

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA INDUSTRIAL Y DE
SISTEMAS



LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN LA PROGRAMACION Y
COORDINACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO NACIONAL PERUANO

TESIS

Tesis presentada a la sección de pre-grado de la Escuela de
Ingeniería de Sistemas para optar el título profesional de
Ingeniero de Sistemas

ALBERTO MANUEL VERA CHIPOCO

2003

Lima - Perú



INDICE

RESUMEN	1
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	5
1.1. Definición organizacional del COES-SEIN.....	6
1.2. Definiciones generales del sistema eléctrico.....	8
1.3. Importancia del tema.....	27
1.4. Objetivos del proyecto de tesis.....	29
1.4.1. Como sub-sistemas.....	29
1.4.2. Como un sistema integrado.....	30
1.5. Alcances.....	31
CAPITULO II: DIAGNOSTICO ACTUAL	35
2.1. Modelos matemáticos y heurísticos usados en la actualidad.....	36
2.2. Know-how del operador aplicado en la coordinación en tiempo real.....	52
2.3. Factores relevantes para el buen desempeño en la coordinación del sistema.....	57
2.4. Comparación de Resultados.....	64
2.4.1. Programado versus demanda real. Sin re-programación de recursos.	64
2.4.2. Re-programado “n” veces versus demanda real sin transgresiones. Comportamiento del mercado en su consumo.....	67
2.4.3. Re-programado “n” veces versus demanda real con transgresiones. Comportamiento del mercado en su consumo y fallas del sistema.....	71
2.5. Conclusiones del diagnóstico actual.....	75
CAPITULO III: SISTEMAS PROPUESTOS	76
3.1. Pronóstico de la Demanda en el corto plazo	77
3.1.1 Descripción del problema.....	77
3.1.2. Planteamiento del problema.....	79
3.1.2.1 Aspectos a considerar.....	79
3.1.2.2 Problemas frecuentes y soluciones.....	88
3.1.2.3 Relación entre variables.....	91
3.1.2.4 Una red neuronal artificial que soluciona problemas.....	96



3.1.2.4.1. Naturaleza de red neuronal usada en el estudio.....	96
3.1.2.4.2. Identificación de patrones.....	105
3.1.2.5. Diagrama causal del problema.....	110
3.1.2.6. Evolución de una red integrada.....	113
3.1.3. La estadística versus la red neuronal.....	115
3.1.4. Ejecución.....	116
3.1.4.1. Pronóstico de demanda para un horizonte de tiempo determinado..	116
3.2. Programación y Despacho óptimo.....	127
3.2.1. Descripción del problema.....	127
3.2.2. Planteamiento del problema.....	130
3.2.2.1. Aspectos a considerar.....	130
3.2.2.2. Problemas frecuentes y soluciones.....	147
3.2.2.3. Diagrama causal del problema.....	152
3.2.2.4. El agente orientado a metas: La optimización.....	159
3.2.2.5. Modelamiento del problema.....	176
3.2.3. Ejecución.....	186
3.2.3.1. Optimización de un sistema eléctrico básico.....	186
3.2.3.2. Optimización de un sistema eléctrico complejo.....	203
3.3. Coordinación en tiempo real del Sistema Eléctrico.....	212
3.3.1. Descripción del problema.....	212
3.3.2. Planteamiento del problema.....	213
3.3.2.1. Aspectos a considerar. Problemas y soluciones.....	213
3.3.2.2. Variables a controlar.....	225
3.3.2.3. Relación entre variables y diagrama causal.....	226
3.3.2.4. Software a usar.....	232
3.3.2.5. Arquitectura del Sistema.....	233
3.3.2.6. Implementación de un sistema experto.....	238
3.3.2.6.1. Opera en condiciones normales manteniendo el equilibrio entre oferta y demanda.....	238
3.3.2.6.2. Operación ante colapso total del sistema. Análisis Centro-Norte..	239
3.3.3. Ejecución.....	243
3.3.3.1. Coordinación en tiempo real. Análisis Centro-Norte.....	243



CAPITULO IV: ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO.....	247
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	263
CONCLUSIONES.....	264
5.1. Como sub-sistemas.....	264
5.1.1. Pronóstico de la Demanda en el corto plazo.....	264
5.1.2. Programación y Despacho óptimo.....	265
5.1.3. Coordinación en tiempo real del Sistema Eléctrico.....	266
5.2. Como un sistema integrado.....	267
RECOMENDACIONES.....	268
5.3. Como sub-sistemas.....	268
5.3.1. Pronóstico de la Demanda en el corto plazo.....	268
5.3.2. Programación y Despacho óptimo.....	268
5.3.3. Coordinación en tiempo real del Sistema Eléctrico.....	269
5.4. Como un sistema integrado.....	269
BIBLIOGRAFIA.....	270
ANEXOS.....	274

DESCRIPTORES TEMATICOS

- Inteligencia artificial
- Agente (inteligente)
- Redes neuronales artificiales
- Sistemas expertos
 - Pronóstico de la demanda
- Programación de la operación
 - Re-programación de la operación
 - Investigación de operaciones
 - Coordinación del sistema en tiempo real
- Fallas del sistema
- Estimador de estados
- SCADA
- Sistema eléctrico
- Sistema eléctrico interconectado Nacional
- Calidad del producto
- Calidad del suministro
 - Diagrama causal



RESUMEN

El presente tema de tesis, titulado: “La Inteligencia Artificial en la programación y coordinación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano”, trata sobre las aplicaciones prácticas de diversos tópicos de la inteligencia artificial, las cuales se implementan en una organización que maneja la complejidad del sistema eléctrico, cuya función es coordinar la generación de energía de todas las empresas integrantes del sistema a mínimo costo de operación.

El desarrollo de este tema de tesis trata sobre la programación y coordinación del sistema eléctrico usando tópicos de inteligencia artificial como las redes neuronales artificiales y los sistemas expertos.

Para una mejor presentación del trabajo, esta tesis cuenta con cinco capítulos.

En el capítulo I, se hace una introducción acerca del sector eléctrico y diferentes conceptos de la Ingeniería Eléctrica y las posibilidades tecnológicas de explotación. Asimismo, se desarrollan los siguientes cuatro temas: Pronóstico de la Demanda en el corto plazo, optimización, coordinación y re-programación de la operación del sistema eléctrico.

En este capítulo el principal objetivo es comprobar que el uso de la Inteligencia Artificial puede hacer más, en ciertos casos, que el uso de los métodos



usados habitualmente, tales como una simple estadística, los métodos heurísticos y la programación lineal.

En el capítulo II, se ejecuta el diagnóstico actual. Se explicará qué modelos estaban siendo usados en el COES para su funcionamiento y operación. Así como los procedimientos desarrollados y mejorados, ya sea por cambio en la metodología o por conocimiento ganado a partir de la experiencia. Se toma como base casos reales. En primera instancia, se describirán y analizarán los cambios previstos y luego los no previstos del sistema eléctrico.

En el capítulo III, se describirán y analizarán los sistemas que son propuestos y que no existían en el COES. Estos son los planteados en el presente tema de tesis y los que motivaron mi inquietud por presentar una solución diferente a usar los métodos tradicionales, la cual es mediante el uso de la Inteligencia Artificial.

En cada sub-sistema se describirá de qué se trata cada uno de ellos inicialmente y luego, los problemas que los gobiernan. También, se presenta una solución para cada sub-sistema.

Con un diagrama causal se detalla la complejidad del sistema. En él se observa la relación entre las variables a analizar y el efecto que produce el uno sobre el otro.

Este capítulo concluye con el desarrollo de cada sub-sistema y la ejecución del mismo, observando un óptimo y adecuado desempeño en cada uno de ellos y en el sistema integrado, logrando así la sinergia esperada.

En el capítulo IV, se hace un análisis Costo – Beneficio, representando en números la factibilidad del proyecto.

En el capítulo V, se presentarán las conclusiones y recomendaciones, las cuales abarcan las mejoras y sugerencias que habrá que tomar para mantener el sistema en buenas condiciones de operación y funcionamiento.



En la parte final se encuentra la bibliografía y los anexos tratados en el tema.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN



INTRODUCCION

1.1. Definición organizacional del COES-SEIN

El COES-SEIN son las siglas del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, cuyos inicios datan del año 1993.

Este es un organismo técnico conformado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentran interconectadas en el Sistema Nacional con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Las funciones del COES son:

- a. Planificar la operación del Sistema Interconectado Nacional y comunicar a los Integrantes los programas resultantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a ello.
- b. Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones.
- c. Calcular los costos marginales de corto plazo del SINAC, de acuerdo al procedimiento que establece la ley y el Reglamento.
- d. Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras que pertenecen a los Integrantes, de acuerdo al procedimiento que establece la Ley y el Reglamento.
- e. Garantizar a los Integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidades de operación económica del SINAC, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación.



Estas transacciones se efectuarán a costos marginales de corto plazo del SINAC.

- f. Garantizar a todos los Integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado.
- g. Las demás que expresamente señalen la Ley, el Reglamento, las Normas Técnicas, los Procedimientos del COES-SINAC y las demás normas legales aplicables.



1.2. Definiciones generales del sistema eléctrico

Definiciones del Sistema eléctrico y sus elementos

Estructura de un sistema de potencia

Los sistemas de potencia varían en dimensiones y en la estructura de sus componentes. Sin embargo, todos tienen las mismas características básicas.

Es una práctica común clasificar la red de transmisión dentro de los siguientes sub-sistemas:

a. Sistemas de transmisión

Interconectan la mayoría de estaciones de generación y principales centros de carga del sistema. Este sistema opera en los niveles más altos de voltaje de alrededor de 230 kV.

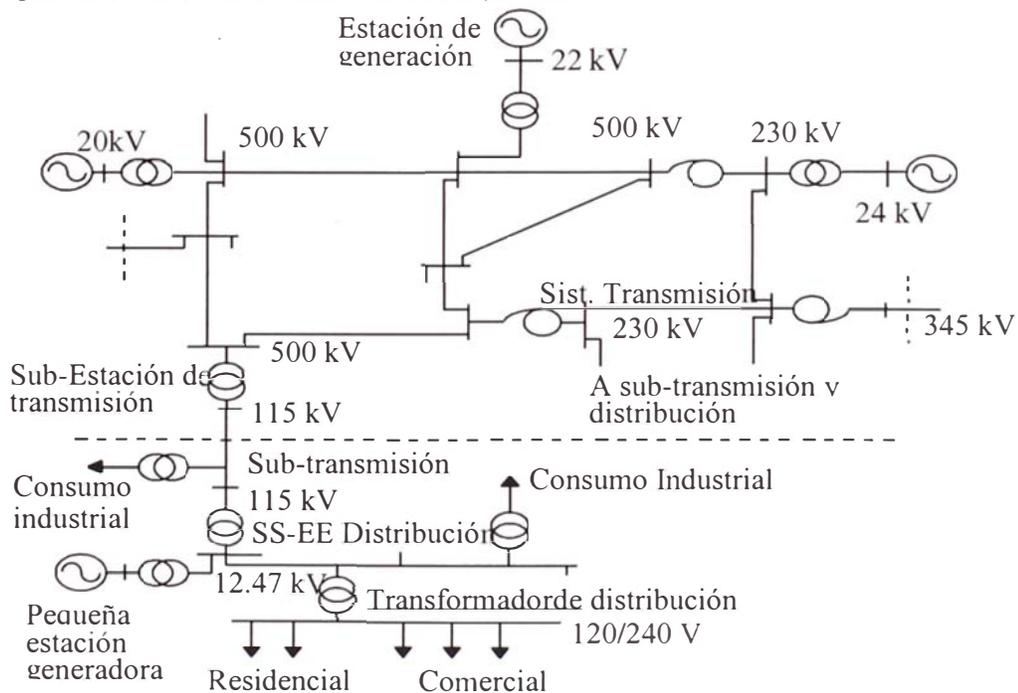
b. Sistemas de sub-transmisión

Transmiten potencia en pequeñas cantidades desde la sub-estación de transmisión hasta la sub-estación de distribución

c. Sistemas de distribución

Representan la etapa final en la transferencia de potencia hacia los consumidores individuales. Trabaja típicamente a 120/240 voltios

Diagrama de los elementos básicos de un sistema de potencia:





Elementos de un sistema de Potencia

1. Barras

Las barras son elementos conductores que unen dos o más elementos que forman parte del sistema eléctrico. Físicamente, es el punto de unión que agrupa dos o más elementos. Por ejemplo: la unión de dos líneas para el paso de energía, o cinco líneas y un transformador, etc.

Clasificación de las barras según especificación

a. Barras tipo P-Q

En este tipo de barras se conoce la potencia activa (P) y reactiva neta(Q) de inyección a la barra.

Las variables desconocidas para este tipo de barra son la tensión(V) y el ángulo de fase(Φ).

b. Barras tipo P-IV

En este tipo de barras se conoce anticipadamente la potencia activa y el módulo de la tensión de la barra.

Estas barras necesariamente deben contar con generadores o compensadores síncronos.

Las variables desconocidas son la potencia activa y el ángulo de fase.

c. Barras tipo IV – Φ

Todo sistema eléctrico tiene una sola barra de este tipo. Es llamada la barra de referencia.

Su ángulo de fase es cero. Sus variables desconocidas son la potencia activa(P) y la potencia reactiva(Q).

2. Barra de transferencia

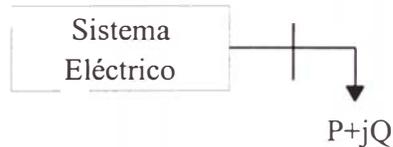
Son las barras del sistema principal de transmisión y aquellas barras donde existen entregas y/o retiros acordados entre dos o más generadores integrantes.



3. Cargas

Representan el consumo de los clientes de la energía eléctrica.

Las cargas son representadas como una potencia aparente constante en la barra en las que son consideradas



4. Central hidráulica de pasada

Central de generación hidráulica que por su característica de ubicación o diseño, carece de la capacidad necesaria para almacenar el recurso energético; es decir normalmente produce todo lo que ingresa a su sistema de generación.

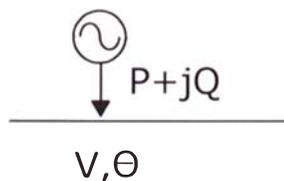
5. Central hidráulica de regulación

Central de generación que por su característica de ubicación o diseño cuenta con un reservorio que le da la capacidad para almacenar energía. Su regulación se da en función a la capacidad disponible de sus reservorios, y se clasifican en horaria, diaria, semanal, mensual, anual y plurianual.

6. Generadores y compensadores síncronos

Los generadores y compensadores síncronos se representan como una fuente que entrega potencia activa-reactiva y reactiva en bornes de la máquina.

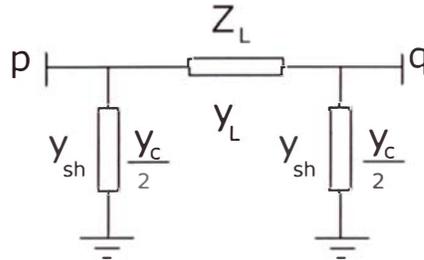
En flujos de carga de las cuatro variables: tensión($|V|$), ángulo de fase(ϕ), potencia activa(P) y potencia reactiva(Q). Las variables que describen a la **barra**(otro equipo) son la tensión y la potencia activa.





7. Líneas de transmisión

La representación pi (π) en valores unitarios (p.u. – por unidad) de las



líneas de transmisión son normalmente usadas en los flujos de carga.

$$Z_L = Z_0 * \sinh(\gamma_L) \Omega$$

$$Y_{SH} = Y_c / 2 = 1 / Z_0 * Th(\gamma_L / 2)$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{(R + j\omega L)}{(G + j\omega C)}}$$

Z_0 : impedancia _ característica

γ : $\alpha + j\beta$ _ constante _ de _ propagación

8. Máquina sincrónica

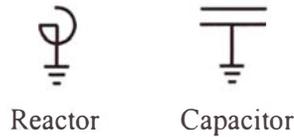
La máquina sincrónica consta de dos partes cuyas estructuras son ferromagnéticas. La parte estacionaria, que es esencialmente un cilindro hueco, se llama estator o armadura, y tiene ranuras longitudinales en las que hay bobinas del devanado de armadura. Estos devanados llevan la corriente suministrada a la carga eléctrica por el generador, o la corriente recibida por un motor desde una fuente de corriente alterna. El rotor es la parte de la máquina que se monta sobre una flecha y rota dentro del estator hueco. El devanado sobre el rotor, llamado devanado de campo, se alimenta con corriente continua. El flujo resultante entre el entrehierro, o espacio que de aire que hay entre el estator y el rotor, genera voltajes en las bobinas de los devanados de la armadura y da el par electromagnético entre el estator y el rotor.



9. Reactores y capacitores

Son elementos shunts que están conectados a barras donde se requiera absorber o entregar reactivos a la red. Estos elementos estáticos, normalmente son representados en los estudios de flujo de carga como impedancia shunt en p.u.(por unidad).

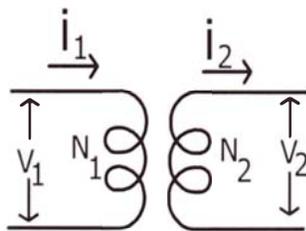
El reactor consume reactivos, mientras que el capacitor entrega reactivos.



10. Transformador

Los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre las líneas de diferentes niveles de voltaje.

El transformador consiste en dos o más bobinas colocadas de tal forma que están enlazadas por el mismo flujo magnético. En un transformador de potencia, las bobinas se colocan sobre un núcleo de acero con el propósito de confinar el flujo de manera que el enlace entre una bobina también enlace a las demás.

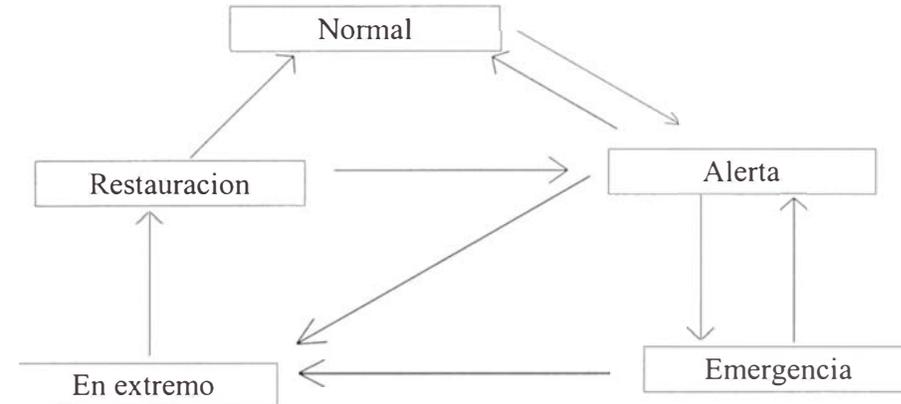


- v: tensión en bornes
- N: número de espiras
- i: corriente
- $V_1/V_2 = N_1/N_2$
- $i = \oint H \cdot ds$
- H: intensidad campo magnético
- ds: diferencial de distancia



Estados de operación de un sistema de potencia

Los estados de un sistema de potencia son los siguientes: normal, alerta, emergencia, en extremo y restauración. El diagrama que aclara un cambio



de estado es el siguiente:

a. Normal

Todas las variables se encuentran en el rango normal y ningún equipo presenta sobrecarga. El sistema opera en una forma segura y es capaz de tratar alguna contingencia sin violar ninguna restricción operativa

b. Alerta

El sistema entra en un estado de alerta si los niveles de seguridad fallan bajo un cierto límite de adecuación o si aumenta la posibilidad de disturbios debido normalmente a malas condiciones climáticas como las causas que provocan una tormenta.

En este estado todas las variables se encuentran en un rango aceptable y todas las restricciones son satisfechas.

El seguir sin tomar una acción puede causar una sobrecarga en el equipamiento que pondría al sistema en un estado de emergencia.

Las acciones preventivas que se podrían tomar son cambio en cargas o aumento de la reserva

c. Emergencia

El sistema entra en un estado de emergencia si los disturbios son suficientemente severos cuando el sistema está en alerta. En este



estado, los voltajes en muchas líneas son bajos y/o la carga del equipo excede la razón tiempo.

El sistema podría ser restaurado al estado de alerta por el inicio de acciones de control de emergencia

Si las medidas tomadas no son aplicables o inefectivas, el sistema está en extremo. El resultado podría ser la salida de cargas en cascada y posiblemente una caída de la mayor parte del sistema.

d. Restauración

Representa una condición en la cual las acciones de control están siendo tomadas a reconectar todas las facilidades y restauración de cargas

SCADA

La palabra SCADA está formada por las siglas **S**upervisory **C**ontrol **A**nd **D**ata **A**cquisition.

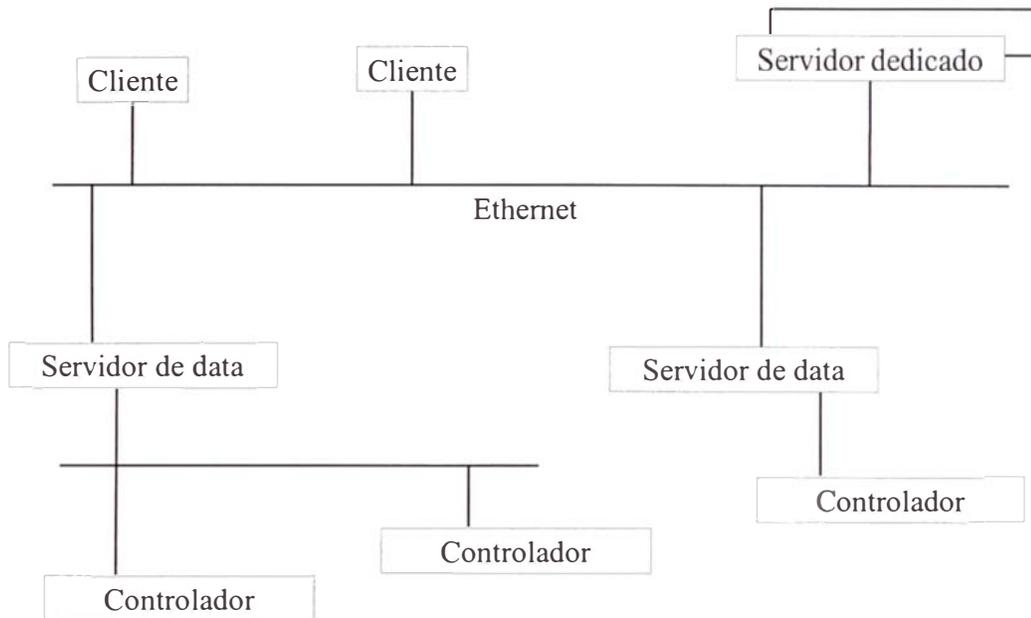
Su uso está enfocado a un nivel de supervisión

La arquitectura de un sistema SCADA.

a. Hardware

Se distingue dos capas básicas en un sistema SCADA: la *capa cliente* que interactúa con la *capa de servidor de datos*, la cual maneja la mayoría de los procesos de control de la data. Los servidores de datos se comunican con dispositivos en el campo, a través de controladores de procesos como el PLC.

