refrigeración un líquido enfriado como medio de refrigeración para refrescar el aire directamente. Por último, un sistema térmico de almacenamiento utiliza siempre un sistema central que utiliza agua o salmuera como medio de refrigeración.

Otra forma de clasificación de los equipos de aire acondicionado, guardan relación con el tipo de la entrada de energía y el proceso de refrigeración. Tomando en cuenta estos parámetros, los sistemas de refrigeración se pueden clasificar en:

- Tipo compresión de vapor
- Compresión de absorción y aire
- Compresión de expansión de gas

En la década de los 90, el sistema de la absorción tenía menos del 8 por ciento en instalaciones nuevas comparadas con los compresores centrífugos en los Estados Unidos. Las aplicaciones de aire o sistemas de refrigeración de expansión de gas se limitan al uso

de los aviones. En cambio los sistemas de compresión de vapor dominan en los sistemas de aire acondicionado (Proyecto GAUREE 2, 2004)

Los sistemas de refrigeración de compresión de vapor son conocidos también como sistema de agua helada, y consisten en una unidad central que genera agua a temperaturas de aproximadamente 7°C, la cual es distribuida por medio de tubería a las habitaciones y a las áreas comunes. Estas unidades están compuestas por cuatro elementos principales que son: el evaporador, el condensador, el elemento expansivo o válvula de expansión, y el compresor. La unidad absorbe el calor generado por el edificio por medio del evaporador que es un intercambiador de calor donde circula agua fría por un lado, y refrigerante por el otro. El agua sale del evaporador a aproximadamente 7°C, y regresa a una temperatura dependiente del diferencial de temperatura existente en las habitaciones a acondicionar, y se debe a la absorción de la carga térmica del edificio. El gas refrigerante sale del evaporador hacia el compresor que aumenta su presión para llevarlo al condensador, donde el refrigerante se condesa en un intercambiador de calor, que puede utilizar agua o aire como medio de condensación.

Los sistemas de refrigeración de compresión de vapor se pueden clasificar también según:

- El tipo de compresor utilizado (reciprocante, rotativo, tornillo o sistemas centrífugos)
- El tipo de evaporador, definiendo si posee o no expansión directa. En un sistema de expansión directa, el aire de transferencia se enfría directamente y es humedecido por la expansión y el evaporado del refrigerante por medio de una serie de tubos.
- El tamaño del sistema de refrigeración, en toneladas de refrigeración, que puede ir desde sistemas pequeños, de 2.5 TR, a los sistemas más grandes de varios cientos de toneladas de refrigeración.

Para un proyecto de acondicionamiento de aire, el tipo de compresor, el tamaño del sistema o si el compresor utilizado son a menudo correlativos. Un compresor centrífugo es a menudo un sistema de refrigeración de gran tonelaje, mientras que un sistema pequeño de refrigeración, es a menudo un sistema del tipo expansión directa, que utiliza aire fresco para el intercambio de temperatura.

Es importante destacar entonces al compresor de refrigerante como el actor principal dentro del funcionamiento de un sistema de aire acondicionado. Este tiene como función elevar la presión del refrigerante, o del agua según sea el tipo de sistema, proporcionando la fuerza primaria para que el refrigerante circule en el estado de gas, de forma de poder establecer procesos de intercambio de calor con el fluido circulante encargado de acondicionar el edificio.

De esta forma, al clasificar los sistemas por el tipo de compresor, se encuentran los tres más utilizados en el mercado:

- Compresor del tipo tornillo
- Compresor del tipo centrífugo
- Compresor de absorción

Los compresores del tipo tornillo son un 15% más pequeños y más ligeros que los compresores centrífugos comparables, pero ofrecen una capacidad 50% más alta, reduciendo de esta forma el espacio requerido para cuartos de máquinas, con su costo asociado. Estos compresores satisfacen las necesidades de aplicaciones que van de altas a bajas temperaturas en sistemas de compresión sencilla, paralela o combinada externamente. Por sus dimensiones y particularidades, poseen la característica de poder configurar distintas estructuras, haciendo más funcional su operación. El de tornillo es un equipo muy confiable, muy eficiente, pero hasta cierto punto está limitado en los tamaños que ofrece en sus varias capacidades. Carrier posee dentro de este tipo de equipos la línea 30HXC del tipo tornillo, presentado 17 equipos que van desde las 83 TR hasta las 367 TR. Su nombre de tornillo guarda relación a la forma en que opera para lograr elevar la presión del refrigerante. Esta se basa en el uso de tornillos macho y hembra que van transportando el refrigerante y aumentándoles la presión de manera paulatina, a través de la reducción en una cavidad en el acople de dos elementos helicoidales configurados por ambos tipo de tornillos.