Los servidores de datos son conectados a cada uno de ellos y a las estaciones cliente vía una red Ethernet.



b. Software

Los productos en este campo son normalmente multitarea y trabajan sobre una base de datos de tiempo real (RTDB) localizados en uno o más servidores. Los servidores son responsables de la adquisición de datos y su manejo como chequeos de alarmas, controladores, etc.

c. Comunicaciones

Normalmente usa el protocolo TCP/IP para la comunicación

Es usual usar el lenguaje C++ para que se comuniquen el controlador y el servidor de datos.

d. Escalabilidad

La escalabilidad es entendida como la posibilidad de extender el SCADA agregando más variables de proceso, más servidores especializados o más clientes. Los productos logran escalabilidad al tener múltiples servidores de datos conectados a varios controladores. Cada servidor tiene su propia configuración de base de datos y es responsable del manejo de ella como la adquisición, manejo de alarmas y el almacenamiento.



e. Redundancia

Es importante en caso falle un dispositivo o programa y su objetivo es cumplir la misma función que el reemplazado. Normalmente es por un tiempo corto de operación

Tipos de Mantenimientos

a. Mantenimiento correctivo

Actividad que se realiza con la finalidad de superar la presencia de una operación anormal o una avería en un equipo o en sus componentes y que origina las limitaciones en el funcionamiento y podría ocasionar la indisponibilidad parcial o total del mismo. En función a las condiciones operativas estos trabajos podrán ser incluidos en los programas de mantenimiento.

b. Mantenimiento correctivo de emergencia

Mantenimiento de instalaciones del sistema que debe efectuarse de inmediato, ante la inminencia de una falla en un equipo o componente del mismo, a fin de evitar graves consecuencias, por lo que la empresa afectada coordinará su ejecución en tiempo real con el Coordinador, quien lo autorizará tomando las precauciones del caso.

c. Mantenimiento correctivo programado

Es el mantenimiento en las instalaciones del sistema de necesidad urgente, pero que su oportunidad de intervención debe ser coordinado y programado por la DPP. El resultado de esta coordinación es considerado en la programación o reprogramación diaria.

d. Mantenimiento diario programado

Mantenimiento de un equipo determinado aprobado por la DPP y considerado en los programas de operación del sistema.



e. Mantenimiento mayor

Actividad cuya ejecución requiere el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión durante un período superior a 24 horas.

f. Mantenimiento no programado

Actividad que no está indicada en el programa de mantenimiento.

g. Mantenimiento preventivo

Consiste en realizar actividades que son ejecutadas con periodicidad, sobre la base de un plan de trabajo elaborado por los integrantes para cada uno de los equipos y que normalmente involucran las tareas recomendadas por los fabricantes, con el objeto de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdidas de producción.

h. Mantenimiento programado

Actividad que está indicada en el programa de mantenimiento.

Se refiere al mantenimiento de un determinado equipo aprobado por el COES y considerado en los programas de operación del sistema.

Mantenimiento que requiere que el equipo sea retirado del servicio por un tiempo prefijado, el cual es realizado para fines de construcción, mantenimiento preventivo (propuesto por los Integrantes del Sistema o sus representantes y aprobado en el COES para su programación), reparación, entre otros.

También se refiere a los mantenimientos que no involucra salida de servicio de equipos, pero que implican riesgos para el Sistema, como por ejemplo lavados en caliente, inspección en caliente de sistemas de protección, equipos de comunicaciones, servicios auxiliares, entre otros.



Tipos de Costos

a. Canon del agua

Es la tarifa por el uso del agua. Lo cobra el Ministerio de Agricultura determinado en la fijación tarifaria y actualizado cuando el factor de actualización del precio de energía supera el 5% mensual.

b. Costo de arranque - parada y de baja eficiencia rampa de carga - descarga (Ccbef)

Consumo de combustible de una unidad térmica, incurrido durante el arranque hasta antes de la puesta en paralelo, así como los de parada después de salir del paralelo.

c. Costo de combustible

Costo total de aquel combustible puesto en toberas o inyectores, es decir, disponible y listo para ser quemado, cada unidad de combustible puede incluir los costos de compra, transporte, tratamiento mecánico, químico y financiero.

d. Costo de racionamiento

Costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas.

e. Costo marginal de corto plazo

Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternativamente es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

f. Costo medio

Costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.



g. Costos variables (CV)

Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).

h. Costos variables combustibles

Es el gasto en combustible para generar una unidad de energía (kW-h).
Es la razón obtenida del costo del combustible y el rendimiento de la unidad.

El costo del combustible incluye su compra en planta, el transporte, tratamiento químico y/o mecánico como el uso de aditivos para mejorar la calidad del producto, y financiero.

i. Costos variables no combustibles

Está presente en cada unidad de generación y cubre básicamente los costos de mantenimiento, repuestos, asesoría técnica en él y otros.

Es un costo estimado en un horizonte de tiempo, normalmente a veinte años, el cual es prorrateado en forma anual.

j. Valor de agua semanal

El valor agua semanal es la variación del costo futuro actualizado de operación y racionamiento del Sistema Interconectado con relación a la variación del volumen del embalse del lago Junín durante una semana, puede ser expresado en S/./kWh, utilizando los rendimientos de las centrales.

Definiciones de centrales hidro-eléctricas

a. Caudal de descarga

Es el caudal que fluye de los reservorios naturales (lagunas) o artificiales (embalses o presas).

b. Caudal natural

Caudal que fluye en forma natural por los ríos o hidrodutos y que provienen de las precipitaciones pluviométricas, filtraciones y deshielos



de las cuencas hidrográficas del sistema de generación. Es una variable de naturaleza estacional.

c. Caudal natural afluyente

Caudal originado en forma natural, en el cual no se considera ninguna obra hidráulica de embalse o regulación.

d. Caudal regulado

Suma del caudal natural más el caudal de descarga, que fluye a través de los ríos o hidrodutos cuyas aguas ingresan hacia los reservorios de regulación o tazas del sistema de generación hidráulica.

e. Condición de vertimiento

Condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan la capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada.

También habrá condición de vertimiento cuando en un determinado embalse se presente rebose por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste no tengan capacidad de generación disponible.

f. Vertimiento

Caudal o volumen no utilizado de los reservorios (naturales o artificiales) originados por los excesos en los límites de capacidad nominal de los embalses, o provocados en forma natural (abundancia de aporte natural), o en forma accidental o por una descoordinación en la operación.



g. Volumen disponible

Diferencia entre los volúmenes máximos y mínimos de cada uno de los reservorios del sistema de generación.

h. Volumen máximo

Volumen almacenado en un reservorio, natural o artificial, al finalizar el período de avenida (abril o mayo), y es una variable que depende del tipo de año hidrológico considerado.

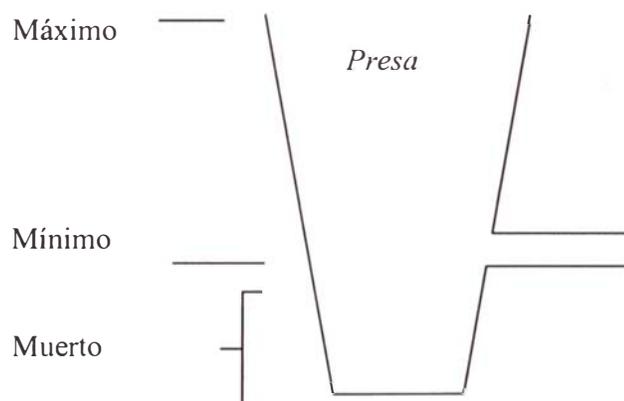
i. Volumen mínimo

Volumen remanente que queda en un reservorio al finalizar el período de descarga programada. Puede ser igual o mayor que el volumen muerto de dicho reservorio.

j. Volumen muerto

Volumen remanente no utilizable que queda después de producida la descarga total del reservorio durante el período de desembalse.

Volumen





Términos técnicos

a. Bloques horarios

Períodos horarios, normalmente de una o media hora, en los que los costos de generación son similares, determinados en función a las características técnicas y económicas del sistema.

b. Capacidad de regulación

Potencia que una máquina puede entregar o reducir por acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

c. Capacidad de regulación primaria

Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

d. Capacidad de regulación secundaria

Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática o manual en forma sostenida por su sistema de regulación [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, no menos de 30 minutos.

e. Demanda insatisfecha

Diferencia entre la demanda programada en la operación diaria y la demanda realmente abastecida.

f. Desconexión automática de generación

Desconexión automática de unidades de generación debido a una significativa variación de frecuencia con el objeto de evitar daños físicos a las unidades de generación.



g. Ensayo de medición de la potencia efectiva y rendimiento de una unidad generadora

Conjunto de pruebas que se efectúan para determinar los valores de pruebas que se efectúan para determinar los valores de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades involucradas mediante un proceso de medición para posterior cálculo. Los ensayos de Potencia Efectiva pueden ser ordinarios o extraordinarios.

h. Entrega

Aporte de energía activa de una central generadora o de una instalación de transmisión a una Barra de Transferencia.

i. Máxima carga

La que determina el operador de la planta, para evitar incurrir en sobrecarga.

j. Operación a mínima carga

Potencia que puede mantener un generador por determinadas horas, de modo que se encuentre en capacidad de poder elevarla, cuando así lo disponga el Coordinador por requerimiento del Sistema.

Este modo de operación es adoptado en la programación o durante la ejecución en Tiempo Real, cuando por economía del sistema resulte más beneficioso mantenerla a mínima carga, por un determinado período en lugar de detenerla y volverla a arrancar. No interviene en el costo marginal del sistema

k. Potencia efectiva

Es la máxima potencia continua entregada por la central o la unidad. Esta corresponde a la entregada en los bornes de generación, cuando opera a condiciones normales



I. Racionamiento de carga

El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el Sistema o Área Operativa como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos o escasez de combustibles.

m. Reconexión automática de carga

Conexión automática de suministros interrumpidos por fallas, de acuerdo a la capacidad de respuesta del sistema, con el objeto de reducir el tiempo de interrupción. Su ejecución deberá ser objeto de un estudio elaborado y aprobado por el COES.

n. Rechazo automático de carga (RAC)

Desconexiones de carga por acción automática de relés que se realizan con la finalidad de preservar la estabilidad y seguridad del Sistema. Los esquemas de rechazo automático de carga son pre-establecidos mediante estudios eléctricos del Sistema que serán efectuados anualmente por el COES.

o. Rechazo automático por mínima frecuencia

Respuesta automática de desconexión de puntos de suministro preestablecidos por reducción súbita de frecuencia con el objeto de minimizar el riesgo de pérdida de unidades de generación y preservar tanto como sea posible la estabilidad y el suministro eléctrico.

La magnitud de variación de frecuencia podrá ameritar separar áreas para evitar el colapso total del sistema durante el proceso de rechazo de carga.

El programa preestablecido de suministros interrumpibles y de separación de áreas es resultado del estudio de Rechazo de Carga elaborado y aprobado por el COES.

p. Rechazo manual de carga (RMC)

Desconexiones de carga dispuestas por el Coordinador o los Centros de Control (CC) de los Integrantes del Sistema, para preservar la estabilidad y seguridad del mismo en caso no tener disponible un esquema de rechazo



automático de carga o éste haya sido insuficiente. El diagrama de rechazo manual de carga será pre-establecido, en lo posible, mediante estudios eléctricos del Sistema efectuados por el COES.

q. Regulación de frecuencia

Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El Coordinador establece la frecuencia de consigna y las empresas generadoras son responsables a través de sus CC, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del Coordinador. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación complementaria.

r. Regulación de tensión

Acciones necesarias para mantener los niveles de tensión dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. La responsabilidad de la regulación de tensión de cada área corresponde en un primer nivel a los CC, tomando acción sobre los equipos de generación y compensación de potencia reactiva. En segundo nivel corresponde al Coordinador dar directivas para las maniobras de equipos de compensación reactiva, generadores y líneas de transmisión.

s. Regulación primaria de frecuencia(RPF)

En todo sistema eléctrico pueden presentarse fallas en equipos. La finalidad de la regulación primaria de frecuencia es usar equipos térmicos con rápida capacidad de respuesta. Su objetivo es ubicar la frecuencia a una situación normal.

Es la reserva rotante de las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.



t. Regulación secundaria de frecuencia (RSF)

Reserva rotante de las unidades o centrales calificada para este propósito y que responden a las variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participaron en la regulación primaria de frecuencia, o se recupere carga, y/o se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

u. Reserva fría

Sumatoria de las capacidades de potencia disponibles de las unidades no sincronizadas y listos para ingresar en servicio a solicitud del Coordinador

v. Reserva rotante (RR)

Margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. En el COES usualmente se la clasifica en dos tipos:

v.1. Reserva de Regulación Primaria

Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a cambios súbitos de la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

v.2. Reserva de Regulación Secundaria

Margen de reserva rotante en las centrales que están operando y que responden a cambios de generación por regulación manual y sostenible al menos durante 30 minutos

w. Retiro

Energía activa que es comercializada y/o consumo físico en una Barra o la que es tomada por un titular del Sistema de Transmisión Principal desde una Barra de Transferencia hacia una instalación de transmisión.



1.3. Importancia del tema

Un aspecto importante del presente trabajo es la integración de los diferentes tópicos de la Inteligencia Artificial para lograr el objetivo principal, el cual es la optimización de costos y la minimización de las pérdidas. Pero, tomemos en consideración que la máxima eficiencia implica una optimización del costo del kilowatt-hora del cliente y el costo que éste representa a las empresas integrantes del sistema eléctrico ante el alza de precios de combustible y mantenimiento, principalmente.

El presente tema de tesis explica y demuestra la aplicación de los diferentes tópicos de la Inteligencia Artificial en la empresa. El éxito en el uso de la Inteligencia Artificial en la empresa, radica básicamente en considerar no sólo casos en situación normal sino también considerar excepciones a la regla, lo que hace que todo sistema basado en la Inteligencia Artificial sirva como una verdadera herramienta de trabajo. Lo que se comprobará en el presente tema de tesis.

La importancia del tema de tesis radica en la unión y aplicación de varias ramas de la ingeniería, entre las que se citan a la:

- Ingeniería de Sistemas
- Ingeniería Económica
- Ingeniería Eléctrica
- Ingeniería Estadística
- Ingeniería Informática
- Ingeniería Mecánica

Además, de la aplicación del presente tema de tesis en las empresas relacionadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y en el consumidor final.



Los elementos que integran el sistema son:

a. Las empresas integrantes

- ASOC. CAHUA S.A. – Empresa de generación eléctrica Cahua S.A.
- CNP ENERGIA S.A.C. – Cementos Norte Pacasmayo energía S.A.C.
- Consorcio TRANSMANTARO S.A.
- EDEGEL S.A.A. – Empresa de generación eléctrica de Lima S.A.A.
- EEPISA – Empresa eléctrica de Piura S.A.
- EGASA – Empresa de generación eléctrica de Arequipa S.A.
- EGEMSA – Empresa de generación eléctrica Machupicchu S.A.
- EGENOR S.A.A. – Empresa de generación eléctrica del Norte S.A.A.
- EGESUR – Empresa de generación eléctrica del Sur S.A.
- ELECTROANDES S.A. – Empresa de electricidad de los Andes S.A.
- ELECTROPERU S.A. – Empresa de electricidad del Perú
- ENERSUR – Energía del Sur S.A.
- ETECEN S.A. – Empresa de transmisión eléctrica Centro Norte S.A.
- ETESELVA S.R.L - Empresa de transmisión eléctrica de la Selva S.R.L.
- ETESUR S.A. – Empresa de transmisión eléctrica del Sur S.A.
- ETEVENSA – Empresa de generación termoeléctrica de Ventanilla S.A.
- REDESUR – Red eléctrica del Sur S.A.
- SAN GABAN – Empresa de generación eléctrica San Gabán S.A.
- SHOUGESA S.A.A. – Shougang generación eléctrica S.A.A
- TERMOSELVA S.R.L.

b. Las Empresas reguladoras

- OSINERG – Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
- CTE – Comisión de tarifas eléctricas

Finalmente, y la principal, la de satisfacer la demanda adecuadamente a los clientes libres y los principales, llamados clientes no regulados, entre los que se encuentran, las empresas siderúrgicas como Aceros Arequipa, Sider-Perú, Cajamarquilla, y las empresas mineras como Antamina y Southern Perú Cooper Corporation.



1.4. Objetivos del proyecto de tesis

1.4.1. Como sub-sistemas

a. En el Pronóstico de la Demanda en el corto plazo

- Demostrar que el uso de las redes neuronales artificiales ofrecen mayor precisión en la predicción que la regresión lineal, múltiple o de cualquier lugar geométrico en general.
- Demostrar que el uso de las redes neuronales son más precisas en la predicción de series temporales que el método usado en la actualidad, tanto para días normales como para los días atípicos.
- Analizar y demostrar la aplicación de la naturaleza de red neuronal y sus componentes como capas ocultas, épocas, etc,
- Demostrar que es posible completar curvas de demanda en puntos en los cuales se perdió temporalmente el registro de señales SCADA, que describen el comportamiento de las señales al transcurrir el día.
- Demostrar que es posible usar, después del ajuste de la curva de predicción, estadísticas usualmente usadas en la regresión como el coeficiente de correlación y de determinación del modelo.

b. En la Optimización de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- Comparar el resultado de un agente orientado a metas y la programación lineal
- Demostrar mediante un análisis planteamiento/tiempo la mejor solución.
- Comparar resultados entre la optimización lineal y el agente orientado a metas para un caso práctico de pequeñas y grandes dimensiones.
- Elaborar un agente orientado a la meta de la optimización con casos reales

c. En la Coordinación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- Demostrar que el uso de un sistema experto aprende a tomar decisiones correctas. Aprende del maestro y lo supera en la resolución



de casos y la toma de decisiones para mantener un sistema estable las veinticuatro horas del día.

- Plantear el diseño de un sistema experto que coordina la operación del sistema eléctrico interconectado nacional Peruano.
- Detallar las posibilidades en que el sistema experto es capaz de adelantarse a los hechos y tomar acciones preventivas.
- Explicar las condiciones en que el sistema experto es capaz de ejecutarse en sistemas aislados mientras se busca la integración en un sólo sistema

d. En la Re-programación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- Demostrar su aplicabilidad en presencia de hechos fortuitos como fenómenos naturales, fallas no previstas, etc.
- Demostrar que es posible usar el diseño de la predicción de la demanda y optimización para elaborar la re-programación.
- Describir las características necesarias para lograr una programación adecuada en el tiempo y momento adecuados

1.4.2. Como un sistema integrado

- Demostrar que con el planteamiento elaborado en la programación y coordinación es posible optimizar aún más el costo de operación diario
- Demostrar que el uso de sistemas expertos nos ofrece un costo de oportunidad, el cual está ligado a la estabilidad y optimización de costos en la operación del sistema eléctrico
- Demostrar que una buena predicción de la demanda acarreará un mejor y óptimo uso de recursos.
- Demostrar que al mejorar la calidad de servicio en la programación y coordinación será necesario en menor grado la re-programación de recursos.



1.5. Alcances del proyecto de tesis

El presente desarrollo tiene por objetivo el hacer uso de la Inteligencia Artificial para resolver problemas de Ingeniería. En este caso, referidos a la programación y coordinación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano.

La parte referida a la programación se descompone en la predicción de la demanda y el satisfacer la misma mediante un proceso de optimización.

Se hace una predicción de la demanda, ya que la energía eléctrica de la magnitud que se genera en el sistema eléctrico no se puede almacenar y debe ser generada, o dejar de serlo, al momento que se crea la necesidad, es decir, al instante que la demanda presenta una variación en su comportamiento. Es importante predecir un comportamiento a futuro en el consumo de los clientes, para cumplir con la función principal de la organización, la cual consiste en asegurar la calidad del servicio al mínimo costo de operación.

El objetivo es obtener un perfil de demanda un horizonte de tiempo variable. El mismo que tradicionalmente corresponde a una semana de duración.

El siguiente paso, luego de obtener la predicción de la demanda, es obtener una operación al mínimo costo de operación, de acuerdo a la razón de ser de la organización. No olvidemos que cada país tiene un organismo similar al COES y con similares objetivos y funciones.

En el caso de la programación, se hace un estudio por barras, con el objetivo de obtener un mayor grado de precisión que si se hiciera un estudio de demanda general, es decir, si tuviéramos un solo perfil de demanda que representen la necesidad de energía eléctrica para todo el País. Ya que cada zona del País tiene diferente comportamiento y estas varían en función al tipo de consumo que predomine en cada una de ellas.

Además, se reduce la complejidad del sistema agrupando los equipos en número de elementos, teniendo un sistema equivalente y considerando algunas



pérdidas como, por ejemplo, las pérdidas en que se incurren al momento de transportar la energía por una línea de algunos cientos de kilómetros. La línea tiene una impedancia, tal que al aumentar el flujo aumenta la mencionada, por tanto, se aprecia una caída de tensión entre los extremos de la misma. Otra de las ventajas que se obtienen es eliminar redundancias al sistema y trae como consecuencia menos tiempo de procesamiento al hacer una optimización, principalmente, ya que tendremos menos variables en el modelo por resolver.

Se debe considerar que hay centrales de generación que son de pasada, es decir, que no almacenan agua y tienen la más alta prioridad de generación. En el caso de Centrales que tengan embalses, como sabemos pueden almacenar agua que podría ser usada en otro bloque horario con una mayor reducción de costos que usarlas en el momento diferente a la hora punta, la cual consiste en los bloques horarios donde la demanda es mayor comparada con la que se presenta en el resto del día.

Dada la geografía con la que cuenta nuestro País, el Sistema Interconectado Nacional cuenta con embalses que están en cascada, en cuyos lugares hay centrales hidráulicas. Este es un comportamiento que también se debe optimizar en un horizonte de tiempo determinado. Asimismo, se deben evitar los vertimientos, maximizando el uso del recurso natural agua.

Se cubren otras restricciones como tiempos mínimos de operación, y otras. Como resultado del proceso de optimización se obtiene la programación de equipos, es decir la generación de equipos importantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el costo de operación y los bloques horarios en que cada generador entra y sale del estado de operación.

Después de ello, se coordina la operación en tiempo real, tratando de seguir el plan dado por el proceso de optimización y cubriendo la demanda las veinticuatro horas del día.

Dado que se tiene como base la demanda pronosticada, es una característica de este paso cubrir los cambios en la demanda. Se usa de



preferencia los equipos que tienen una alta capacidad de respuesta para cubrir alguna demanda creciente en un bloque horario u ordenar la parada de equipos térmicos cuando aumenta o se reduce la demanda del sistema.

Adicionalmente, la llamada reserva rotante es la que cubre contingencias como la anteriormente mencionada, cubre también otras como la salida forzada de equipos, equipos que necesitan mantenimiento correctivo y fallan en operación. El objetivo en este punto es el desarrollo de un sistema experto que controle toda la complejidad de la coordinación en tiempo real asegurando la calidad del producto, la estabilidad del sistema y el costo mínimo de operación. Los conocimientos del Ingeniero de Sistemas de Potencia son alimentados a una base de conocimientos y sirve para tomar decisiones en la ocurrencia de eventuales fenómenos. Una característica adicional es su capacidad de aprender de situaciones.

Otro factor a tomar en cuenta es que se prevé la salida de equipos teniendo diversos escenarios que se ejecutarán al ocurrir un evento importante en el sistema.

Finalmente, cuando la desviación entre la demanda real y pronosticada sea alta, hablamos de alrededor de 40 MW o más, se procede a elaborar la reprogramación de la operación.

En este sub-sistema, como su nombre lo indica, se reprograma la operación de centrales pero con un horizonte que cubre hasta el final del mismo día.

Se verá una evolución del trabajo elaborado para la programación para que cubra la re-programación de actividades y recursos.

El objetivo principal en este sistema es demostrar la sinergia en el ciclo: Predicción de la demanda, optimización, coordinación y re-programación utilizando la Inteligencia Artificial.



Relación Programacion-coordinacion propuesta

CAPITULO II

DIAGNOSTICO ACTUAL



DIAGNOSTICO ACTUAL

2.1. Modelos matemáticos y heurísticos usados en la actualidad

Los modelos expuestos a continuación se refieren al uso óptimo de recursos en el corto plazo.

1. Determinación del valor del agua semanal

Su objetivo es determinar el valor del agua semanal utilizando la programación dinámica del modelo JUNRED(JUNín-REDucido) con etapas semanales para el primer mes de cálculo, procesando el modelo con el mismo horizonte de tiempo utilizado en la última fijación tarifaria.

El valor del agua semanal se define como la variación del costo futuro actualizado de operación y racionamiento del COES con relación a la variación del volumen del embalse durante una semana. El valor de agua semanal cuyas unidades son S/./m³ (Soles / Metro cúbico), puede ser expresado en S/./kWh(Soles / KiloWatt-hora), utilizando los rendimientos de las centrales. A la fecha, se optimiza sólo el lago Junín, el cuál es objeto de estudio del modelo JUNRED, por ser el de mayor capacidad de almacenamiento.

El Valor del agua está representado por la siguiente fórmula:

Costo del agua = valor de agua resultado del JUNRED + Canon + Costos variables no combustibles de las Central es hidráulicas



a. Consideraciones

- Cuando existe sobreoferta hidráulica y se provoca vertimiento en la compuerta de Upamayo del lago Junín, el valor del agua resultado del JUNRED es cero. Esto sucede en época de avenida.
- Actualmente se considera el Costo variable no combustible de la central Cañon del Pato.

b. Procedimiento de cálculo

b.1. Caudales en el río Mantaro

Toma en cuenta los caudales naturales de las centrales Upamayo- Malpaso y Malpaso-Mejorada.

- Para la primera semana de cálculo: se tomarán los promedios de los caudales naturales de los últimos siete días, que corresponden a los caudales desde el día miércoles de la semana anterior hasta el día martes de la semana en curso. Cuando dentro de dicho período existan días con caudales atípicos, el número de días a promediar podrá ser modificado por el Director de Operaciones en base a la evaluación estadística. Para la determinación de estos caudales naturales se usarán las lecturas de las estaciones Upamayo, Puente Chulec y Mejorada.
- Para las siguientes semanas, hasta completar el mes, se asumirán los caudales pronosticados por el programa de cálculo HEC-4, utilizando para ello la hidrología histórica mensual hasta el mes anterior.
- Para los meses de noviembre a mayo se usará toda la hidrología histórica mensual disponible y para los meses de junio a octubre la hidrología histórica reducida disponible para años similares.
- Para el caudal natural afluente al lago Junín, se deberá determinar en la data histórica los años hidrológicos más próximos a la hidrología que se está registrando. Las hidrologías más próximas se determinarán utilizando los caudales naturales del Río Mantaro. Se debe considerar una comparación de los caudales naturales presentados los últimos tres meses anteriores con la data histórica anual, en base a la menor desviación cuadrática total del período de tres meses. De esta comparación se elegirán los dos años más próximos, los mismos que se usarán para



seleccionar las hidrologías correspondientes a la data estadística de los afluentes al Lago Junín. El caudal a utilizar será el promedio de los valores vinculados a los años seleccionados.

b.2. Aporte de las centrales hidráulicas de pasada

- Si en los últimos siete días de cálculo, las centrales consideradas de pasada no presentaron limitaciones operativas en su disponibilidad de generación, se usarán estos datos de generación en los tres bloques considerados para la etapa semanal. Para este efecto se usará la base de datos de generación horaria que utiliza el COES.
- En caso de existir limitaciones operativas en la semana previa, se utilizará como aporte de las centrales de pasada, el aporte que la DPP programe para la semana en curso.
- Para las siguientes etapas semanales hasta completar el mes se usará como aporte de pasada los datos de las matrices de potencia generable mensual, cuya energía sea concordante con la prevista en la programación mensual que efectuó el COES.

b.3. Pronóstico de la demanda utilizado para el cálculo

- Para la demanda de las etapas semanales:

Primera semana: Se utilizará la demanda pronosticada tomando en cuenta mayor peso a la última semana de ejecución.

Siguientes semanas hasta completar el mes: Se usará la demanda prevista para la primera semana ajustándose las siguientes semanas en base a la energía prevista para el mes en la programación mensual del COES, pero descompuesta en semanas, adoptando una tasa uniforme de crecimiento.

- Para las demandas mensuales:

Para los meses siguientes, hasta completar el primer año, se considerará la demanda mensual prevista en el programa anual de operación del COES, la



cual reflejará las tendencias de la demanda histórica considerando la estructura del consumo anual y los últimos datos registrados.

Para las demandas mensuales de los años siguientes se utilizarán las tasas de crecimiento adoptadas para la última propuesta de fijación tarifaria.

b.4. Programación del mantenimiento de equipos

- Para la primera etapa semanal se considerarán los mantenimientos programados por la Dirección de Planeamiento y Programación (DPP) previstos en el programa semanal de operación.
- Para las siguientes etapas y meses del primer año se considerarán los programas de mantenimiento aprobados en el Programa Anual de Operación del COES.
- Para los meses de los años siguientes se considerarán los programas de mantenimiento utilizados en la última propuesta de fijación tarifaria.



2. Programación de la operación de corto plazo. Programación semanal

Su objetivo es determinar los criterios generales para efectuar la programación de la operación semanal del Sistema eléctrico interconectado Nacional, minimizando los costos de operación y racionamiento para el conjunto de instalaciones de generación, transmisión y distribución, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema

La programación semanal cubre los siguientes aspectos:

a. Pronóstico de la Demanda de corto plazo

La demanda de potencia se proyectará en forma diaria, para cada media hora y la energía en forma diaria. La información base para este cálculo son los datos estadísticos de producción de las centrales del COES. El diagrama de potencia diaria se elaborará en 48 bloques de media hora y por días típicos.

b. Pronóstico de los caudales

Las empresas generadoras con centrales hidráulicas, harán el pronóstico de sus caudales de operación sobre la base de los datos estadísticos existentes y otras variables estacionales del sistema. Las empresas que tienen compromisos con las compañías de agua potable y Ministerio de Agricultura tendrán en cuenta estas restricciones en los pre-despachos proporcionados a la DPP.

c. Cálculo de los Costos Variables de unidades generadoras

Los costos variables de las plantas térmicas están relacionados a:

c.1. Las características técnicas y operativas como la potencia efectiva, la generación



máxima, la potencia aparente, tiempo mínimo de operación, mínimos técnicos, rendimiento a plena carga y cargas parciales, capacidad de almacenamiento de combustible, tipo de combustible usado y procedencia y el costo del combustible.

- c.2. Las demandas históricas de potencia cada media hora
- c.3. La previsión de la demanda de los clientes libres mayores a 10 MW.
- c.4. La previsión de la demanda de los distribuidores
- c.5. Los mantenimientos a equipos
- c.6. Caudales naturales y/o regulados y la variación horaria de embalses y previsión

El costo de racionamiento se actualizará conforme a lo fijado por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

d. Determinación del Valor del Agua

Este tema fue explicado anteriormente

e. Programa de mantenimiento semanal del SINAC

Consideraciones:

- e.1. Las empresas de generación envían la información de la indisponibilidad de sus unidades de generación y de las instalaciones complementarias de generación y líneas de transmisión las cuales incluirán las causas de la indisponibilidad, el tipo de mantenimiento (preventivo y/o correctivo) y el tiempo de indisponibilidad.
- e.2. Las empresas de transmisión enviarán la información de la indisponibilidad de sus sistemas de transmisión: líneas, equipos complementarios de las subestaciones (protección, mando y servicios auxiliares), equipos de compensación reactiva y transformación.
- e.3. El programa semanal deberá concordar en lo posible con los programas anuales y ajustes mensuales, los cuales serán suministrados por las empresas como preliminares.
- e.4. El programa de mantenimiento semanal debe minimizar el racionamiento y garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico.



f. Elaboración de la programación de la operación de potencia y energía de las centrales de generación del SINAC

El despacho de potencia y energía de las centrales del SINAC tiene la finalidad de asignar en forma óptima los recursos disponibles de generación en orden creciente a sus costos variables, para satisfacer la demanda del SINAC, garantizando la operación a mínimo costo total y preservando la seguridad y calidad de abastecimiento de energía eléctrica.

g. Verificación de la adecuada seguridad y calidad de la operación del SINAC

Los programas de operación deberán ser verificados mediante modelos de simulación de la operación, que garanticen márgenes de seguridad adecuados y calidad del suministro eléctrico.

h. Prever la reserva rotante y fría del SINAC

El cálculo de la reserva rotante se realiza considerando las máquinas regulantes disponibles. Estas tienen las siguientes características técnicas:

- h.1. Estatismo bajo. Entre el 0 y el 6%
- h.2. Banda muerta inferior a 0.1%, es decir, 0.06 hertz
- h.3. Capacidad de regulación mínima del +5% dentro de todo su rango de generación
- h.4. Rango de frecuencia de 59 a 61 Hz.

Además, se considera un nivel de riesgo. A mas alto riesgo existe mayor probabilidad de que el sistema se encuentre inestable. Estas maquinas son las que tienen una rápida capacidad de respuesta.

2.1. Modelo matemático

El modelo toma variables binarias, variables que toman valores 0 ó 1, y variables continuas cuyos valores son reales positivos.



Principales Constantes:

A_i Coeficiente lineal de la curva de costo de la unidad térmica “i”.

B_i Coeficiente libre de la curva de costo de la unidad térmica “i”.

Arr_i Costo de arranque de la unidad térmica “i”.

$Pmin_i$ Potencia mínima de la unidad térmica “i”.

$Pmax_i$ Potencia máxima de la unidad térmica “i”.

$Tmin_i$ Tiempo mínimo de operación de la unidad térmica “i”.

$Pmax_h$ Potencia máxima de la unidad hidráulica “h”.

Q_h Caudal de ingreso a la central hidráulica “h”.

K_h Factor de conversión energética de la central hidráulica “h”.

γ_{ij} Susceptancia de la línea “i” a “j”.

$Lmax_h$ Capacidad térmica de la línea “i” a “j”.

Principales Variables:

$U_{i,t}$ Variable binaria que representa el estado de la unidad térmica “i” en el período “t” (1 en servicio, 0 fuera de servicio).

$y_{i,t}$ y_{it} Variable binaria que representa el arranque de la unidad térmica “i” en el período “t” (1 arranque, 0 no arranque).

$Pt_{i,t}$ Producción de la unidad térmica “i” en el período “t”.

$Ph_{h,t}$ Producción de la central hidráulica “h” en el período “t”.

$Sh_{h,t}$ Vertimiento de la central hidráulica “h” en el período “t”.

$\theta_{i,t}$ Angulo de la barra “i” en el período “t”.

$Rac_{i,t}$ Potencia de racionamiento en el nodo “i” en el período “t”.

Formulación del problema

La función objetivo que considera el costo operativo, incluye los costos variables combustibles, los costos de arranque/parada y el costo de racionamiento y también los costos de sólidos en suspensión que incurren centrales hidráulicas



Min

$$\sum [A]_i [Pt]_{i,t} + \sum [U]_{i,t} [B]_i + \sum [Arr]_i [y]_{i,t} + \sum [Rac]_{i,t}$$

Esta función objetivo está sujeta a:

a. Balace de potencia por barra por período

$$\sum_{k \in \Omega_i} \gamma_{ik} (\theta_k - \theta_i) + Pt + Ph + Rac = D_i$$

La sumatoria y los demás términos representan los flujos de las líneas de transmisión, representación usando un modelo de flujo DC- sin pérdidas, generación térmica e hidráulica y costo de racionamiento asociados cada barra.

b. Reserva Rotante

$$\sum P_i Maxhidro - \sum P_{i,t} hidro \geq ResReq_t$$

Esta representación es genérica y puede particularizarse para considerar el caso de reserva distribuida indicando que centrales son las participantes.

c. Unidades Térmicas

c.1. Límites operativos

$$[U]_t [Pmin]_t \leq [P]_t \leq [U]_t [Pmax]_t$$

Esta representación permite modelar con la mayor aproximación el comportamiento de las unidades térmicas.

c.2. Arranque y tiempos mínimos de operación en la unidad térmica "i"

$$y_t \geq U_t - U_{t-1}$$

$$U_t + U_{t+1} + \dots + U_{t+T_{min}-1} \geq y_t [Tmin]_t$$

La primera restricción permite determinar los arranques de las unidades térmicas.



La segunda permite representar su tiempo mínimo de operación.

d. Centrales Hidráulicas

d.1. Límites Operativos

$$0 < P_t \leq P_{max}$$

Los comentarios realizados para las unidades térmicas son válidos también para estas restricciones, siendo la única diferencia el uso de variables continuas.

d.2. Ecuación de balance

$$V_{t+1} = V_t + 3.6 * (Qh - P_t / K_h - S_t)$$

Aquí sólo se muestra la ecuación básica de balance de una central con embalse, donde V representa el volumen, P la potencia programada, K el factor conversión energética y S el vertimiento. Para el caso del SEIN se modeló en detalle las diferentes configuraciones hidráulicas existentes incluyendo los tiempos de retardo.

e. Otras Restricciones

e.1. Producción diaria pre-determinada

$$\sum \text{Energía producida} = \text{Cuota diaria de producción}$$

Las unidades térmicas sujetas a este régimen tienen que cumplir con esta restricción adicional.

e.2. Límite en la Capacidad de las Líneas de Transmisión

$$-P_{ij} \leq \gamma_{ij} (\theta_i - \theta_j) \leq \bar{P}_{ij}$$

Esta restricción representa la máxima capacidad permitida de las líneas de transmisión usando un modelo de flujo DC (Corriente Directa). El caso particular de los sistemas aislados está incluido en el modelo al considerar los límites de $P_{i,j}$ (Potencia) igual a cero (0) en los períodos correspondientes en los cuales las líneas de transmisión no estarán en servicio.



3. Programación de la operación de corto plazo. Programación diaria

Su objetivo es minimizar los costos de operación y racionamiento para el conjunto de instalaciones de los integrantes del sistema, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema en la operación diaria.

En este método se toma como base el pronóstico con un intervalo de media hora de la demanda de potencia y energía. Es una de las actividades necesarias para la programación del despacho de carga de las centrales generadoras del SINAC. El COES realiza este pronóstico en la programación semanal, siendo luego afinada en la programación diaria y reajustada en las reprogramaciones.

La metodología a usar es la siguiente:

Se realiza el pronóstico de la demanda de corto plazo a nivel de barras, el cual es basado en estadísticas, factores de ponderación y regresión lineal para estimar el diagrama de carga diario, que tiene en cuenta los siguientes procedimientos:

a. Depuración de los datos históricos

Se aíslan señales que representen eventos tales como fallas y desconexiones, que distorsionan la evolución de la demanda. Para ello el criterio adoptado es seleccionar los datos históricos que difiera en $\pm 5\%$ de los valores proyectados para las mismas fechas, esto es debido a que la proyección de la demanda representa en sí un promedio de los valores previos. Los valores seleccionados serán reemplazados luego por valores promedios históricos.



b. Cálculo del perfil diario de la demanda

Esta etapa tiene por objeto calcular el perfil típico en valores por unidad (p.u.) del día para el cual se está realizando el pronóstico, en base a lo siguiente:

b.1. Definir el período a usarse para el pronóstico, el mismo que comprenderá las "n" semanas previas definidas por el usuario; normalmente es de cuatro semanas. De cada semana se tomará el correspondiente día típico, por ejemplo, si se elige como día típico un día lunes y como período se toma cinco semanas, el conjunto de datos iniciales serán los últimos cinco días lunes previos a la fecha a la cual se realiza el pronóstico. Si alguno de los días considerados en el conjunto de datos, presenta un comportamiento irregular o no deseado, éste podrá ser reemplazado por un perfil teórico perteneciente al día típico de la semana y estación correspondientes.

b.2. Convertir los valores de potencia diaria por hora (pdh), del día típico elegido para las "n" semanas previas, a valores por unidad respecto a la máxima demanda de cada día del período considerado en el cálculo.

b.3. Asignar una ponderación histórica a cada fecha comprendida en el período definido para el cálculo. Este criterio se realiza por antigüedad, asignando la máxima ponderación al último día y la menor al primer día del período considerado.

b.4. Calcular la desviación estándar y la media de los valores horarios correspondientes a cada día del período definido.

b.5. Depurar los datos de cada hora de manera que éstos estén comprendidos en el rango de la media \pm la desviación estándar horaria correspondiente.

b.6. Calcular el promedio ponderado de la potencia para cada hora del día. El promedio se calcula con la ponderación histórica previamente definida.



b.7. Calcular el máximo valor de la potencia de los promedios calculados en el punto anterior.

b.8. Dividir los valores horarios de la potencia entre el mayor valor del día. De esta manera se obtiene el perfil diario depurado en valores por unidad.

c. Pronóstico de la máxima potencia diaria

El objeto de este proceso es determinar el valor máximo de la potencia para el día elegido, en base a lo siguiente:

c.1. Del período definido anteriormente, se tomará el correspondiente día típico, de manera similar al calculado para el perfil diario.

c.2. Extraer los valores de la máxima potencia diaria para cada día del período previamente definido.

c.3. Calcular la desviación estándar y el valor promedio correspondiente a los valores de la máxima potencia registrada para el período definido.

c.4. Depurar los valores de la máxima potencia de cada día de manera que éstos estén comprendidos en el rango de la media \pm la desviación estándar diaria correspondiente.

c.5. Con la información depurada se evalúa la pendiente y el punto de intersección de la recta de regresión calculada.

c.6. Para los casos en que se prevean variaciones importantes de la demanda se tomará como referencia un fenómeno similar ocurrido, a fin de determinar el porcentaje de variación que se aplicará a la máxima potencia pronosticada para el primer día del período afectado. A partir del segundo día del período antes mencionado se tomará el porcentaje de variación ocurrido el primer día como factor a aplicar a los siguientes días. Para un siguiente período se aplicará un factor de crecimiento.



d. Evaluación del crecimiento de la potencia promedio semanal

El objetivo en esta etapa es hallar la pendiente del incremento o disminución de la potencia promedio semanal, de acuerdo a lo siguiente:

d.1. Del período definido, se tomarán los valores máximos diarios de la potencia correspondientes a las semanas comprendidas en el período considerado.

d.2. Calcular la potencia promedio semanal con los datos definidos en el punto anterior.

d.3. Calcular la desviación estándar y la media de los promedios semanales previamente calculados.

d.4. Depurar los valores de los promedios semanales de manera que éstos estén comprendidos en el rango de la media \pm la desviación estándar del conjunto de los datos correspondientes.

d.5. Con la información depurada se evalúa la pendiente y el punto de intersección de la recta de regresión calculada.

e. Pronóstico de la demanda

Finalmente, se procede a calcular la demanda de energía y potencia para el día que se está pronosticando, de acuerdo a lo siguiente:

e.1. La pendiente calculada para la máxima potencia diaria (mPotMax) y la calculada para la potencia promedio semanal (mPotPro) se promedian en forma ponderada para hallar la pendiente de proyección (mProy), de la siguiente manera

$$mProy = (mPotPro + mPotMax * 2) / 3$$



La mPotMax representa en sí la tendencia de la potencia del día típico, la misma que suele tener variaciones significativas, mientras que mPotPro representa la tendencia al incremento o disminución semanal de la Potencia máxima a lo largo de toda la semana, la misma que por su naturaleza es más estable, de esta manera mPotPro actúa como un factor correctivo de mPotMax.

e.2. Con mPotMax se evalúa el punto de intersección (bProy) con el eje "y" quedando así definida la recta de regresión de las potencias máximas para el día típico.

$$\text{Max.Pot} = \text{mProy} \times \text{Día.Proy} + \text{bProy}$$

Luego se evalúa la máxima potencia (Max.Pot) para el día proyectado (Día Proy).

e.3. La máxima potencia (MaxPot) hallada multiplica a los valores horarios por unidad, del perfil de la demanda del día elegido. De esta manera, queda definido el pronóstico del perfil de la demanda.