Los compresores del tipo centrífugo son los más utilizados en sistemas de refrigeración. Esto debido a su relación precio-capacidad, pues es conveniente en grandes proyectos. Carrier presenta en sus catálogos 6 tamaños en modo frío, con capacidades que van desde 375 TR a los 700 TR. Son compresores herméticos (un solo módulo) con alabes guía de entrada variable. Están configurados a través de una construcción modular, donde

evaporador, condensador y compresor van completamente unidos con tornillos, especialmente adecuados para proyectos de sustitución.

El método de compresión, como lo dice su nombre, se basa en la utilización de la velocidad centrífuga para comprimir el refrigerante, desarrollando la diferencia de presión por medio de un movimiento de rotación a alta velocidad.

Por último están los sistemas de absorción. La primera gran diferencia entre el de absorción y los demás es que es un compresor cuyo procedimiento es más químico que mecánico, y ocurre a través de un sistema que usa la energía proveniente de la combustión de gas natural, de agua o de vapor caliente para generar un proceso químico a baja presión, lo que permite enfriar el agua del sistema usando agua como refrigerante. Este tipo de compresores no es utilizado por Carrier para sus clientes en Chile actualmente, utilizando tan solo equipos tornillo y centrífugos.

En el aspecto económico, regularmente estos equipos se cotizan en dólares y su costo varía dependiendo de las capacidades. En este sentido los compresores de tornillo son los más económicos. Después vendrían los centrífugos que tienen un costo de un 30 a 50 por ciento superior al anterior y por último los compresores de absorción, que son mucho más costosos, prácticamente el doble de los anteriores.

ANEXO D: TABLA DE EQUIPOS CARRIER

En este anexo se presentan las tablas que caracterizan la operación de los equipos que poseen los 18 edificios catastrados, clientes de Carrier, ubicados en la zona del corredor de Las Condes

D.1 Edificio Palladio

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
90	20%	138	0.7667	7.8	6.6	1.2	69
135	30%	173	0.6412	8.4	6.6	1.8	87
180	40%	209	0.5794	9.0	6.6	2.4	104
225	50%	235	0.5229	9.7	6.6	3.1	118
270	60%	258	0.4780	10.3	6.6	3.7	129
315	70%	306	0.4862	10.9	6.6	4.3	153
360	80%	358	0.4968	11.6	6.6	5.0	179
405	90%	419	0.5177	12.2	6.6	5.6	210
450	100%	500	0.5556	12.8	6.6	6.2	250

D.2 Edificio Procter

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
120	20%	83	0.6900	8.2	6.6	1.6	83
180	30%	104	0.5771	9.0	6.6	2.4	104
240	40%	125	0.5215	9.9	6.6	3.3	125
300	50%	141	0.4706	10.7	6.6	4.1	141
360	60%	155	0.4302	11.6	6.6	5.0	155
420	70%	184	0.4376	12.4	6.6	5.8	184
480	80%	215	0.4472	13.2	6.6	6.6	215
540	90%	252	0.4659	14.1	6.6	7.5	252
600	100%	300	0.5000	14.9	6.6	8.3	300

D.3 Edificio Costanera

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
80	20%	112	0.7039	7.6	6.6	1.0	56
120	30%	142	0.5917	8.2	6.6	1.6	71
160	40%	174	0.5438	8.8	6.6	2.2	87
200	50%	208	0.5200	9.3	6.6	2.7	104
240	60%	246	0.5125	9.9	6.6	3.3	123
280	70%	286	0.5107	10.4	6.6	3.8	143
320	80%	330	0.5156	11.0	6.6	4.4	165
360	90%	380	0.5278	11.6	6.6	5.0	190
400	100%	446	0.5575	12.1	6.6	5.5	223

D.4 Edificio Consorcio

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
140	20%	103	0.7039	8.5	6.6	1.9	103
210	30%	130	0.5917	9.5	6.6	2.9	130
280	40%	162	0.5438	10.4	6.6	3.8	162
350	50%	192	0.5200	11.4	6.6	4.8	192
420	60%	207	0.5125	12.4	6.6	5.8	207
490	70%	241	0.5107	13.4	6.6	6.8	241
560	80%	283	0.5156	14.4	6.6	7.8	283
630	90%	338	0.5278	15.3	6.6	8.7	338
700	100%	407	0.5575	16.3	6.6	9.7	407