De ser necesario, el resultado del modelo puede ser reajustado a criterio del programador, por las variables no consideradas en los modelos.

Consideraciones:

- i. Si se prevé que en la semana a pronosticar existirá un período de días feriados, la demanda se reajusta de acuerdo a la data histórica de semanas parecidas. La afectación se realiza también para el día previo y el día posterior al período festivo. De la combinación de la información de varios períodos festivos históricos, considerando la tasa de crecimiento, se obtiene el pronóstico de la demanda esperada.
- ii. Se promedian los valores pronosticados de los días martes a jueves, tomándose dicho promedio como el diagrama típico ordinario.



- iii. La demanda de potencia proyectada semanalmente es corregida diariamente según la tendencia del día anterior y tomando en consideración los cambios estacionales y acontecimientos importantes previstos.



2.2. “Know-how” del operador aplicado en la coordinación en tiempo real

La coordinación en tiempo real es la actividad donde se ejecuta lo planeado en la optimización de la operación con un horizonte de tiempo determinado. Actualmente se considera un período de una semana para este proceso. En pocas palabras, se contrasta lo planeado y lo que se ejecutará en el día.

La idea principal en este punto es tratar en lo posible de seguir el plan semanal, pero todo sistema de potencia tiene algunos problemas que deben ser resueltos en unos cuantos segundos por el coordinador de turno. Estos normalmente son los siguientes:

- a. Salida de equipos que están operando adecuadamente y fallan. En este caso se debe usar una reserva rotante para conservar la estabilidad del sistema.
- b. Salida de líneas, lo que trae como consecuencia, en ciertos casos, la creación de sistemas aislados. Esto no pasa en ciertos casos, ya que hay líneas “redundantes” que pueden contrarrestar el problema. La ventaja de las líneas “redundantes” es principalmente la de no sobrecargar líneas que transportan carga y hacer el sistema más consistente en los casos que estos elementos transporten grandes producciones como la conexión existente entre la Central hidráulica del Mantaro y las adyacentes a ésta.
- c. El comportamiento de los caudales, que según expertos tiene un comportamiento azaroso y que se podría estimar un comportamiento para un tiempo realmente corto, aún teniendo varios años de información histórica de la misma.
- d. El cambio en la demanda de los clientes. Si aumenta o baja la demanda se debe cubrir. Normalmente se hace con equipos de generación térmicos. En situación normal la generación debe ser igual a la demanda.
- e. Se debe controlar la calidad del producto como lo referido a la tensión y frecuencia y sus relaciones.
- f. Prevenir situaciones que atenten contra la estabilidad del sistema como en el caso de tormentas que pueden dañar líneas. Si la caída de generación es



muy alta se puede echar a perder toda la integración del sistema en unos contados segundos.

- g. Evitar los rechazos automáticos de carga. Esto se refiere a equipos que al sensar un deterioro en el sistema automáticamente “desconectan” a ciertos clientes, con la finalidad de mantener una calidad del sistema. Es mejor perder una carga de una parte de los clientes temporalmente a perder todo el sistema.

Veamos algunas generalizaciones a lo anteriormente expuesto:

Control de Parámetros

- a. Frecuencia a 60 hz. Variaciones sostenidas aceptadas $60 \pm 0.6\%$ (de 59.64 a 60.36)
- b. Integral de variación diaria ± 600 ciclos/día
- c. Tensión nominal en barras de alta tensión de carga: variación de tensión $\pm 5\%$ tensión de operación
- d. Tensión en otras barras: variación de tensión $\pm 2.5\%$ o $\pm 5\%$ de la tensión de la operación
- e. Evitar la desconexión automática de carga de relés de mínima frecuencia
- f. Evitar descenso de frecuencia a valores inferiores a 58.5 hz. para no perder la estabilidad del sistema y deterioro anticipado de equipos
- g. Evitar que la frecuencia ascienda a valores mayores a 61 hz.

Estabilización de frecuencia

- a. Usar la reserva rotante hidráulica y térmica
- b. Usar la reserva no sincronizada de emergencia
- c. Usar la reserva fría hidráulica
- d. Usar la reserva fría térmica
- e. Conectar o desconectar cargas
- f. Desconectar unidades de generación
- g. Efectuar rechazos de carga, si fuera posible



Estabilización de niveles de tensión

- a. Uso máximo de reservas de potencia reactivas de las unidades de generación en función de curvas de capacidad de cada unidad
- b. Uso de equipos de compensación reactiva
- c. Redistribución de generación de energía reactiva
- d. Usar la reserva fría hidráulica
- e. Usar la reserva fría térmica
- f. Conectar o desconectar líneas
- g. Conectar o desconectar cargas
- h. Efectuar rechazos de carga, si fuera posible

Despacho por indisponibilidad forzada de unidad de generación

- a. Disposición de generación de unidades de reserva rotante de menor costo variable
- b. Disposición de generación de unidades de reserva rotante de menor costo operativo total del sistema

Despacho por indisponibilidad de una línea de transmisión

- a. Decisión de incremento de oferta con unidades de reserva rotante de menor costo variable
- b. Decisión de incremento de oferta con unidades de reserva rotante de menor costo operativo total del sistema

Cambio en caudales

Incremento de caudales

- a. Decisión de incrementar generación de centrales hidráulicas de pasada en cuyas cuencas hay aumento
- b. Reemplazo por unidades térmicas



Sobre-oferta hidráulica

- a. Disminución de generación de unidades hidráulicas proporcionalmente a sus potencias efectivas, considerando restricciones operativas.
- b. Minimizar el vertimiento de centrales hidroeléctricas.

Disminución de caudales naturales

- a. Evaluar resultado óptimo económico. Incremento de generación de centrales hidroeléctricas de regulación semanal y diaria.
- b. Dependiendo de la disminución de caudales, se evaluará la Regulación Secundaria de Frecuencia(RSF). En caso llegara a los límites aprobados (RSP + Delta RSF), se solicitará Re-programación

Despacho por variación de tensión en barras

Caída de tensión

- a. Monitorear equipos de compensación reactiva, conexión de líneas
- b. Despacho de energía reactiva local en unidades de generación
- c. Maniobras sobre equipos de compensación reactiva
- d. Disponer operación de unidades térmicas de tensión
- e. Si continua el problema, se hará una Re - programación
- f. Acción extrema: puesta en servicio de unidades de reserva fría (no sincronizada) para elevar la tensión en barra cuando es inferior al 97.5% de tensión de operación y se puede disponer de su rechazo, cuando la barra opere con tensión menor a 95% a la tensión de operación

Incremento de tensión

- a. Reducción de generación de energía reactiva dentro de límites de operación dadas por la curva de capacidad hasta conseguir tensiones nominales de operación, teniendo en cuenta las restricciones operativas correspondientes



Regulación de tensión

- a. En estado normal, la tensión de barras de carga se mantiene dentro del $\pm 2.5\%$ de la tensión de operación.
- b. Establecimiento de tensiones de operación a ser controladas en la barras de los sistemas de transmisión
- c. Decisión de elevar o reducir manualmente la tensión en barras
- d. Elevar la tensión cuando sea menor a 97.5% de la tensión de operación.
- e. Se puede disponer rechazo de carga para elevar tensiones, cuando la barra opere a una tensión menor al 95% de la tensión de operación

Límite de capacidad de transporte

- a. Sobrecarga fuera de límites en líneas y equipos de alta tensión: decisión de cambio de flujo variando tensión y frecuencia en el sistema interconectado nacional.
- b. En Sobrecarga: Medidas para reducir carga del equipo

En caso de variación sostenida o súbita de frecuencia

- a. Controlada y regulada automáticamente por las centrales RPF (Regulación Primaria de Frecuencia)
- b. Disposición de central RSF (de acuerdo a reserva rotante)
- c. Sistema de control automatizado de generación efectuará la RSF

Variación Diaria de la Frecuencia

- a. Recuperación de IVDF en el día (Integral de Variación Diaria de Frecuencia)



Rechazo de carga

- a. Hacer frente a situaciones de inestabilidad del sistema angular y/o de tensión

2.3. Factores relevantes para el buen desempeño en la coordinación del sistema

Para la coordinación en tiempo real se dispone de al menos dos personas, estas son llamadas el programador y el coordinador.

El programador revisa las tendencias en la demanda y resuelve el problema de la hidrología para el día. En este campo se cuentan con restricciones como la disponibilidad de metros cúbicos de agua que se debe tener al final del día en embalses y su capacidad. La solución toma en cuenta embalses y centrales de pasada. Las centrales de pasada trabajan al 100% de su capacidad instalada. Además, revisa los vertimientos y trata de minimizarlo con la finalidad de reducir el costo operativo diario. Su trabajo también consiste en comparar el plan programado y lo que va ejecutando a lo largo del día. Cuando el caso lo amerita, él es el encargado de hacer la re-programación.

El coordinador toma en cuenta las restricciones de tipo técnico que tienen los equipos como las siguientes:

- Capacidad máxima de las líneas
- Tiempo de arranque de equipos
- Gradiente de toma de carga
- Costos operativos
- Capacidad de generación(ambos)
- Mantenimientos de equipos (ambos)

Además, monitorea la frecuencia y tensión del sistema. Estos son aspectos importantes para evitar el colapso de todo el sistema. Debemos tomar en cuenta la relación frecuencia, tensión y demanda.



El coordinador es el encargado de dar órdenes a cada sub-estación ubicada en cualquier parte del territorio del País. A veces, se crean sistemas aislados, lo que trae como consecuencia una operación temporal de sistemas eléctricos en dos o más zonas trabajando en paralelo. Él es la persona encargada de dar órdenes para la sincronización de sub-sistemas aislados para unirlos y cumplir con la función principal del COES, la cuál es la minimización del costo total de operación.

Los equipos que apoyan su gestión, también son las máquinas reguladoras primaria de frecuencia (RPF), las cuales tienen una rápida capacidad de respuesta y pueden mantener el sistema estable pese a la salida de equipos que fallan en momento de operación, básicamente. Otro, es el regulador automático de carga(RAC), como su nombre lo indica, rechaza cargas de manera automática al sensar un deterioro en la calidad del producto. Estos apoyan su gestión en unos cuantos segundos para evitar problemas en todo el sistema. No olvidemos que todos los equipos apoyan su gestión, desde los un relé hasta un generador térmico. Los mencionados inicialmente enfatizan un apoyo al trabajo del coordinador en un período de tiempo muy breve.

Ambos trabajos, tanto del programador como del coordinador, se apoyan en los datos de un SCADA y de consulta a una base de datos histórica, en la que se guardan datos cada quince (15) minutos, y una circular, la cual registra los cambios de todas las señales de las empresas integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

En el sistema de monitoreo de Frecuencia y Tensión y en el sistema SCADA se cuentan con alarmas, las cuales se accionan al haber un comportamiento anormal en el sistema y en cada equipo que conforma el Sistema Eléctrico Nacional con la finalidad de prevenir al coordinador del Sistema a tomar una decisión oportuna y adecuada.

Finalmente, la experiencia es un factor importante a considerar, ya que nuestro País presenta una variedad de micro-climas que pueden influir en las decisiones, como la presencia de descargas atmosféricas al ordenar bajar la generación en

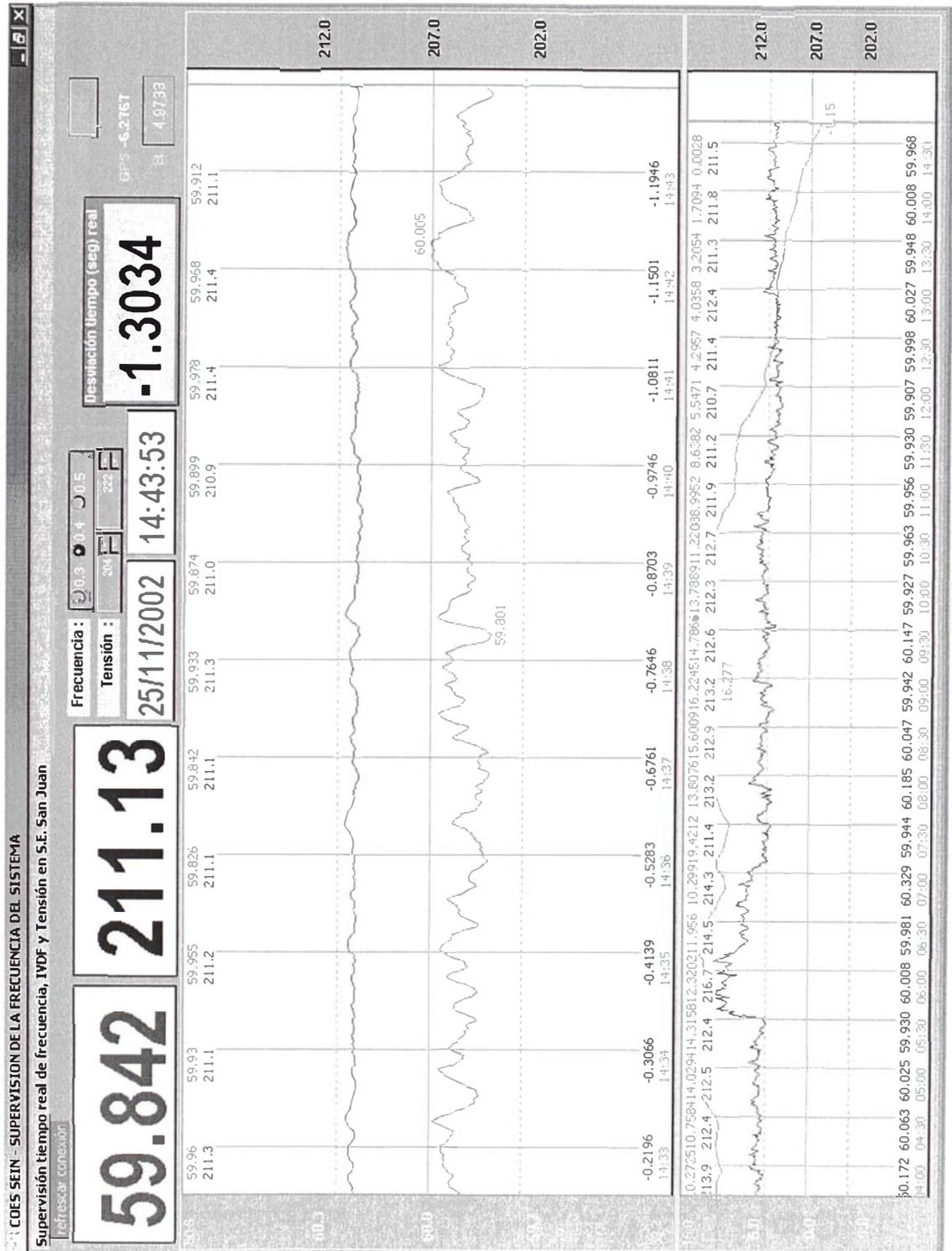


puntos cercanos en la ocurrencia de este fenómeno. Orden que serviría para prevenir malos acontecimientos futuros

Veamos las pantallas principales de tiempo real:

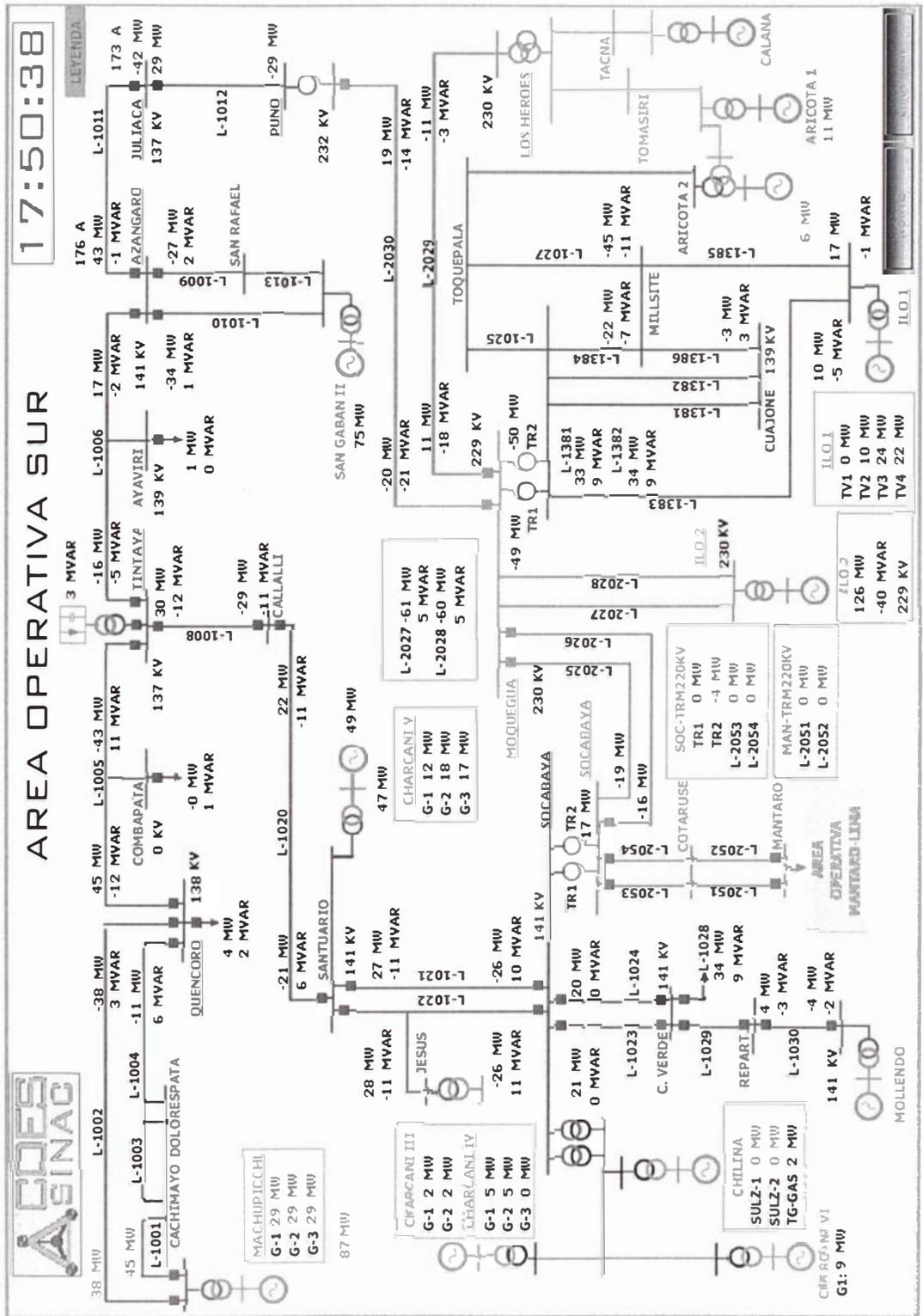


a. De frecuencia y tensión





d. Del Sistema Sur





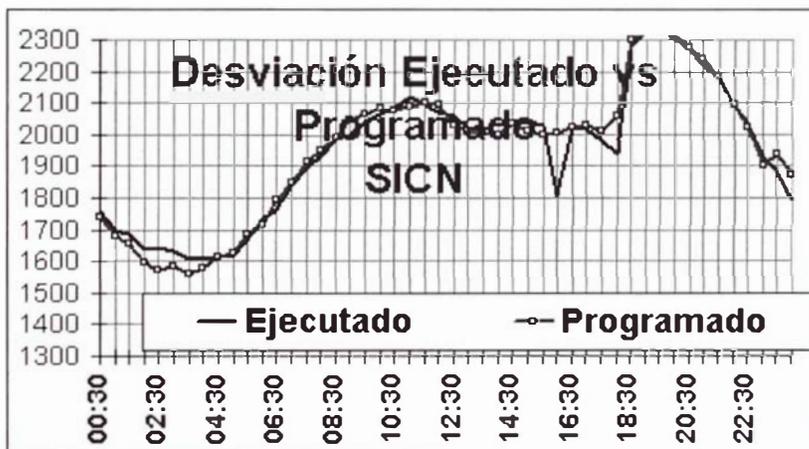
2.4. Comparación de Resultados

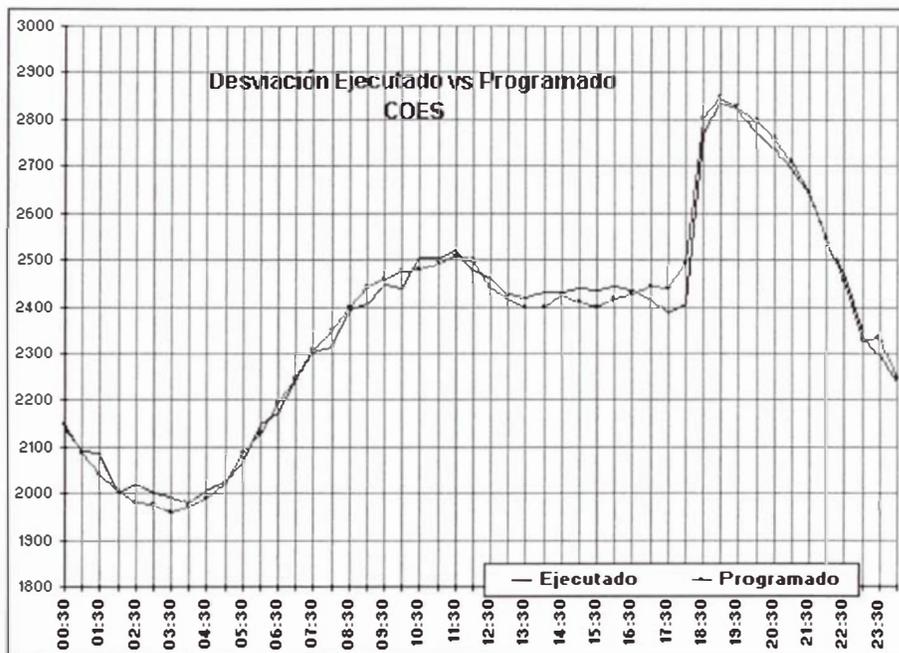
El objetivo de este sub-capítulo es comparar que tan aproximado es lo que se programa o re-programa y con lo que se ejecuta en un día. La comparación se realiza tomando tres casos representativos del Sistema Eléctrico.