D.5 Edificio Capitolio

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
80	20%	56	0.6900	7.6	6.6	1.0	56
120	30%	71	0.5771	8.2	6.6	1.6	71
160	40%	87	0.5215	8.8	6.6	2.2	87
200	50%	104	0.4706	9.3	6.6	2.7	104
240	60%	123	0.4302	9.9	6.6	3.3	123
280	70%	143	0.4376	10.4	6.6	3.8	143
320	80%	165	0.4472	11.0	6.6	4.4	165
360	90%	190	0.4659	11.6	6.6	5.0	190
400	100%	223	0.5000	12.1	6.6	5.5	223

D.6 Edificio Milenium

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
90	20%	145	1.5333	7.8	6.6	1.2	69
135	30%	182	1.2825	8.4	6.6	1.8	87
180	40%	219	1.1588	9.0	6.6	2.4	104
225	50%	247	1.0458	9.7	6.6	3.1	118
270	60%	271	0.9560	10.3	6.6	3.7	129
315	70%	322	0.9725	10.9	6.6	4.3	153
360	80%	376	0.9937	11.6	6.6	5.0	179
405	90%	440	1.0354	12.2	6.6	5.6	210
450	100%	525	1.1111	12.8	6.6	6.2	250

D.7 Edificio Bosque Norte

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
90	20%	117	0.6900	7.8	6.6	1.2	69
135	30%	147	0.5771	8.4	6.6	1.8	87
180	40%	177	0.5215	9.0	6.6	2.4	104
225	50%	200	0.4706	9.7	6.6	3.1	118
270	60%	219	0.4302	10.3	6.6	3.7	129
315	70%	260	0.4376	10.9	6.6	4.3	153
360	80%	304	0.4472	11.6	6.6	5.0	179
405	90%	356	0.4659	12.2	6.6	5.6	210
450	100%	425	0.5000	12.8	6.6	6.2	250

D.8 Edificio Torre de la Industria

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
77	20%	139	0.9053	7.6	6.6	1.0	70
114	30%	173	0.7572	8.1	6.6	1.5	86
151	40%	207	0.6842	8.6	6.6	2.0	103
188	50%	232	0.6174	9.2	6.6	2.6	116
225	60%	254	0.5644	9.7	6.6	3.1	127
263	70%	302	0.5741	10.2	6.6	3.6	151
300	80%	352	0.5867	10.7	6.6	4.1	176
337	90%	412	0.6113	11.2	6.6	4.6	206
375	100%	492	0.6560	11.8	6.6	5.2	246

D.9 Edificio Golf 2001

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
55	20%	245	1.1137	7.3	6.6	0.7	61
80	30%	298	0.9315	7.6	6.6	1.0	75
105	40%	353	0.8416	8.0	6.6	1.4	88
130	50%	395	0.7595	8.3	6.6	1.7	99
155	60%	431	0.6944	8.7	6.6	2.1	108
180	70%	509	0.7063	9.0	6.6	2.4	127
205	80%	592	0.7217	9.4	6.6	2.8	148
230	90%	692	0.7520	9.7	6.6	3.1	173
255	100%	824	0.8078	10.1	6.6	3.5	206

D.10 Edificio Isidora 2000

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
55	20%	245	1.1137	7.3	6.6	0.7	61
80	30%	298	0.9315	7.6	6.6	1.0	75
105	40%	353	0.8416	8.0	6.6	1.4	88
130	50%	395	0.7595	8.3	6.6	1.7	99
155	60%	431	0.6944	8.7	6.6	2.1	108
180	70%	509	0.7063	9.0	6.6	2.4	127
205	80%	592	0.7217	9.4	6.6	2.8	148
230	90%	692	0.7520	9.7	6.6	3.1	173
255	100%	824	0.8078	10.1	6.6	3.5	206

D.11 Edificio Entel

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
73.4	20%	74	1.1130	7.6	6.6	1.0	82
110.1	30%	92	0.9309	8.1	6.6	1.5	102
146.8	40%	111	0.8412	8.6	6.6	2.0	123
183.5	50%	125	0.7591	9.1	6.6	2.5	139
220.2	60%	138	0.6940	9.6	6.6	3.0	153
256.9	70%	163	0.7059	10.1	6.6	3.5	181
293.6	80%	191	0.7213	10.6	6.6	4.0	212
330.3	90%	223	0.7516	11.2	6.6	4.6	248
367	100%	266	0.8065	11.7	6.6	5.1	296

D.12Hotel Ritz

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
34.6	20%	66	1.0609	10.5	6.6	3.9	37
51.9	30%	83	0.8874	10.9	6.6	4.3	46
69.2	40%	100	0.8018	11.2	6.6	4.6	55
86.5	50%	113	0.7236	11.6	6.6	5.0	63
103.8	60%	124	0.6615	12.0	6.6	5.4	69
121.1	70%	147	0.6729	12.3	6.6	5.7	81
138.4	80%	171	0.6875	12.7	6.6	6.1	95
155.7	90%	201	0.7164	13.1	6.6	6.5	112
173	100%	239	0.7688	13.4	6.6	6.8	133

D.13 Edificio BCI

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
36.4	20%	78	1.0691	9.2	6.6	2.6	39
54.6	30%	98	0.8942	9.5	6.6	2.9	49
72.8	40%	118	0.8080	9.8	6.6	3.2	59
91	50%	133	0.7292	10.1	6.6	3.5	66
109.2	60%	146	0.6666	10.5	6.6	3.9	73
127.4	70%	173	0.6781	10.8	6.6	4.2	86
145.6	80%	202	0.6928	11.1	6.6	4.5	101
163.8	90%	236	0.7219	11.5	6.6	4.9	118
182	100%	282	0.7747	11.8	6.6	5.2	141

D.14 Edificio Nueva Providencia

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
55	20%	135	1.1137	7.3	6.6	0.7	61
80	30%	164	0.9315	7.6	6.6	1.0	75
105	40%	194	0.8416	8.0	6.6	1.4	88
130	50%	217	0.7595	8.3	6.6	1.7	99
155	60%	237	0.6944	8.7	6.6	2.1	108
180	70%	280	0.7063	9.0	6.6	2.4	127
205	80%	325	0.7217	9.4	6.6	2.8	148
230	90%	381	0.7520	9.7	6.6	3.1	173
255	100%	453	0.8078	10.1	6.6	3.5	206

D.15 Edificio Citibank

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
65	20%	275	1.0709	7.4	6.6	0.8	70
96	30%	340	0.8957	7.9	6.6	1.3	86
127	40%	406	0.8093	8.3	6.6	1.7	103
158	50%	456	0.7304	8.7	6.6	2.1	115
189	60%	498	0.6667	9.2	6.6	2.6	126
220	70%	604	0.6955	9.6	6.6	3.0	153
251	80%	739	0.7450	10.0	6.6	3.4	187
282	90%	893	0.8014	10.5	6.6	3.9	226
313	100%	960	0.7764	10.9	6.6	4.3	243

A.16 Edificio Chiletabacos

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
36.4	20%	39	1.0691	10.6	6.6	4.0	39
54.6	30%	49	0.8942	10.9	6.6	4.3	49
72.8	40%	59	0.8080	11.3	6.6	4.7	59
91	50%	66	0.7292	11.7	6.6	5.1	66
109.2	60%	73	0.6666	12.1	6.6	5.5	73
127.4	70%	86	0.6781	12.5	6.6	5.9	86
145.6	80%	101	0.6928	12.9	6.6	6.3	101
163.8	90%	118	0.7219	13.2	6.6	6.6	118
182	100%	141	0.7747	13.6	6.6	7.0	141

A.17 Edificio Alsacia

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
55	20%	135	1.1137	7.3	6.6	0.7	61
80	30%	164	0.9315	7.6	6.6	1.0	75
105	40%	194	0.8416	8.0	6.6	1.4	88
130	50%	217	0.7595	8.3	6.6	1.7	99
155	60%	237	0.6944	8.7	6.6	2.1	108
180	70%	280	0.7063	9.0	6.6	2.4	127
205	80%	325	0.7217	9.4	6.6	2.8	148
230	90%	381	0.7520	9.7	6.6	3.1	173
255	100%	453	0.8078	10.1	6.6	3.5	206

A.18 Edificio Isidora Foster

Toneladas de Refrigeración	Porcentaje de Carga	Carga Chiller kW	Carga Unitaria kW/TON	Temperatura de Entrada °C	Temperatura de Salida °C	Diferencia °C	Carga Chiller Unitario kW
36.4	20%	78	1.0691	7.0	6.6	0.4	39
54.6	30%	98	0.8942	7.3	6.6	0.7	49
72.8	40%	118	0.8080	7.5	6.6	0.9	59
91	50%	133	0.7292	7.8	6.6	1.2	66
109.2	60%	146	0.6666	8.1	6.6	1.5	73
127.4	70%	173	0.6781	8.3	6.6	1.7	86
145.6	80%	202	0.6928	8.6	6.6	2.0	101
163.8	90%	236	0.7219	8.8	6.6	2.2	118
182	100%	282	0.7747	9.1	6.6	2.5	141

ANEXO E: DESCRIPCIÓN DE LOS ALGORITMOS GENÉTICOS

Los Algoritmos Genéticos fueron desarrollados por John Holland en los setenta (Holland, 1975), inspirándose en el proceso de mejoramiento y adaptación progresiva de poblaciones de individuos a su entorno que se observa en la evolución natural de los seres vivos.