El estudio resume demandas parciales para obtener toda la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

2.4.1. Programado versus Ejecutado (demanda real). Sin re-programación de recursos

- Día de análisis: 04 de Octubre del 2002
- Gráficos comparativos





- Vertimiento de presas y venteo de gas informado por las empresas

EDEGEL	No hubo vertimiento en la Presa Sheque. Vertimiento en la Presa Huinco de 09:00 a 17:45 h con 3.00 m ³ /s. No hubo vertimiento en la Toma Tamboraque. No hubo vertimiento en la Toma Tarma.
SAN GABAN	No hubo vertimiento en la Presa San Gabán
EGENOR	No hubo vertimiento en la Presa Cirato.
ELECTROANDES	No hubo vertimiento en la C.H. Yaupi.
EGEMSA	Vertimiento en la C.H. Machupicchu de 00:00 a 24:00 h con 21.24 m ³ /s en promedio por límite de caudal turbinable.
ELECTROPERU	No hubo vertimiento en la presa Tablachaca.
EGASA	No hubo vertimiento en la presa El Pañe.
EEPSA	No hubo venteo de gas.



- Resultado de la operación

ELECTROPERU	Sobregeneró 200 MWh hidráulicos por mayor disponibilidad hidráulica.
EDEGEL	Subgeneró 326 MWh hidráulicos debido a alta concentración de sólidos en la CH Yanango.
EGENOR	Subgeneró 384 MWh hidráulicos por menor disponibilidad hidráulica. Sobregeneró 28 MWh térmicos.
ETEVENSA	No fue programado.
EEPSA	Sobregeneró 178 MWh térmicos por mayor demanda.
CAHUA-CNP	Subgeneró 16 MWh hidráulicos. Subgeneró 55 MWh térmicos por indisponibilidad de la unidad MAN de la C.T. Pacasmayo.
ELECTROAND.	Sobregeneró 108 MWh hidráulicos por mayor disponibilidad hidráulica de la CH Yaupi.
TERMOSELVA	Subgeneró 21 MWh térmicos debido a menor eficiencia térmica.
SHOUGESA	Subgeneró 1 MWh térmicos debido a menor eficiencia térmica.
EGEMSA	Subgeneró 4 MWh hidráulicos.
EGESUR	Subgeneró 17 MWh hidráulicos. Sobregeneró 21 MWh térmicos por mayor demanda.
ENERSUR	Sobregeneró 116 MWh térmicos.
EGASA	Sobregeneró 8 MWh hidráulicos. Sobregeneró 132 MWh térmicos por mayor demanda.
SAN GABAN	Subgeneró 4 MWh hidráulicos y 2 MWh térmicos por pruebas de conservación en la CT Taparachi.
COES-SEIN	La demanda fue 36 MWh menos de lo previsto. Se produjeron 435 MWh hidráulicos menos y 399 MWh térmicos más de lo programado.

- Costo total de la operación diaria

S/. 1 353 592.31



- Costo programado total de la operación diaria
S/. 1 367 245.16 ---ERROR: 1.01%

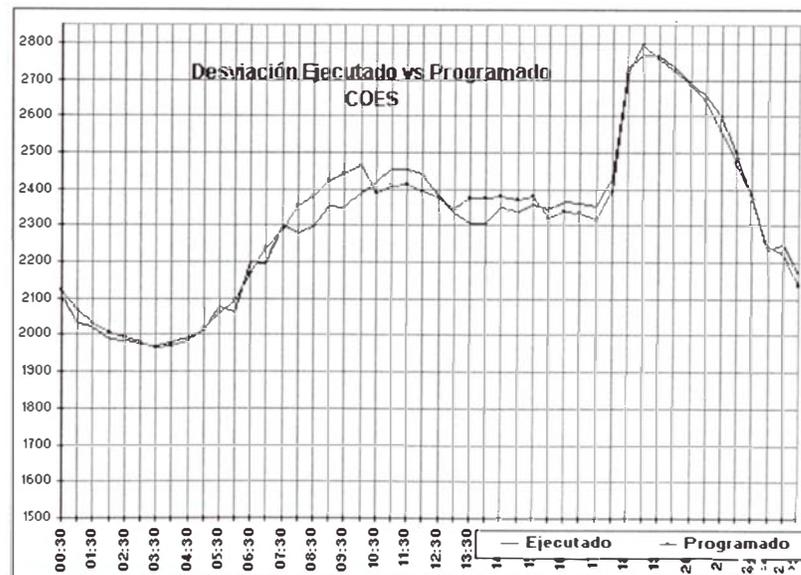
2.4.2. Re-programado “n” veces versus demanda real sin transgresiones. Comportamiento del mercado en su consumo

En este caso es importante observar la desviación que se tiene antes de cada programación entre lo programado y lo ejecutado.

- Día de análisis: 22 de Octubre del 2002
- Reprogramaciones del Día
 1. A las 06:42 h se emite el reprograma DDP 295-A por menor disponibilidad hidráulica de la C.H. Cañón del Pato (310 MWh aproximadamente).
 2. A las 10:24 h se emite el reprograma DDP 295-B por menor demanda y reducción de carga de la minera Antamina por mantenimiento correctivo del molino SAG hasta las 12:00 h.
 3. A las 15:35 h se emite el reprograma DDP 295-C por ampliación del mantenimiento correctivo del molino SAG de la mina Antamina hasta las 19:00 h (480 MWh menos aprox.).
 4. A las 19:15 h se emite el reprograma DDP 295-D por retraso en el mantenimiento correctivo del molino SAG de la mina Antamina hasta las 24:00 h (300 MWh menos aprox.).



- Gráficos comparativos





- Vertimiento de presas y venteo de gas informado por las empresas

EDEGEL	No hubo vertimiento en la Toma Tamboraque. No hubo vertimiento en la Toma Tarma. No hubo vertimiento en la Toma Tulumayo. Vertimiento en la presa Huinco de 07:18 a 20:55 h con 3 m ³ /s y de 23:50 a 24:00 h con 8 m ³ /s.
SAN GABAN	No hubo vertimiento Vertimiento en la Presa San Gabán.
EGENOR	No hubo vertimiento en la Presa Cirato.
ELECTROANDES	No hubo vertimiento en la C.H. Yaupi .
EGEMSA	Vertimiento en la C.H. Machupicchu de 00:00 a 24:00 h con 22.80 m ³ /s en promedio por límite de caudal turbinable.
ELECTROPERU	No hubo vertimiento en la presa Tablachaca.
EGASA	No hubo vertimiento en la presa El Pañe.
EEP	No se venteó gas.

- Resultado de la operación

ELP	Subgeneró 83 MWh hidráulicos y 3 MWh térmicos por menor disponibilidad de la C.H. Cañón del Pato.
EDG	Sobregeneró 75 MWh hidráulicos.
EGN	Subgeneró 11 MWh hidráulicos.
ETV	No fue programado.
EEP	Subgeneró 1 MWh térmicos por menor demanda y reducción de carga de la minera Antamina por mantenimiento correctivo del molino SAG.
CAH-CNP	Subgeneró 38 MWh hidráulicos.
EAN	Subgeneró 54 MWh hidráulicos.
TER	Subgeneró 84 MWh térmicos por menor demanda y reducción de carga de la minera Antamina por mantenimiento correctivo del molino SAG.
SHO	No fue programado.
EGM	Sobregeneró 9 MWh hidráulicos.



EGS	Sobregeneró 13 MWh hidráulicos y Subgeneró 18 MWh térmicos por regulación de tensión.
ENS	Sobregeneró 89 MWh térmicos.
EGA	Sobregeneró 50 MWh hidráulicos.
SGB	Subgeneró 80 MWh hidráulicos por menor disponibilidad hidráulica de a C.H. san Gabàn y sobregeneró 3 MWh térmicos debido a la sobrecarga en el transformador de 60/10 kV de la S.E. Juliaca.
COES-SEIN	La demanda fue 135 MWh menos de lo previsto. Se produjeron 120 MWh hidráulicos menos y 15 MWh térmicos menos de lo programado.

- Costo total de la operación diaria

S/. 795 452.72

- Costo programado total de la operación diaria

S/. 867 886.50 ---ERROR: 9.11%



2.4.3. Re-programado “n” veces versus demanda real con interrupción de suministro. Comportamiento del mercado en su consumo y fallas del sistema

Igual que el caso anterior, tomar en cuenta las desviaciones ocurridas antes de cada reprogramación. También, el tramo horario en el que ocurre el sistema aislado.

- Día de análisis: 18 de Octubre del 2002

- Sistema Aislado

El área operativa Machupicchu operó en sistema aislado por mantenimiento correctivo de la L-1005 desde las 14:04 a 14:50 h. La desviación de tiempo fue desviada en +7.1503 segundos con respecto a la referencia del sistema, +0.0 segundos, en el momento de estar en sistema aislado.

- Transgresiones: del sistema aislado en Machupicchu - EGEMSA

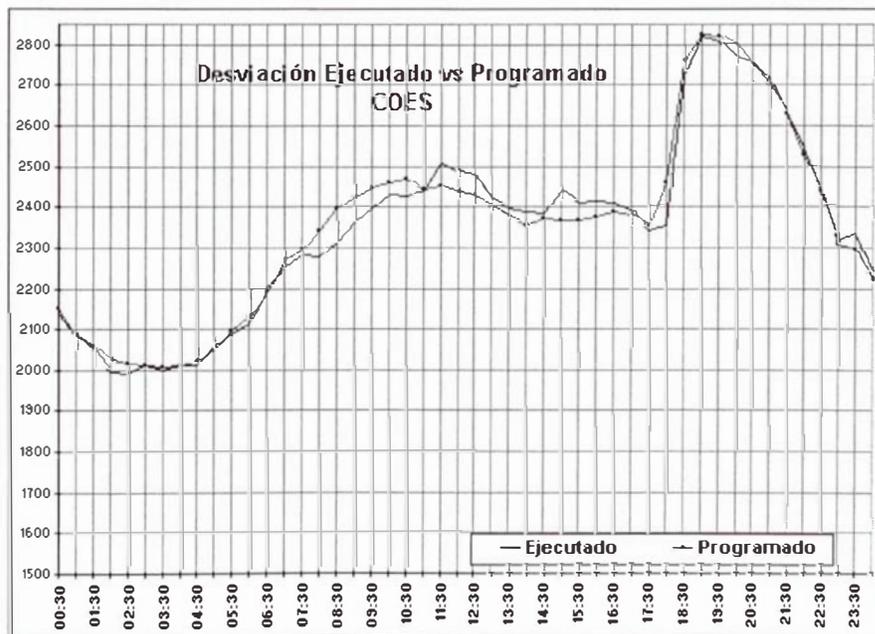
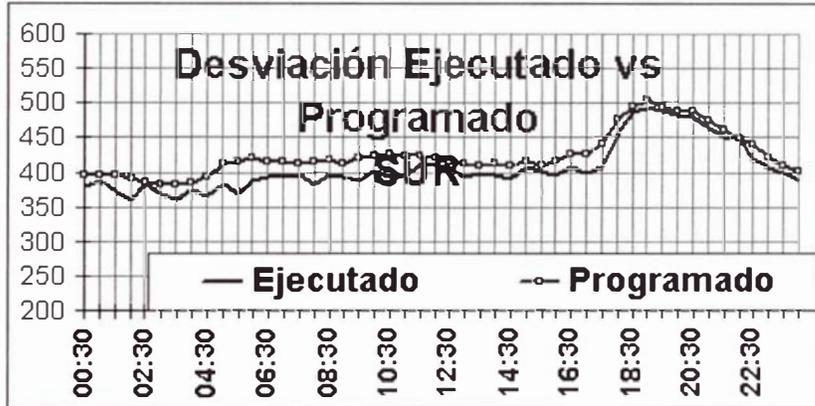
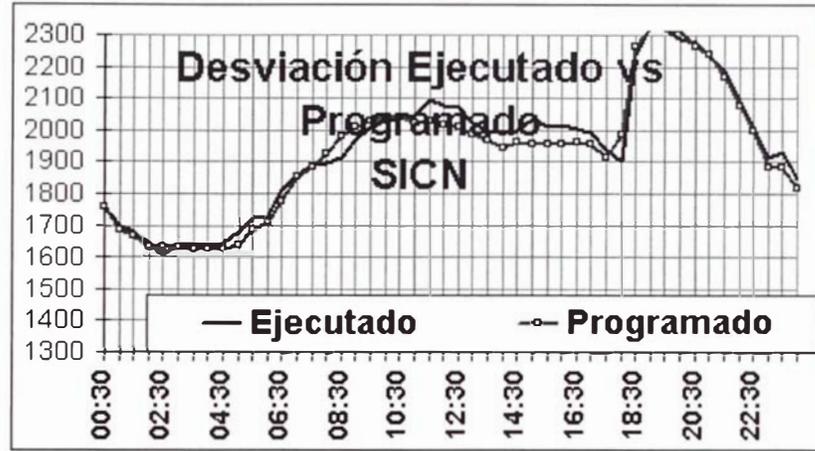
GPS - EGEMSA DOLORESPATA (SIS021055EGMB0)	36	I(IVDF)	-	-	-
		S(súbitas)	2002-10-18	14:46:59	1.101
			2002-10-18	14:47:59	1.560
			2002-10-18	14:48:59	1.438
T (sostenidas)	-	-	-		

- Reprogramaciones del Día

1. A las 10:51 h se emite el reprograma DDP 291- A por menor demanda y mantenimiento correctivo de la L-1005.



- Gráficos comparativos





- Vertimiento de presas y venteo de gas informado por las empresas

EDEGEL	Vertimiento en la Presa Huinco de 11:39 a 19:18 con 3 m ³ /s por seguridad. No hubo vertimiento en la Toma Tamboraque. No hubo vertimiento en la Toma Tarma.
SAN GABAN	No hubo vertimiento en la Presa San Gabán.
EGENOR	No hubo vertimiento en la Presa Cirato.
ELECTROANDES	Vertimiento en la C.H. Yaupi de 00:00 a 24:00 h con 11 m ³ /s.
EGEMSA	Vertimiento en la C.H. Machupicchu de 00:00 a 24:00 h con 28.26 m ³ /s en promedio por límite de caudal turbinable.
ELECTROPERU	Vertimiento en la presa Tablachaca de 00:00 a 06:20 con 10.55 m ³ /s en promedio.
EGASA	No hubo vertimiento en la presa El Pañe.
EEPSA	No se venteó gas.

- Resultado de la operación

ELECTROPERU	Subgeneró 42 MWh hidráulicos.
EDEGEL	Subgeneró 22 MWh hidráulicos.
EGENOR	Sobregeneró 222 MWh hidráulicos por mayor disponibilidad hidráulica de la C.H. Cañon del Pato.
ETEVENSA	No fue programado.
EEPSA	Subgeneró 224 MWh térmicos por menor demanda.
CAHUA-CNP	Sobregeneró 82 MWh hidráulicos por mayor disponibilidad hidráulica de la C.H. Cahua.
ELECTROAND.	Subgeneró 15 MWh hidráulicos.
TERMOSELVA	Subgeneró 37 MWh térmicos por menor demanda.
SHOUGESA	No fue programado.
EGEMSA	Sobregeneró 14 MWh hidráulicos.
EGESUR	Sobregeneró 15 MWh hidráulicos.
ENERSUR	Sobregeneró 47 MWh térmicos.
EGASA	Sobregeneró 19 MWh hidráulicos.



SAN GABAN Subgeneró 150 MWh hidráulicos por menor disponibilidad hidráulica de la C.H. San Gaban. Sobregeneró 4 MWh térmicos debido a congestión en el transformador de 60/10 kV de la S.E. Juliaca.

COES-SEIN La demanda fue 76 MWh menos de lo previsto. Se produjeron 124 MWh hidráulicos más y 200 MWh térmicos menos de lo programado.

- Costo total de la operación diaria

S/. 526 390.61

- Costo programado total de la operación diaria

S/. 829 636.81 ---ERROR: 57.61%



2.5. Conclusiones del diagnóstico actual

- Si no se tiene una buena previsión de comportamientos de ríos y sus elementos asociados, la optimización no será adecuada. En el modelo de optimización no se cuenta con un estudio adecuado de caudales referidos a la previsión de ellos y sus embalses para el corto plazo, el cual es de una semana. Lo que ratifica este hecho se da al observar las diferencias entre lo programado(estimado) en generación hidráulica y lo ejecutado. La optimización es adecuada mas no completamente el factor hidrológico.
- Es recomendable elaborar una optimización inmediatamente después de elaborar la reprogramación de recursos. En la actualidad no se hace este proceso. No es lo mismo almacenar agua en embalses, reservándolos para la hora punta del Sistema, ya que se tendría un costo marginal más bajo que si se dispusiera generar energía hidráulica en el momento fuera de hora punta. Esta optimización tendría efecto para los siguientes bloques horarios de elaborada la reprogramación.
- La predicción de la demanda debería tomar en cuenta tendencias más contundentes en la misma en un horizonte de tiempo determinado. Actualmente la predicción de la demanda es ponderada, tomando básicamente cuatro días de muestra de comportamiento similar, como los lunes de cada semana por ejemplo, para el caso de predecir la demanda para un lunes. A la ejecución anterior se la da un mayor peso si la fecha de ocurrencia es la más cercana a la actual. Adicionalmente se le agregan factores de acuerdo a la experiencia y pericia de la persona que hace la tarea.
- En coordinación, se presentarían problemas si simultáneamente ocurriesen problemas en dos o mas potenciales sistemas aislados. Se debería contar con simuladores que predigan fallas en los equipos conformantes del sistema eléctrico para tomar acciones. En la actualidad se cuenta con un sistema de alarmas pero que denotan el estado actual del sistema, mas no del comportamiento a posteriori.

CAPITULO III

SISTEMAS PROPUESTOS



SISTEMAS PROPUESTOS

3.1. Pronóstico de la Demanda en el corto plazo

3.1.1 Descripción del problema

La energía eléctrica no puede almacenarse en forma económica. Hacerlo sería impráctico por dos motivos principales: el primero relacionado a las pérdidas que se tuviera, dadas por diferentes condiciones como la humedad del ambiente, por ejemplo. La segunda razón serían los altos costos de mantenimiento y operación que éste tendría.

Es por este motivo que la energía que se produce debe ser consumida por quienes generan la demanda en un tiempo determinado, en cualquier momento de las 24 horas del día, todos los días del año.

Un problema importante que como muchos sistemas tienen, es predecir el comportamiento del mercado para cubrir su necesidad referente a la demanda, en este caso la satisfacción de la demanda en energía eléctrica.

Una de las ventajas importantes que tiene la predicción de la demanda, en general, es evitar los desperdicios o, mejor dicho, el mal uso de los recursos. El caso particular de la organización, como también de muchas otras, tiene por objetivo el minimizar los costos de operación.

Importante es considerar que el problema es básicamente satisfacer la demanda al instante que se origina. Para ello, se dispone de una reserva rotante, la cual está relacionada al factor de seguridad que se desea en el Sistema Interconectado



Nacional. Normalmente, se presentan fallas en equipos, los cuales necesitan de un mantenimiento correctivo. Para contrarrestar este comportamiento se dispone de la reserva rotante, el cuál en términos prácticos significa que los equipos dejan de producir al máximo de su capacidad para atender una emergencia o una potencial salida de equipos.

Debemos considerar que la demanda tiene un comportamiento típico por día, pero que es sensible ante cualquier cambio, desde uno del tipo climático a uno tarifario.

Además, a veces presenta un comportamiento azaroso, lo cuál debe predecirse para optimizar de manera adecuada los costos de operación en los que se incurren para generar energía eléctrica. A mayor amplitud en la predicción, tendrá como consecuencia una mejor optimización de costos, pero un largo horizonte de predicción puede acarrear imprecisiones en la predicción de algunos factores o variables de entrada que, a su vez, tendrá como consecuencia una predicción de baja calidad. De lo que se trata es, también, balancear estos dos factores importantes para la predicción de la demanda

El propósito de este sub-capítulo es cómo mediante el uso de las redes neuronales, es posible predecir la demanda del sistema, analizando ciertos factores como la temperatura por región, la estacionalidad, etc. Aspectos y relaciones que veremos en el desarrollo del presente sub-capítulo.



3.1.2. Planteamiento del problema

3.1.2.1. Aspectos a considerar

La estrategia que se toma en cuenta para la predicción de la demanda es dividir el problema en sub-problemas para llegar a mejores resultados que analizar la demanda global que será necesario satisfacer. Esto porque la demanda es variable por zonas y se encuentra relacionada a los aspectos que tomo a consideración y son factores que la determinan. Desagregando el problema obtenemos un mejor comportamiento global del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Los aspectos a considerar para la elaboración de la predicción de la demanda del servicio de la energía eléctrica son los siguientes:

1. El clima

Es necesario conocer el comportamiento del clima en el transcurrir del tiempo. Es necesario recalcar que el estudio se realiza por zonas, ya que nuestro País tiene una numerosa cantidad de microclimas. En la capital inclusive, se pueden observar un clima diferente a la de ciudades relativamente próximas. Por ejemplo, mientras que en la capital el clima es nublado en otras ciudades asolea.

Las posibilidades que tenemos en cuanto al clima son las siguientes:



Despejado



Nublado
Parcial



Lluvia



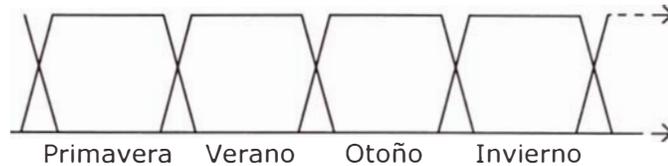
Tormenta

2. Estacionalidad

Tenemos, como es sabido, cuatro estaciones: Primavera, Verano, Otoño e Invierno que tienen una fecha de inicio y de fin de estación. Como habremos notado, los comportamientos en las estaciones son traslapados. Describiendo el caso con un



ejemplo: mientras “dejamos” de estar en la estación de primavera, el clima cambia y el sol sale más temprano al acercarnos a la estación de verano.



3. Temperatura

La temperatura es un factor importante a tomar en cuenta en la predicción de la demanda.

En el caso de las zonas urbanas, en la demanda se aprecia un cambio directamente proporcional al cambio de temperatura. Es decir, un incremento en la temperatura ocasiona un incremento en la demanda de energía eléctrica, y viceversa. En las zonas rurales no se aprecia este fenómeno. Una razón que describe el fenómeno es el grado tecnológico con que cuenta cada zona. Mientras que en una zona urbana puede usarse aire acondicionado, en las zonas rurales es difícil que se cuente con un equipo de esa naturaleza. El grado de variación no es apreciable como en las zonas urbanas.

4. Tipo de carga

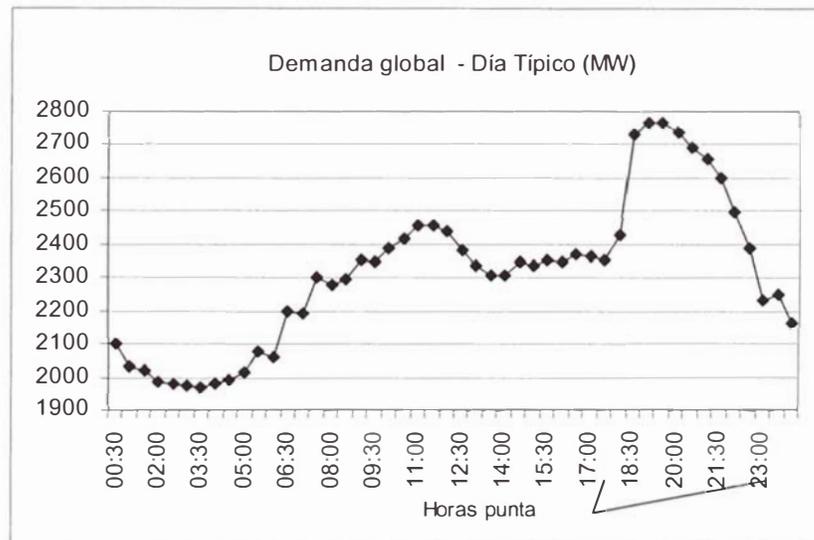
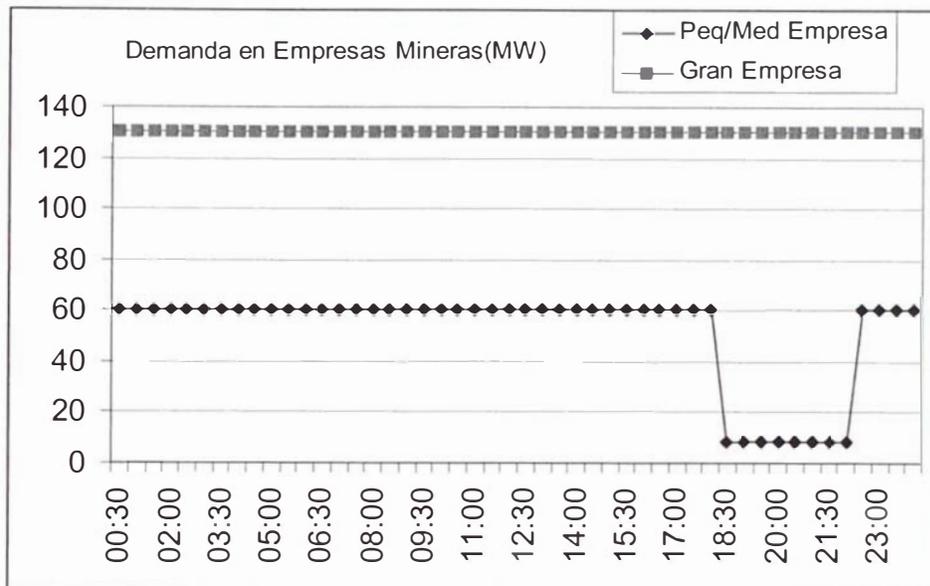
Es importante tener conocimiento sobre el tipo de cargas de las que estamos hablando. Cada una tiene diferente comportamiento a la otra en el transcurrir del tiempo. Es por ello que es necesario separar sus características con el objetivo de predecir una demanda global del sistema. Podemos distinguir los siguientes tipos de cargas:

- a) Residencial: Esta carga es dada por el consumo de la energía eléctrica en los hogares. Su comportamiento da la forma a la curva genérica de la demanda. Este presenta un comportamiento vegetativo, el cual tiene como base un



proyecto, cuyo horizonte de tiempo varía entre los 20 o 30 años. Las variables que justifican el proyecto está basado en el crecimiento de la población y del PBI (Producto Bruto Interno), básicamente.

- b) **Mineras:** En este rubro se encuentran comprendidas las cargas de las empresas mineras solamente, ya que su demanda es importante y es conveniente aislarla de otros tipos de comportamiento. Es importante también, tomar en cuenta que normalmente su comportamiento a lo largo del día permanece invariable con respecto a otro (día). En este rubro, es menester conocer el perfil en su consumo dentro de las horas de máxima demanda, que es el momento donde se explota en mayor proporción la energía proveniente de fuerzas hidráulicas y térmicas, y las horas fuera de la demanda máxima. Dependiendo de la política que tome la empresa consumidora de energía eléctrica, se puede apreciar una demanda constante a través del tiempo, es decir, invariable día a día, o en otros casos, una reducción en su consumo en las horas críticas para el sistema, dentro de la hora punta. Es común ver que en las grandes empresas mineras se aprecie un consumo constante y en las pequeñas y medianas un consumo que se ve reducido en las horas dentro de punta, ya que el consumo en ese intervalo de tiempo es más costoso. Su consumo depende del nivel tecnológico que la planta de producción posea. No es necesario realizar grandes procesos para hacer una predicción adecuada en este caso, pero se debería tomar en cuenta los mantenimientos correctivos y predictivos a sus equipos, como los molinos que, por lo general, consumen varios Megawatts por hora (Potencia Activa).



c) **Siderúrgicas:** Este rubro comprende también las empresas cuyo giro es el mineral, principalmente las refineries y las que hacen fundiciones en el proceso de obtención del metal, entre los que destaca el oro y cobre. El comportamiento es similar que en el caso de las mineras pero en este caso normalmente usa mayor energía eléctrica para su producción. Se tiene un consumo de un alto porcentaje de energía eléctrica para la obtención de productos finales, como el aluminio. Su consumo es mayor a las mineras, cuyo giro es obtener el mineral



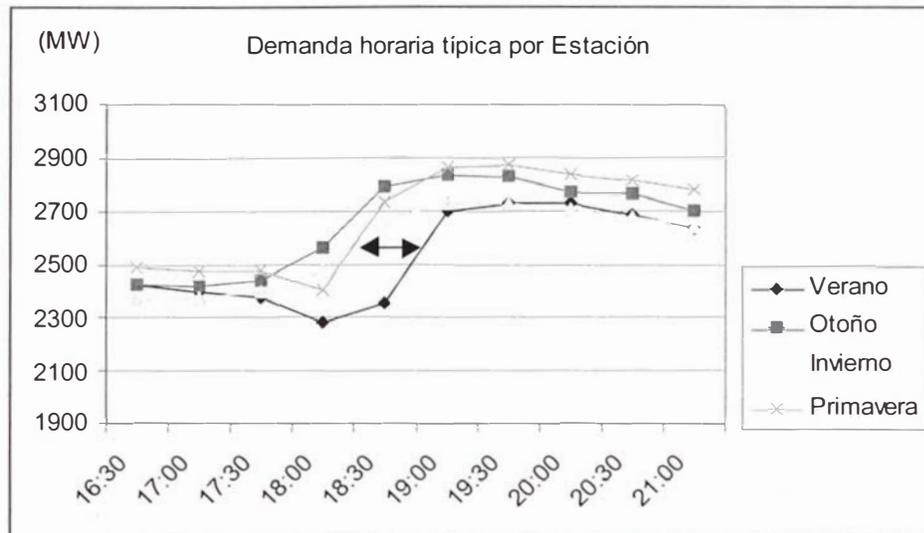
en bruto, ya que se usan hornos eléctricos a una corriente de corto-circuito controlado

- d) **Industrial común:** Aquí destacan las empresas no mencionadas anteriormente. Las que tienen un gran consumo de energía son las que producen fertilizantes, por la cantidad de pequeñas y medianas empresas podrían considerarse las industrias textiles, entre otras.

5. **Brillo Solar**

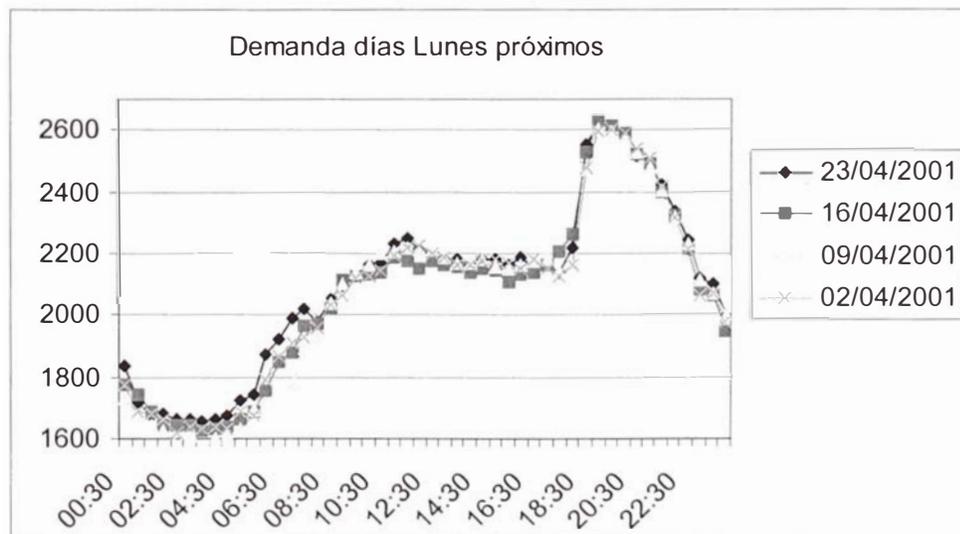
El brillo solar está relacionado a la luminosidad que tiene el medio ambiente en una zona determinada. Esto es más importante a tomar en cuenta en las proximidades a las horas punta (dentro de la demanda máxima), ya que observamos un aumento de demanda a menor brillo solar, lo que trae como consecuencia un desplazamiento del comportamiento normal de la curva de demanda. En conclusión, a menor brillo solar se adelanta el consumo en horas punta como en el caso de la estación de invierno. A mayor brillo solar, como en el caso del verano, el sol se ocultará más tarde de lo normal y traerá como consecuencia demandar más energía, minutos, o a veces horas, más tarde de lo normal. En el último caso el uso de la energía eléctrica a veces aumenta, en función al uso de equipos como el aire acondicionado.

Finalmente, podemos agregar que en la estación de otoño e invierno las curvas son más suaves, es decir con menos cambios altos en pendientes de la misma, que en la estación de verano y primavera. Característica que es más apreciable en horas de ingreso a las de demanda máxima.



6. Día de la semana

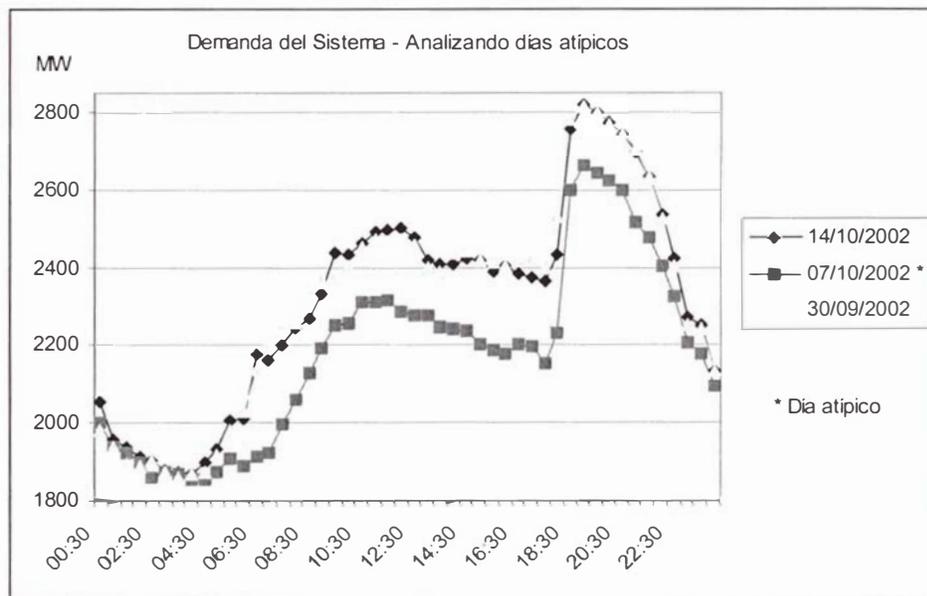
Según el día a estudiar, se observa un comportamiento diferente para cada grupo de días del año. Por ejemplo, para analizar el comportamiento típico de un día lunes será necesario ver el comportamiento de las demandas requeridas para el mismo día lunes en semanas cercanas a este.





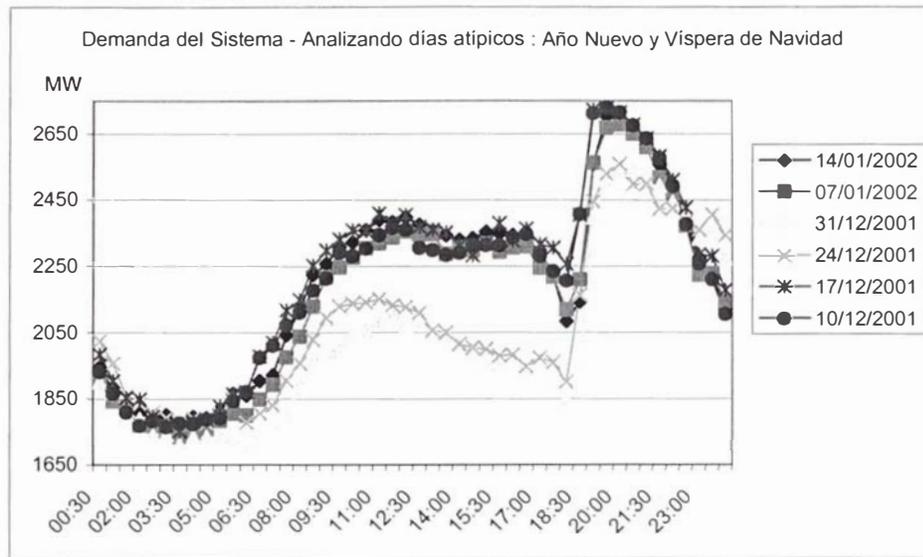
7. Días atípicos

Un fin de semana largo, que ocurre cuando el Estado decreta días no laborables parcial o totalmente, por ejemplo, desde un viernes hasta un domingo incluido, tiene un comportamiento como los días feriados, cuyos días se encuentran clasificados como días atípicos. Por ejemplo, el día 8 de octubre celebramos el Combate de Angamos. Ese día, en el año 2002 fue Martes y el gobierno decreto feriado también el día Lunes. Veamos el comportamiento de ese día lunes con respecto a otros días laborables.



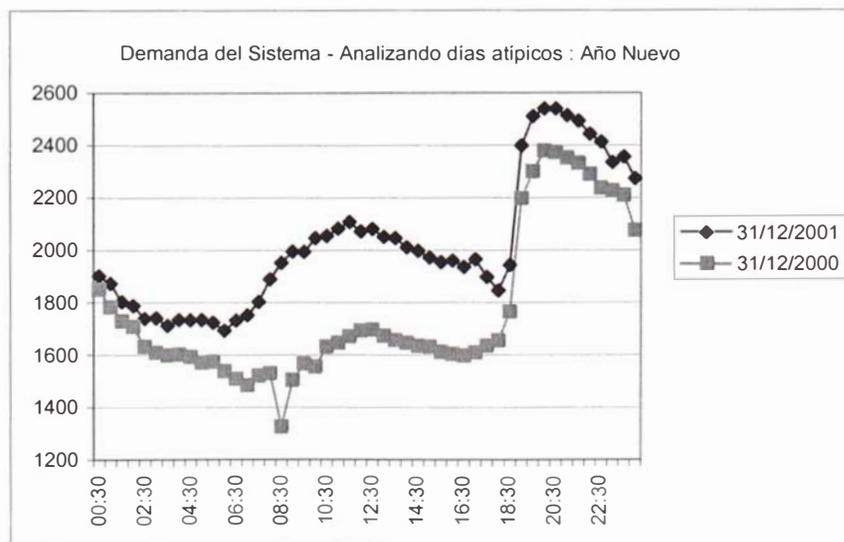
Observamos una demanda menor a la normal, teniendo lunes próximos al analizado

Analizando el fin de año y la víspera de navidad, también se ve un comportamiento diferente al habitual. Estas fechas están comprendidos también en los llamados días atípicos.



Pero, debemos tomar en cuenta que analizar los días feriados en serie de un año también resultaría infructuoso, por las razones expuestas en el presente sub-capítulo. Pero básicamente se debe al crecimiento de la red integrada considerando a los nuevos usuarios, la economía del País, etc. y también a que las fechas de fin de año no ocurren los mismos días, como todos los martes por ejemplo, y otros comportamientos que obedecen a las variables explicadas en este sub-capítulo.

Veamos en comportamiento de año nuevo en dos años contiguos.





El comportamiento es totalmente diferente y denota que analizar el historial en un gran período de tiempo deviene en resultados sin éxito, al menos para los días que cumplen con esta característica.



3.1.2.2. Problemas frecuentes y soluciones

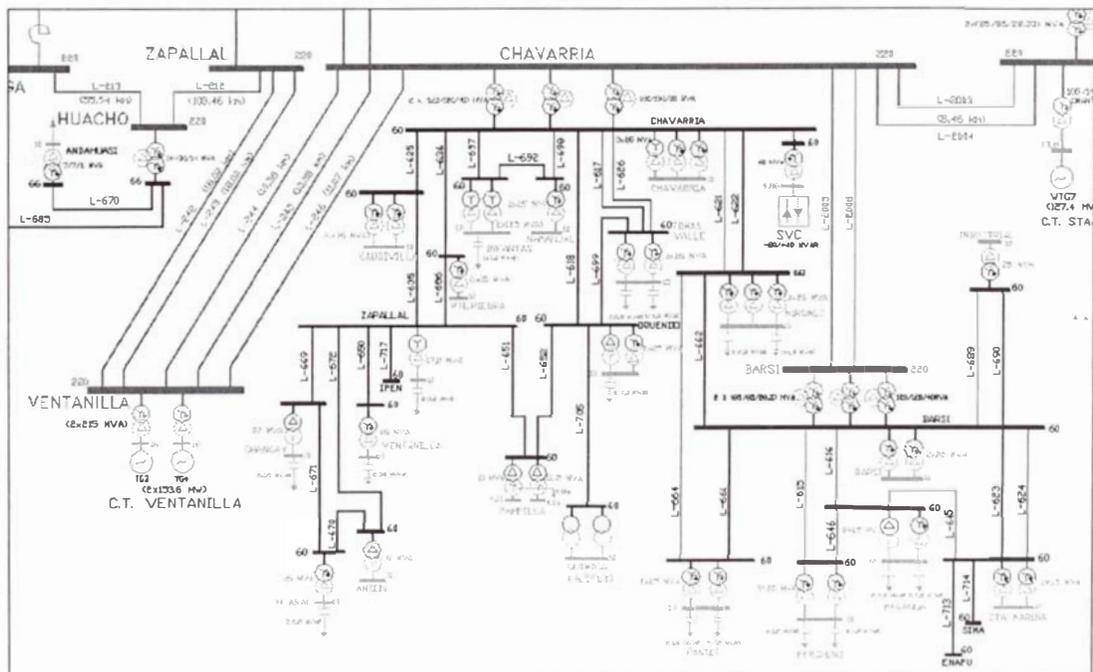
1. Nivel de desagregación

Dado que la organización recibe información en tiempo real de las señales y debe controlar la generación a nivel Nacional sería engorroso disgregar cargas pequeñas. Lo que se hace es normalmente agruparlas por sectores en las denominadas barras del sistema. Las empresas cuentan con información a nivel micro, algunas con GIS (geographic information system), para gestionar las ventas de energía eléctrica de los consumidores finales.