Los genéticos se basan en dos ideas básicas: la codificación de las soluciones del problema mediante strings binarios y la ejecución de una serie de operadores inspirados en la teoría de la evolución y en las leyes de la genética para ir mejorando conjuntos de soluciones.

Los algoritmos genéticos son iniciados con un grupo de soluciones aleatorias, que representan la población inicial, la que, a través de agentes de mutación y cruzamiento, van generando descendencia. Esta es sometida a procesos de medición de desempeño, de forma de analizar la adaptación al ambiente de las generaciones, sobreviviendo sólo las mejores soluciones, las que serán padres de la siguiente generación, repitiéndose el proceso.

De esta forma, se producen paso a paso generaciones avanzadas con individuos que resultan progresivamente mejores a sus progenitores. Esta nueva generación contiene una mayor proporción de las características que poseen los mejores miembros de la generación anterior. De esta manera, a lo largo de muchas generaciones, las buenas características se extienden a toda la población, al aparearse soluciones de buen desempeño entre sí, eliminando aquellas que no aportan al modelo para llegar al óptimo global. Así, en la última generación todos los individuos están próximos al valor óptimo y de entre ellos se selecciona el que mejor optimiza la función.

Los genéticos son algoritmos de optimización metaheurística de características robustas, puesto que son utilizables en problemas en que la función objetivo o las restricciones no pueden ser expresadas en forma explícita, o bien presentan no linealidades o discontinuidades extremas. Además, trabajan bien tanto en problemas multimodales como de alta dimensionalidad.

En Goldberg (1989), los algoritmos genéticos se definen en forma general según la siguiente estructura (Figura E-1).

a) Inicialización de las soluciones: antes de empezar el algoritmo resulta fundamental establecer una adecuada representación de las soluciones. Esta parte es clave, pues la mayoría de los operadores utilizados en los genéticos son canónicos, es decir, independientes del problema. De esta forma, es vital que la codificación de las soluciones aporte la mayor cantidad de información para la resolución del problema. La literatura sugiere dos maneras de representar las soluciones; a través de ***strings*** binarios o mediante otro tipo de configuraciones como vectores, árboles o grafos.
b) Generación de la población inicial: el algoritmo comienza con la inicialización de las soluciones, donde se analizan todas las soluciones posibles, dejando para el proceso de búsqueda tan solo las soluciones factibles del problema. La población inicial es la principal fuente de material genético para el algoritmo. Una buena elección de esta base inicial puede acelerar el proceso de convergencia a la solución óptima. La población inicial debe contener cromosomas que estén bien dispersos por el espacio de soluciones, lo que normalmente se logra a través de generación de cromosomas (soluciones) al azar. Sin embargo, con el conocimiento experto del problema puede generarse una población inicial más cercana al óptimo de manera de ahorrar tiempo al proceso de evolución.

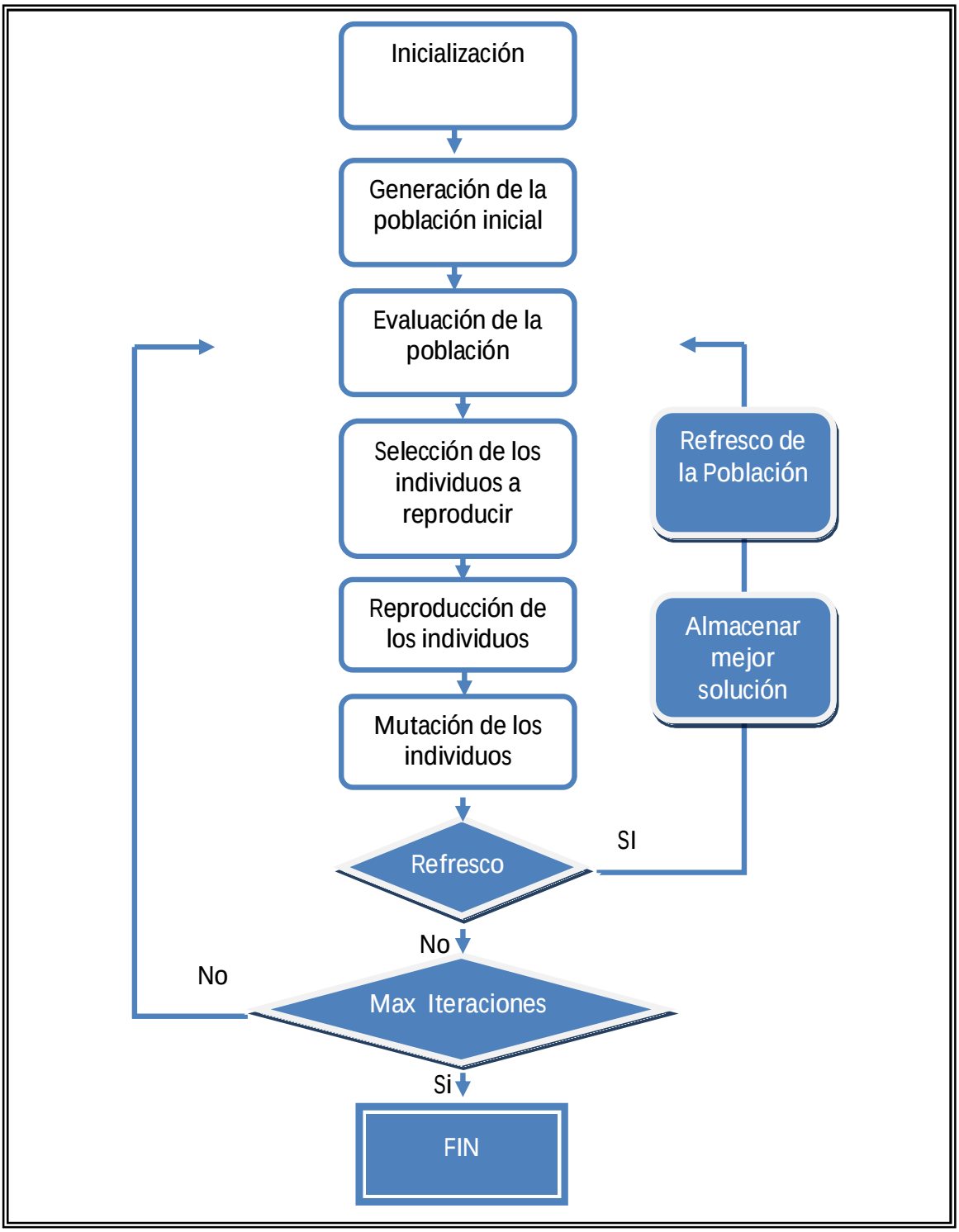


Figura E-1: Diagrama de flujos del algoritmo genético

c) Evaluación de la población: una vez inicializada la solución es evaluada en el modelo. Con el fin de poder comparar dos soluciones candidatas resulta imprescindible contar con un mecanismo que evalúe el desempeño de cada solución, por lo que se debe realizar el cálculo de la función que genera la solución encontrada. Esta es la llamada función de adaptación, o fitness, la que cuantifica la aptitud de cada cromosoma comosolución al problema, además de direccionar a la población hacia soluciones más aptas, en vía a la solución que entrega el óptimo del problema, lo que hace que una buena definición de la función de adaptación sea fundamental para un correcto funcionamiento del algoritmo.

d) Selección de los individuos a reproducir: la selección de los individuos puede realizarse a través de varios métodos encontrados en la literatura:

- Selección basada en ranking: las soluciones se ordenan según el valor dado por la función de adaptación, eligiéndose los primeros m soluciones, según así se requiera.
- Selección por ruleta: en este método, la probabilidad de ser escogido depende de su valor de adaptación. De esta forma, se genera un número aleatorio entre 0 y 1, tomando como solución elegida aquella cuya probabilidad sea igual a aquél número resultante, repitiéndose el proceso hasta que se obtiene el número deseado de individuos. Esta técnica es análoga a una rueda de ruleta, en la que a cada integrante de la población le es asignada una parte de tamaño proporcional a su calidad.
- Selección por torneo: el operador de selección por torneo permite controlar en forma efectiva la presión selectiva del algoritmo genético, siendo a la vez de fácil implementación. La idea es elegir de forma aleatoria un número determinado de soluciones, y entre ellas, escoger para ser padre de la siguiente generación, aquella que tenga un mejor valor de adaptación. El otro padre tradicionalmente se escoge de forma aleatoria para no perder diversidad.

e) Operador de cruzamiento: la recombinación o cruzamiento es la operación genética más importante, debido a que es el operador de reproducción es el encargado de transferir el material genético de una generación a la siguiente. A diferencia de

otros métodos de optimización, los algoritmos genéticos no solamente exploran el vecindario de las buenas soluciones, sino querecombinan sus partes para formar nuevas soluciones, en búsqueda del óptimo global. Algunos de los operadores canónicos, es decir, no adaptados al problema en particular, sino que genéricos, que más se usan en la literatura (Beasley, Bull, & Martin, 1993) son:

- Cruce monopunto: se elige una posición al azar, se cortan ambos *strings* padres en dicha posición y se intercambian los bits, generándose dos descendientes. (Figura E-2)
- Cruza multipunto: se eligen para los dos progenitores, dos puntos de cruza, y se intercambian los bits. Nuevamente se generan dos descendientes. (Figura E-3)

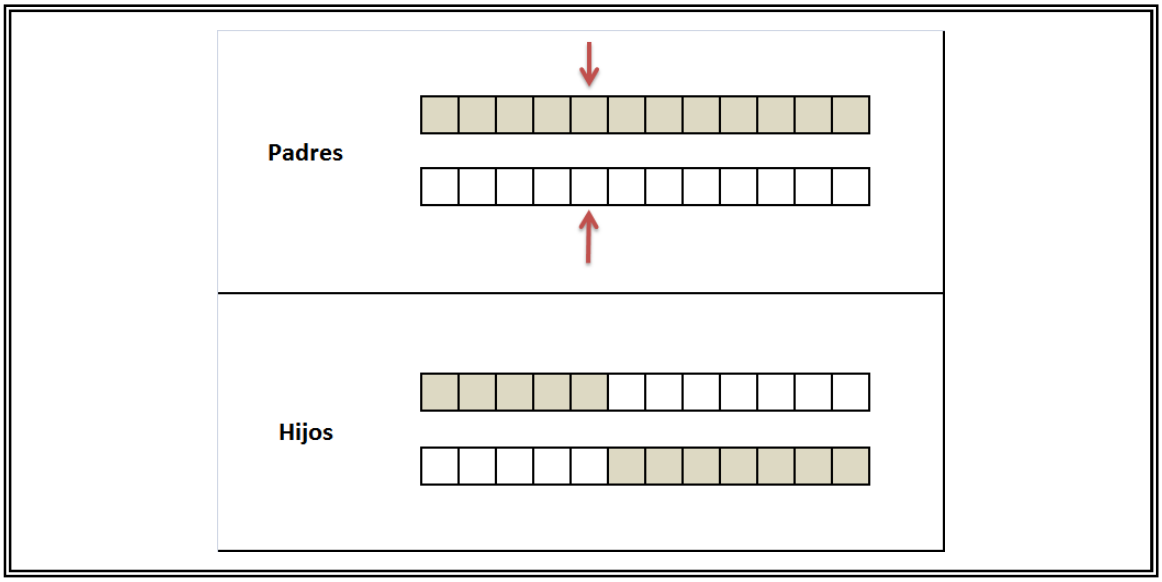


Figura E-2: Cruza monopunto

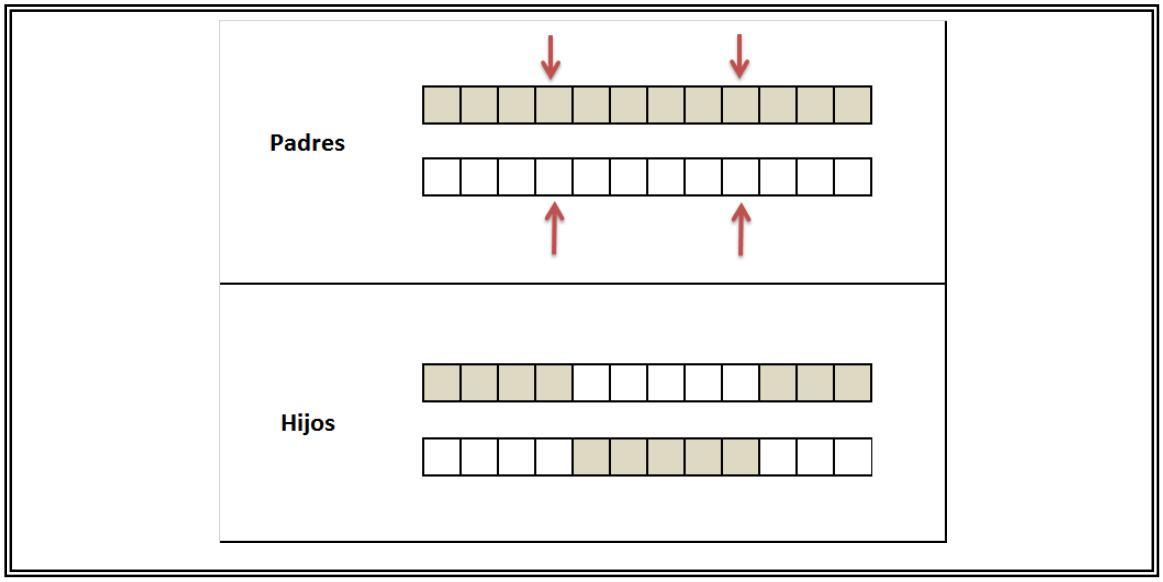


Figura E-3: Cruza multipunto

- Cruzamiento uniforme: se genera un intercambio bit a bit, en orden aleatorio, de los progenitores a sus hijos. (Figura E-4)