El tipo de simplificación no toma en cuenta la separación a las empresas industriales comunes de las residenciales. En las denominadas empresas industriales comunes se consideran a las empresas textiles, de plásticos, entre otras, que tienen sus instalaciones cerca de las cargas residenciales. Se agrupa su comportamiento como una carga neta al sistema

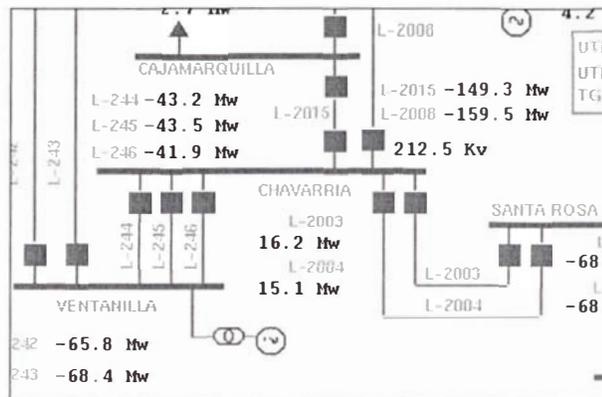
Veamos una simplificación en forma grafica:

a) Unifilar del Sub-Sistema Chavarría desagregado





b) Unifilar del Sub-Sistema Chavarría simplificado



2. Ecuación de Generación

Tomando en cuenta la ecuación: $\text{Generación} = \text{Demanda} + \text{Pérdidas}$. Como el estudio se realiza por barras del sistema ya tenemos incluidas las pérdidas de transmisión entre una y otra barra usando una o varias líneas de transmisión entre ellas. El problema se presenta en los casos de la distribución de la energía a los clientes finales, donde la pérdida podría considerarse incluida en el costo. En las pérdidas, también se incluyen las conexiones clandestinas o ilegales.

3. Temperatura

En el caso del consumo por zonas se asume la temperatura del lugar más representativo de la misma. Es impráctico hacer el mismo proceso por sub-zonas y resultaría engorroso y se perdería la claridad del objetivo al hacerlo.

Se toma en cuenta primordialmente la demanda de cargas residenciales en este caso, ya que las industriales normalmente tienen un plan de producción que difícilmente estaría influenciado por la temperatura horaria. Pero si podría estar influenciado por la temporada, como la escolar en la que las fábricas textiles hacen pantalones y camisas para el estudiante de primaria y secundaria. Este comportamiento estaría considerado en la estacionalidad del mismo.

Dentro del este tema encontramos que, a veces, los sensores de registro de temperatura fallan en la toma de datos. En ese caso, si la falla es de una hora es



posible interpolar el valor faltante con los valores próximos disponibles. Si la falla es mayor a una hora los expertos en climatología hacen una estimación del comportamiento considerando series temporales de años anteriores, fenómenos cercanos como el del niño, estacionalidad, entre otros.

4. Crecimiento de los consumidores finales en la Red

En la red se encuentran dos tipos de clientes:

a) El Cliente Libre

En este grupo se encuentran los clientes cuya demanda es mayor a 1 MW (Potencia Activa), cuyo comportamiento no es obligatorio que sea informado por las empresas integrantes a la organización salvo estas superen los 10 MW, lo cual influye en la predicción de la demanda global del sistema. Al saber el comportamiento en consumo que tendrán los clientes libres importantes se pueden prever la disponibilidad de recursos para que sus equipos operen sin problemas. En este caso la demanda se asume como plan a ejecutar, salvo mantenimientos correctivos. Esto le ocurre a los equipos que funcionando se malogran y es necesario reemplazarlos, pero en la mayoría de los casos se reparan en unas horas.

b) El Cliente regulado

En este grupo se encuentran los clientes que tienen un servicio público de electricidad como en el caso de los hogares y a estos se debe el comportamiento de la curva de demanda en horas punta.

El problema es el estimar en que porcentaje crece el consumidor final en demanda. Lo que se realiza en este caso, y según el objetivo de hacer un estudio por zonas, es asumir el crecimiento de la red en cuanto a consumidores finales como sólo la demanda requerida global de la zona.



3.1.2.3. Relación entre variables

Las relaciones a analizar son las referidas a la variable de salida versus las de entrada.

Los tipos de cargas a analizar son:

- a) Residencial
- b) Mineras
- c) Siderúrgicas
- d) Industrial Común

Analizando las cargas a detalle y sus relaciones con las otras variables, tenemos:

a) Residencial

Clima: Es un factor importante a tomar en cuenta en este tipo de carga porque a éste se debe un buen porcentaje del perfil global que se aprecia mayormente en horas de máxima demanda, la cual está comprendida entre las 18:00 y 22:59 horas.

- **Estacionalidad:** En las estaciones es donde se observa un comportamiento en muchos casos similar de acuerdo a cada una de ellas, en similares horas. El problema se presenta en el cambio de estación donde el clima no es muy predecible. En cuanto a la estación se puede adelantar o retrasar el período de mínima, media y máxima demanda, la cual también está relacionada al clima. Si el clima es muy nublado se adelantará la hora en que en los hogares hagan uso del servicio eléctrico para cubrir una necesidad.
- **Temperatura:** Es necesario aislar la zona urbana de la rural. La diferencia principal es el grado tecnológico que en promedio tiene una de la otra. En la zona rural se observa un cambio directamente proporcional al cambio en la demanda. Por ejemplo, es común el uso de aire acondicionado o de ventilación en las oficinas ubicadas



en zona urbana, mientras que en la zona rural no es un factor importante a tomar en cuenta, ya que normalmente las oficinas son pocas y en todo caso, ubicadas cerca al centro de la capital, la cual tiene mayor movimiento económico.

- **Brillo solar:** Esta es importante a tomar en cuenta en días que tiene horas de alta nubosidad, ya que pueden aumentar de alguna forma la demanda en horas de media demanda y adelantar, y a veces retrasar el comportamiento normal de la curva de demanda del sistema
- **Día de la semana:** El comportamiento en este tipo de carga es diferente para cada día de la semana, aunque se podría agrupar algunos días laborales entre semana por tener un comportamiento similar dentro de una estación, por ejemplo.

Días atípicos: Los días domingos y los feriados, considerados como días atípicos, tienen una demanda normalmente baja. Los días de mayor demanda son los de fiestas y días próximos a una fecha importante como el día del trabajo o como el advenimiento de la Navidad y el Año nuevo. Se debe tomar en cuenta también entre estos días a los fines de semana largos, en los que el estado declara algunos días de semana, que usualmente son los fines o inicios de semana, como no laborables, por ejemplo: desde un viernes hasta un domingo incluido o desde un sábado hasta un lunes, incluido.

b) Mineras y Siderúrgicas

La razón de agrupar a ambos sectores productivos se debe a que tienen características similares, aunque en diferente proporción. Las empresas siderúrgicas son las que más energía demandan en el tiempo. Sin embargo,



debemos considerar que los dos consumen una carga importante del sistema eléctrico interconectado Nacional.

- **Clima:** Puede afectar la producción en caso se presente un clima no favorable como la presencia de descargas atmosféricas (tormentas). En ese caso, se puede disminuir la producción con la finalidad de prevenir

un desperfecto si una descarga afecta a un equipo como un molino. Pero, a veces se continúa trabajando en forma normal.

- **Estacionalidad:** No hay una relación muy notoria con esta variable.

Temperatura: Como las empresas tienen un plan de producción a seguir, la empresa minera y siderúrgica no presenta un cambio importante relacionada a esta variable y su producción. Aunque a veces, se ve una relación de ineficiencia entre los equipos principales que demandan gran cantidad de energía eléctrica y la temperatura.

- **Brillo solar:** Este factor no afecta la producción en la gran empresa, salvo en las pequeñas y medianas, donde se baja la carga en horas de demanda máxima porque les resulta muy costoso e infactible para sus proyectos.

- **Día de la semana:** En este caso para la pequeña, mediana y gran empresa se aprecia un comportamiento similar entre una semana y otra. Comportamiento que sólo cambia con una política nueva de la empresa minera o siderúrgica

- **Días atípicos:** Normalmente los comportamientos entre los días de la semana y los atípicos son similares. Los comportamientos entre un feriado, por ejemplo, que sea un martes, tendrá el mismo comportamiento que un martes cercano a esta fecha. Es común ver



que en la empresa de este giro de negocio se trabajen 24 horas al día, mientras que en la pequeña y mediana se hagan altos sobre todo en las horas de máxima demanda por lo anteriormente expuesto.

c) **Industrial común**

- **Clima:** No se aprecia una relación importante entre esta variable y la producción en la industria común, en el corto plazo.
- **Estacionalidad:** Se debe considerar que en este tipo de empresa la producción se ve afectada por la estacionalidad. Por ejemplo, en el caso de la empresa textil, se observa que se fabrica ropa para la estación actual y con proyecciones de fabricación de productos para la estación venidera, y otras para exportación. En el caso de cosecha de productos agrícolas, es común ver un aumento de demanda de energía eléctrica en empresas relacionadas a ella como las enlatadoras y procesadoras. Resalta más este comportamiento cuando hay una sobre-cosecha de productos, como las frutas, las cuales tienen una estación típica de mayor producción sin generar sobrecostos en la producción de los mismos como tenerlas en medios artificiales para acelerar su cosecha.

Considerar, finalmente, que en épocas cercanas a fiestas importantes, como la Navidad, la demanda en este sector aumenta con mucha anticipación, como en el caso de la Navidad desde a inicios del mes de Noviembre, en todo tipo de empresa, pero sobre todo en la empresa pastelera, textil, entre otras.

Temperatura: No se aprecia una relación importante entre la temperatura y la industria común en cuanto a la demanda en energía eléctrica.

- **Brillo Solar:** No es relevante la relación.



- **Día de la semana:** Se aprecia una relación entre el día de la semana laborable común, de Lunes a Sábado, en la pequeña y mediana empresa. La gran empresa tiene una producción las 24 horas del día como las empresas gasificadoras.

Se debe tomar en cuenta, también, si la empresa exporta productos o si se encuentra cerca a celebración de fechas importantes, lo cual fue explicado en el ítem anterior, y que afecta el grado de consumo en energía eléctrica en la empresa.

- **Día atípico:** Como toda empresa cuenta con un plan de producción, este día no afecta considerablemente su producción. Su comportamiento es usualmente como un día habitual, salvo se requiera una sobre-producción para abastecer a un mercado en un tiempo cercano pero que más esta relacionado a la estacionalidad.



3.1.2.4 Una red neuronal artificial que soluciona problemas

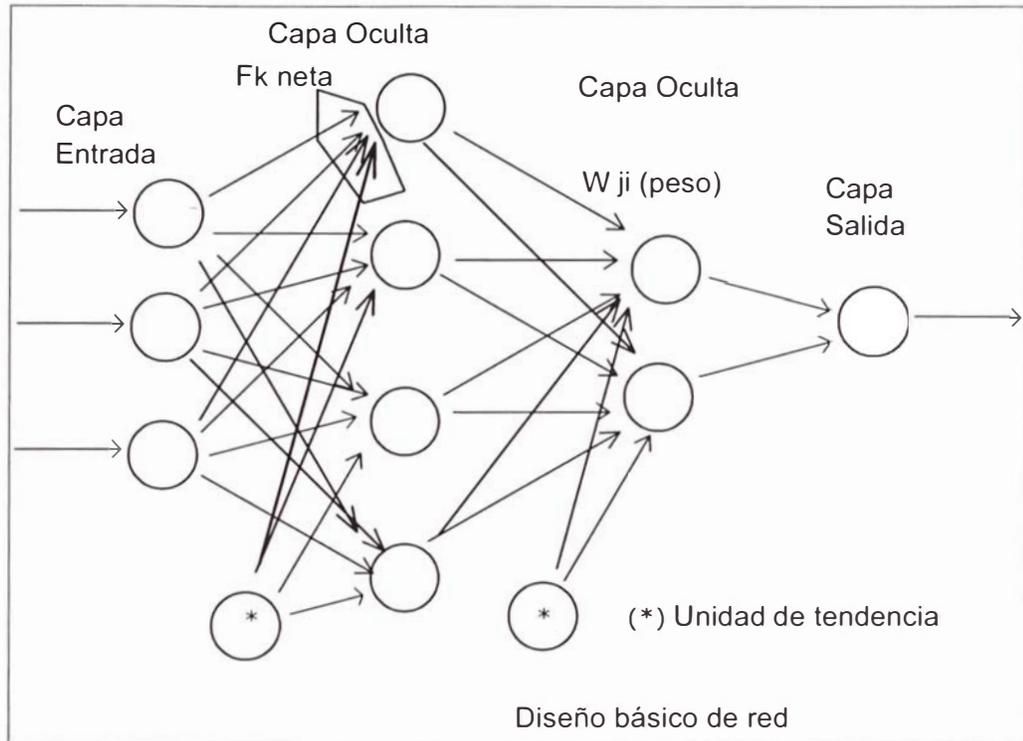
3.1.2.4.1. Naturaleza de red neuronal usada en el estudio

La red de propagación hacia atrás (Back Propagation) es útil para reconocer tramas complejas y en la realización de funciones de correspondencia no triviales.

La red neuronal aprende de un conjunto de datos de entrada y emplea para su aprendizaje un ciclo de propagación – adaptación de dos fases. Su aprendizaje es principalmente la adecuación de sus pesos. Como paso inicial se aplica una trama de entrada a manera de estímulo a la misma, luego esta se propaga a las siguientes capas de la red y así hasta generar una salida. Luego, la señal de salida se compara con la deseada, y después se hace el cálculo, el cual es el error para cada unidad de salida.

Las señales de error se transmiten hacia atrás, de allí el nombre de la red neuronal artificial, partiendo de la capa de salida, y se propaga en dirección a los nodos de la capa intermedia que contribuyan directamente a la salida. Debemos tomar en cuenta que, las unidades de la capa intermedia sólo reciben una fracción de la señal total de error, la cual se basa en la contribución relativa que haya aportado cada unidad a la salida original. El proceso es recursivo, capa a capa, hasta que todos los nodos de la red hayan recibido una señal de error que describa su contribución relativa al error total. Y en este proceso, se actualizan los pesos de conexión de cada unidad para hacer que la red responda a todos los casos e inclusive aprender las excepciones a la regla.

Lo rescatable de esta red neuronal es que luego del proceso de entrenamiento es capaz de eliminar las señales que originen “ruido” y también tienen la capacidad de completar estructuras con algunos puntos de información,. También, de esta manera, y después del entrenamiento, pueden reconocer patrones. Así, al presentársele un caso a resolver, las unidades de las capas ocultas de la red responderán con una salida acorde a lo aprendido. Y si la información no es acorde a lo aprendido se inhibirán algunas o muchas salidas, dependiendo el caso.



Su diseño se basa en la regla Delta generalizada , la cual es el algoritmo de aprendizaje de la red.

Para un aprendizaje cuya regla de correspondencia es conocida, como por ejemplo una función lineal, senoidal, no es necesario recurrir a las redes neuronales para llegar a una solución. Normalmente esta es usada cuando se quiere establecer una regla de correspondencia compleja y no fácilmente identificable. El objetivo del entrenamiento de la red neuronal es que aprenda ella misma sus reglas de correspondencia, entonces su objetivo es encontrar un conjunto adecuado de pesos.

La entrada neta a una neurona está dada por la suma, F_k neta en el gráfico, ésta es la suma de su peso(W_i) por el valor de entrada (X_i), al que se le adiciona un término de tendencia.

$$F_k = \sum_{i=1} X_k W_{ik} , \text{ donde } X_k : \text{valor de entrada de la neurona k}$$

W_{ik} : peso de la neurona k respecto al similar i



El proceso de aprendizaje se puede resumir en los siguientes pasos:

- a) Ingresar un vector de entrada a la red y se calculan sus valores de salida
- b) Se comparan las salidas obtenidas con las salidas correctas y , luego, se determina el error.
- c) Se determina en que dirección, positiva o negativa, debe cambiar cada peso con el objetivo de reducir el error
- d) Se determina el grado en que se debe cambiar cada peso
- e) Se aplican las conexiones a los pesos
- f) Repetir (a) hasta (e) hasta que el error sea aceptable

La ley iterativa, en la iteración "i", para el cambio de pesos es:

$$W(t+1)=W(t)+2*u*e*X$$

u: constante positiva.

X: i-esima componente del k-ésimo vector de entrenamiento.

e: diferencia entre la salida obtenida y el valor deseado.

En el caso de este tipo de configuración de red, no basta con un único valor de error.

El error que se minimiza es la suma de los cuadrados de los errores de todas las unidades de salida:

$$E_p = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m \delta_{pk}^2$$

En este caso el factor $\frac{1}{2}$ aparece por conveniencia, para el calculo de derivadas, luego.

Para determinar el sentido en que deben cambiar los pesos, se calcula el valor negativo del gradiente de E_p y su incremento respecto a los pesos W.

De la formula anterior, tenemos:

$$E_p = \frac{1}{2} \sum_k (Y_{pk} - O_{pk})^2$$



Derivando, tenemos:

$$\frac{\partial E_p}{\partial W_{kj}} = -(Y_{pk} - O_{pk}) \frac{\partial f_k}{\partial(neta_{pk})} \frac{\partial(neta_{pk})}{\partial W_{pk}}$$

donde:

Y_{pk} : salida de red

O_{pk} : salida deseada

I_{pk} : Input(dato de ingreso)

El último factor de la ecuación es equivalente a:

$$\frac{\partial(neta_{pk})}{\partial W_{kj}} = \left(\frac{\partial}{\partial W_{kj}} \sum_{j=1}^L W_{kj} I_{pj} + h_k \right) = i_{pj}$$

Si combinamos las ecuaciones anteriormente expuestas, tenemos para el gradiente negativo:

$$-\frac{\partial E_p}{\partial W_{kj}} = (y_{pk} - o_{pk}) f'_k(neta_{pk}) I_{pj}$$

En cuanto a la magnitud del cambio de peso, se estima que es proporcional al gradiente negativo.

Entonces, los pesos de salida son:

$$W_{kj}(t+1) = W_{kj}(t) + \Delta_p W_{kj}(t)$$

en donde:

$$\Delta_p W_{kj} = n(y_{pk} - o_{pk}) f'_k(neta_{pk}) I_{pj} \quad , \quad n : \text{factor o razón de aprendizaje}$$

Dos formas para que la función de salida tenga interés, son:

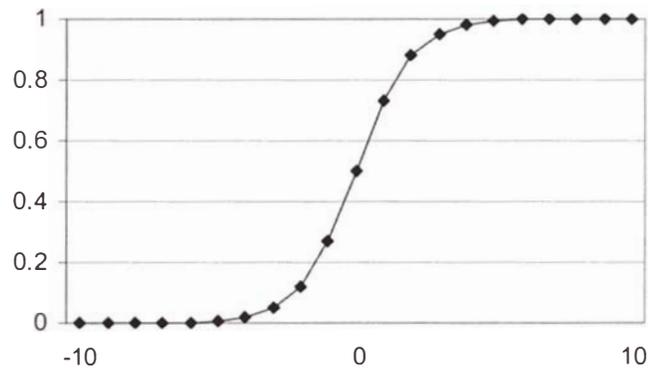


$$f_k(neta_{jk}) = neta_{jk}$$

$$f_k(neta_{jk}) = (1 + e^{-neta_{jk}})^{-1}$$

Tenemos, que la primera función define la unidad lineal de salida, y la segunda es la llamada sigmoide o también conocida como función logística. La principal ventaja del sigmoide es la biestabilidad y derivabilidad. Para ambos casos se tiene:

$$W_{kj}(t+1) = W_{kj} + n(y_{pk} - o_{pk})I_{pj}$$



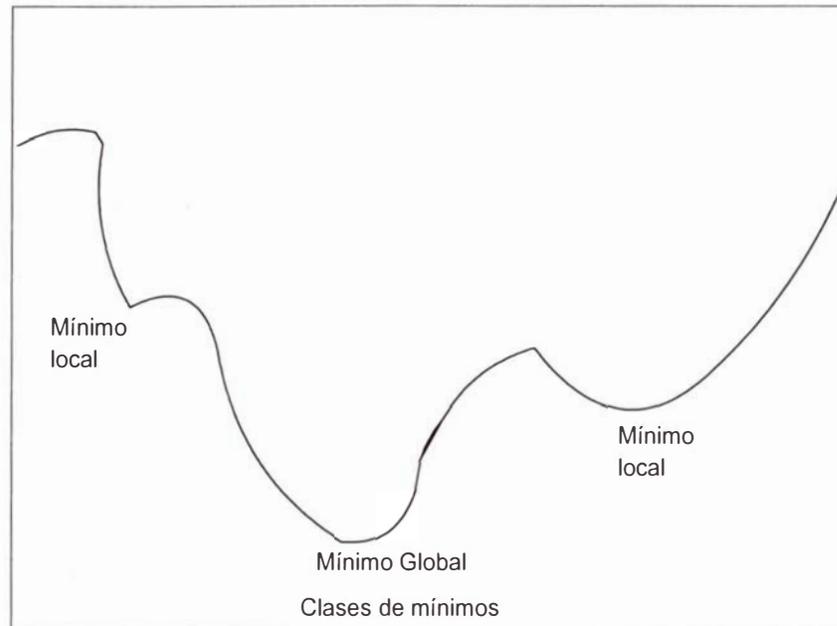
Función Sigmoide

$$y = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (\text{Función Sigmoide})$$

Finalmente, el cambio del peso en las capas ocultas obedece a la fórmula:

$$\frac{\partial E_p}{\partial W_{ij}^h} = - \sum_k (y_{pk} - o_{pk}) f'_0(neta_{pk}) W_{pk} W_{kj} f'_j(neta_{pj}^h) X_{pi}$$

Además, debemos considerar la convergencia a un mínimo local del espacio de pesos, esto ocurre cuando una solución se “entrampa” en un mínimo que no es el objetivo final.



Si se alcanza un mínimo local, el error de las salidas de la red puede seguir siendo demasiado alto, pero este problema no es grave en la práctica. Si una red deja de aprender antes de llegar a una solución aceptable, un cambio en el número de neuronas ocultas o parámetros de aprendizaje (W) pueden resolver el problema o podría empezar con un conjunto distinto de pesos originales.