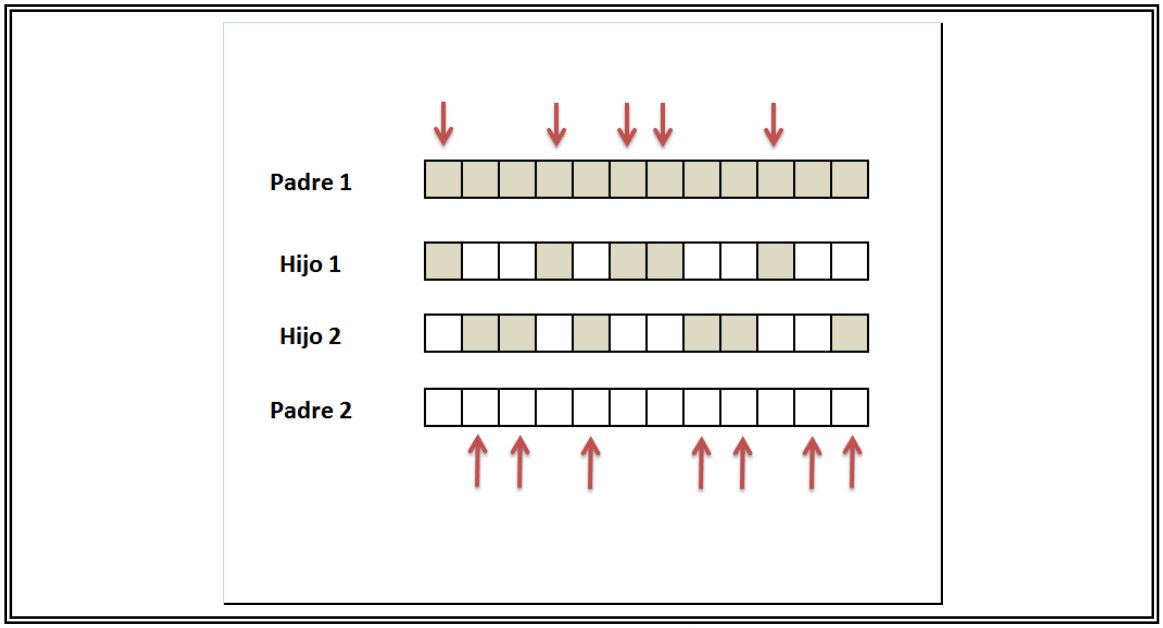


Figura E-4: Cruza uniforme

f) Operador de mutación: este operador realiza, para cada hijo resultante en el proceso anterior, modificaciones aleatorias en strings elegidos al azar, cambiado su valor de 0 a 1 o viceversa. La mutación aporta diversidad en la población de soluciones, permitiendo una exploración más completa del espacio de búsqueda y previniendo la pérdida prematura de un bit, lo que evita la convergencia prematura a óptimos locales.

g) Operador de refresco: esta operación consiste en una intervención radical en la población de modo de evitar la convergencia prematura. La idea de este operador es el lograr diversidad en la población, de esta manera, al pasar N soluciones, se renuevan, de forma aleatoria, algunas soluciones, manteniendo siempre, generación tras generación, la mejor solución que se presente.

h) Criterio de Finalización: existen tres criterios de finalización para los algoritmos genéticos:

- Criterio de convergencia de identidad: este criterio genera el fin de las iteraciones cuando un determinado porcentaje de las soluciones en una generación representan a la misma solución, la que domina por sobre el resto.
- Criterio de convergencia de aptitud: este criterio da término al proceso de búsqueda cuando existan soluciones equivalentes o casi equivalentes, que obtengan valores de adaptación similares. En este caso, no hay solución dominante, pero si un valor de *fitness* que domina.
- Criterio cantidad de iteraciones máximas: los métodos anteriores apuntan a esperar a que la evolución de la población llegue a su fin. Cuando alguno de ellos se cumple, es probable que las soluciones no sigan mejorando mucho más, no importa cuántas generaciones más se ejecuten. En este caso es que se termina la optimización cuando un número fijo de iteraciones es realizado.