Para que una solución no se detenga en el mínimo local se usa el llamado momentum. Este proceso va en contra a una convergencia lenta. En este proceso se incluye al cálculo de variación de pesos un término adicional que es proporcional al incremento de la iteración anterior, comúnmente llamado inercia.

$$\delta W'_{kj}(t+1) = -\varepsilon \left. \frac{\partial E}{\partial W'_{kj}} \right|_t + \alpha \delta W'_{kj}(t-1)$$

donde:

δ : error de la capa de salida

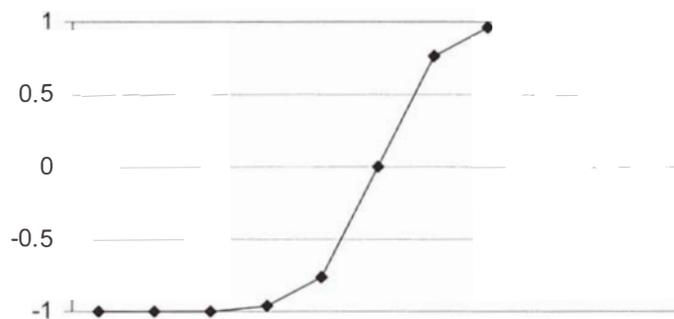
α variando entre 0 y 1. Normalmente se usa un valor de 0.9

Así, si los incrementos en un determinado peso tienen siempre el mismo signo, las actualizaciones que se deben hacer en cada iteración serán mayores, pero si estos



incrementos “oscilan”, es decir a veces son positivos y otras negativas, el incremento efectivo acumulado se reduce a cancelarse. De esta manera, observamos que en zonas estrechas y profundas de la superficie de error, los pesos correspondientes a la dimensión estrechas sufrirán incrementos pequeños, mientras que los de las direcciones que descienden directamente al fondo se ven potenciados.

Se puede incrementar la velocidad de aprendizaje usando sigmoides bipolares, como lo es la función tangente hiperbólica



$$y = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}} \quad (\text{Función tangente hiperbólica})$$

Esta función nos da una salida en el intervalo $[-1,1]$, otra es considerar una función del tipo $Y= a.tanh(b.x)$, tomando como valores de los parámetros 1.7159 para a, y 2/3 para el parámetro b.

Un punto importante en las redes neuronales es su capacidad de generalizar a partir de los ejemplos, los cuales son tomados como casos de aprendizaje que sirven para el entrenamiento de la red y que son la base para modificar los pesos entre las neuronas y sus conexiones.

La idea principal es obtener una generalización de red, la cual es interpretada como la capacidad de dar una respuesta correcta ante patrones no usados en el entrenamiento. Una red adecuadamente entrenada dará respuestas sobre casos no vistos o, mejor dicho, sobre los que no ha sido entrenada.



Así como en la estadística medimos la precisión de una regresión mediante comparación de errores, en las redes neuronales se sigue el mismo proceso y se le llama validación cruzada, el cual toma en cuenta el error de aprendizaje, que es equivalente al error cuadrático medio de los resultados dados por la red para el conjunto de patrones de aprendizaje. Finalmente, podemos comprobar la eficiencia de red usando un conjunto de prueba.

Hay que tomar en cuenta, adicionalmente, el sobre-entrenamiento, que es un proceso en el que la red aprende demasiado e inclusive el "ruido" presente en los casos de ejemplo. El procedimiento consiste en entrenar y validar a la vez los puntos, para detenerse en el punto óptimo, el que es llamado validación cruzada. Para tener el mejor desarrollo de red es que se guardan los mejores pesos y se da como respuesta final el que tenga un error mínimo.

El método a considerar en el proceso, es el llamado validación cruzada, cross-validation, el cual consiste en calcular el error cuadrático medio de los resultados dados por la red para los patrones aprendidos. Este es calculado por la fórmula:

$$MSE = \frac{\sum_{j=0}^P \sum_{i=0}^N (O_{ij} - y_{ij})^2}{N * P}$$

donde:

N = Número de ejemplares de estudio

P = núm. salidas de elementos de procesamiento

El error cuadrático medio puede ser usado para saber que tan bien la red se ajusta a la realidad, pero este no necesariamente se refleja si dos grupos de datos se mueven en la misma dirección. El coeficiente de correlación(r) resuelve este problema, y por definición tenemos:

$$r = \frac{\sum_i (y_i - \bar{y}_i)(O_i - \bar{O}_i)}{N \sqrt{\frac{\sum_i (y_i - \bar{y}_i)^2}{N} \frac{\sum_i (O_i - \bar{O}_i)^2}{N}}}$$



r varia de $[-1,1]$. El valor de 1 indica una perfecta correlación positiva. -1 indica una perfecta correlación negativa y 0 sin correlación.

El porcentaje de error es como sigue:

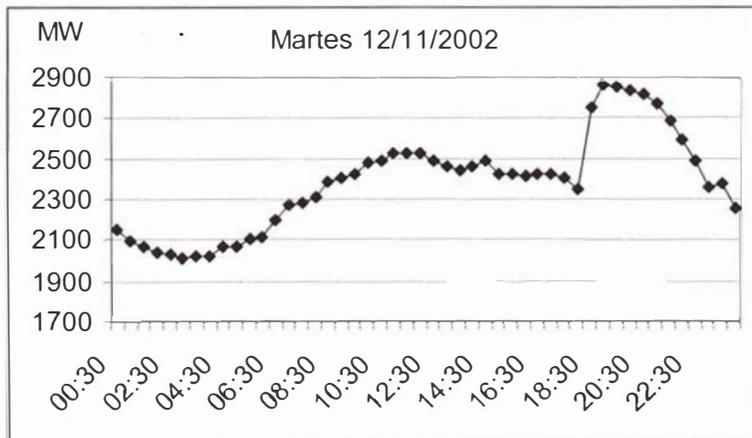
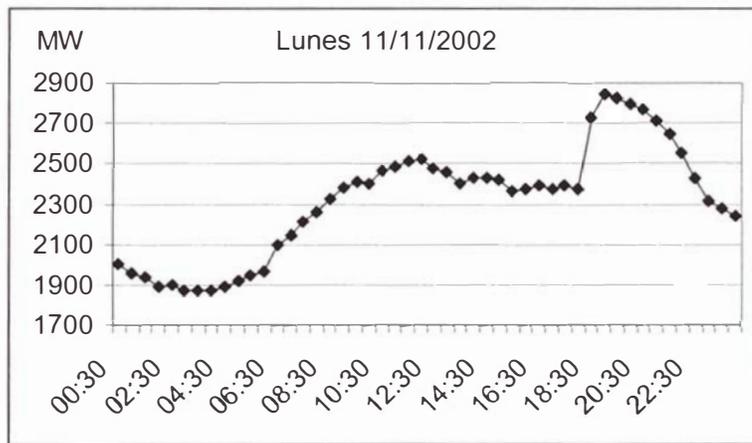
$$\%Error = \frac{100}{N * P} * \sum_{j=0}^P \sum_{i=0}^N \frac{|y_{ij} - O_{ij}|}{O_{ij}}$$

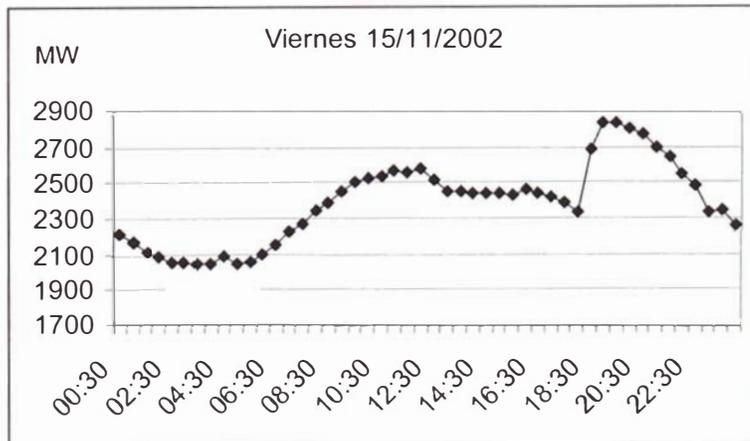
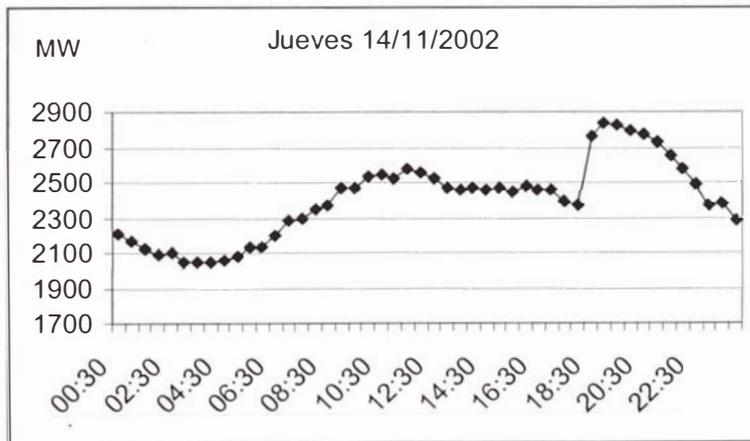
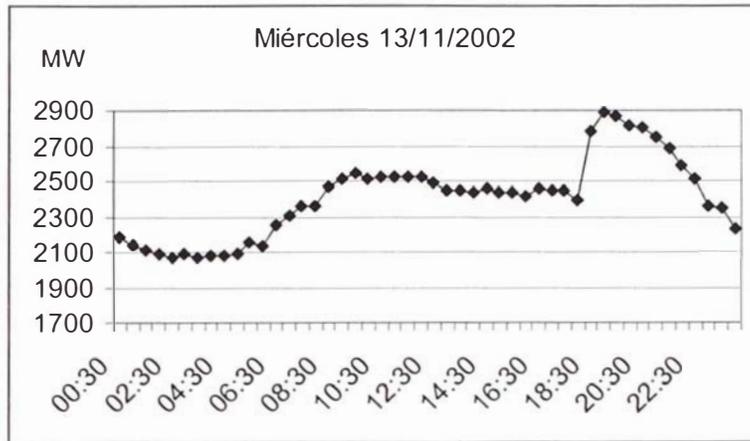


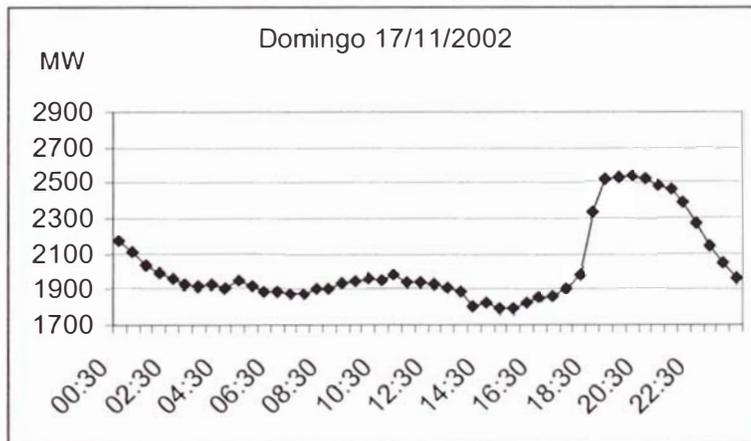
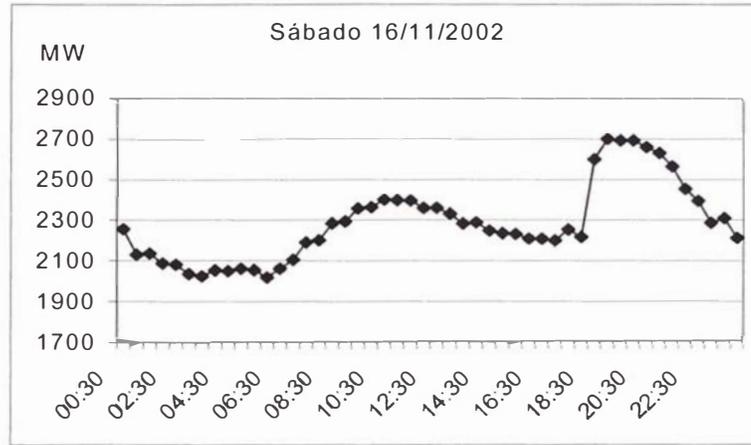
3.1.2.4.2. Identificación de patrones

Como antes habíamos observado, los patrones básicos están conformados por la demanda de energía eléctrica, ya que cada día tiene una diferente tendencia respecto a otro.

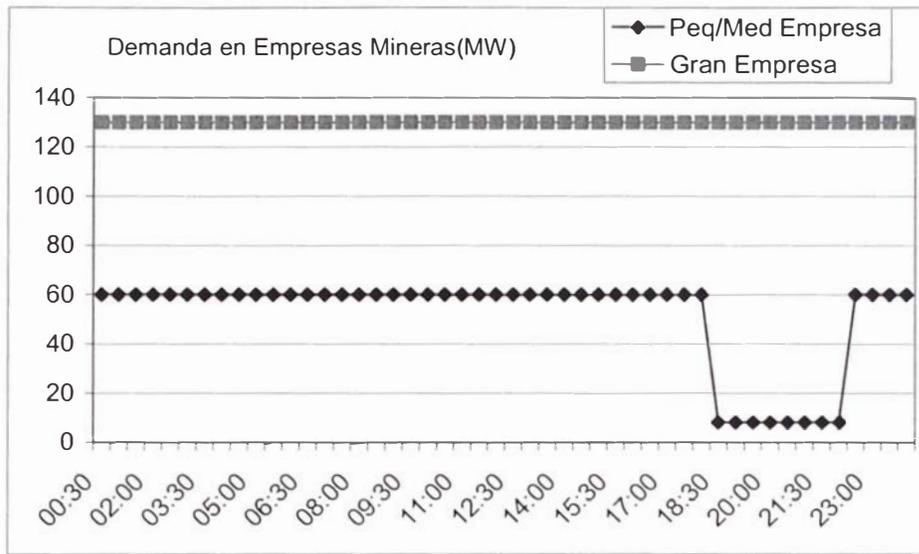
Veamos el caso de días no atípicos y en forma global (se tiene un patrón diario también por zona):



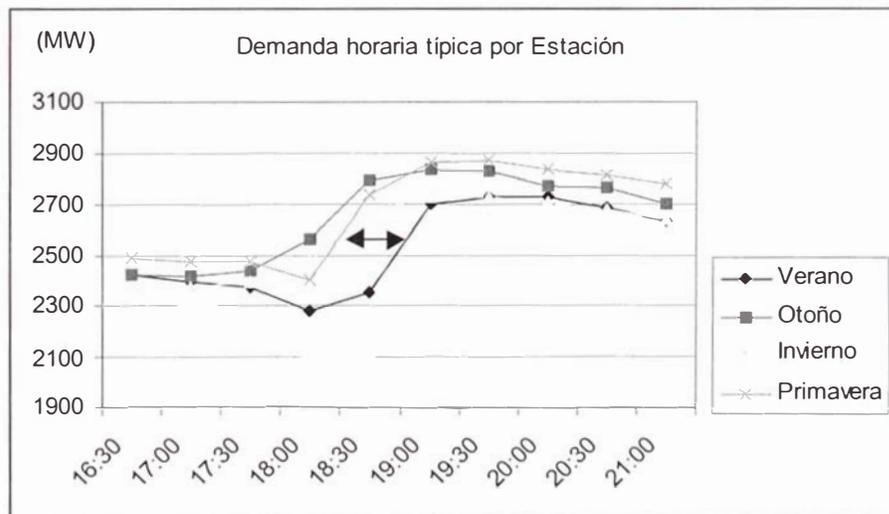




Las zonas residenciales tienen un comportamiento similar a las gráficas diarias vistas anteriormente. En el caso de las mineras y siderúrgicas, particularmente, se tiene una distribución de carga similar día a día, cuya distribución es similar a la siguiente:



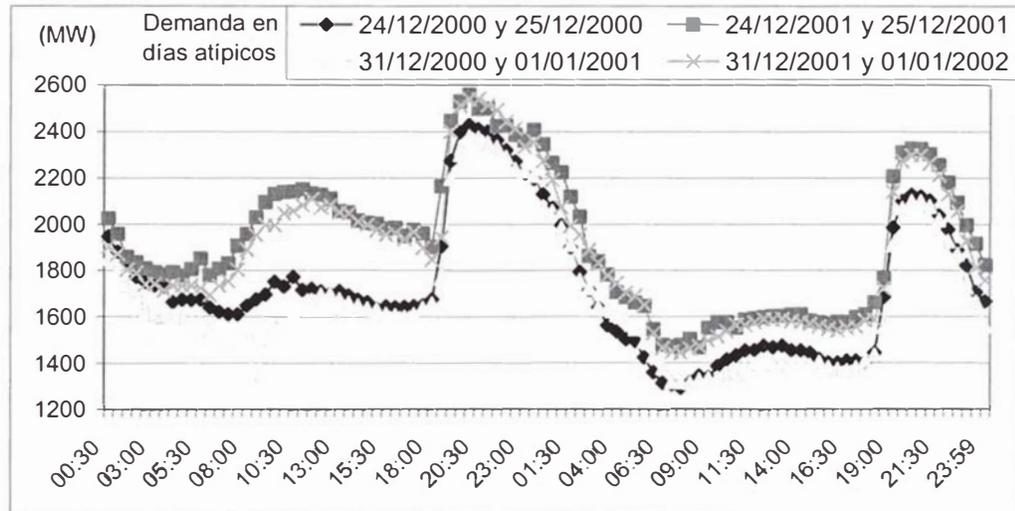
Además, es importante que la red neuronal “reaccione” de acuerdo a la estación. A continuación se muestra las diferentes pendientes en el ingreso a las horas de máxima demanda en la energía eléctrica.



Por último, es conveniente separar los días antes mencionados de los atípicos, ya que el comportamiento es diferente y normalmente la demanda es menor, aunque en ciertos tramos mayor a los días normales. En el caso de la víspera de la navidad, una hora y media aproximadamente al ingreso de la hora del consumo de



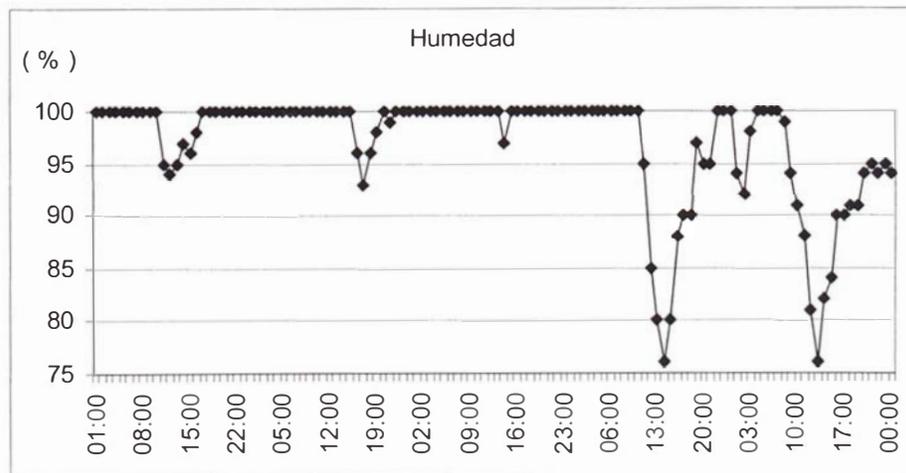
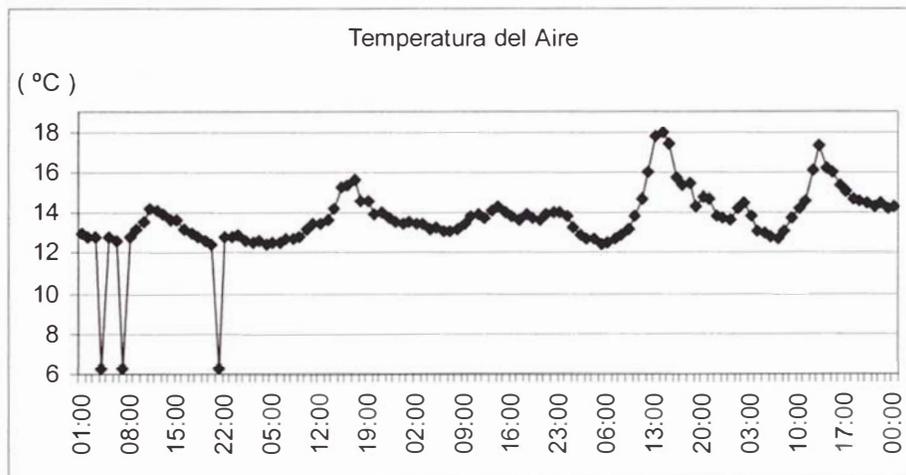
máxima demanda es un punto crítico para el sistema y este día, junto con el año nuevo, son críticos ya que el comportamiento puede variar repentinamente, por lo que se debe prever una adecuada reserva rotante para afrontar un hecho fortuito.

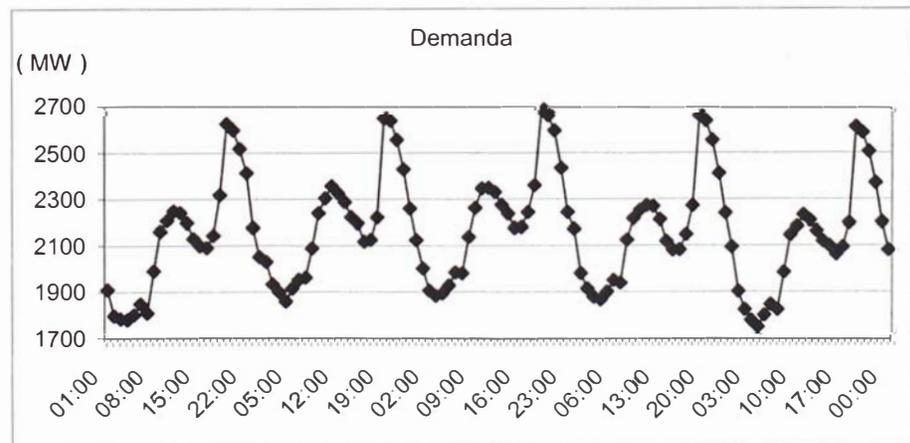
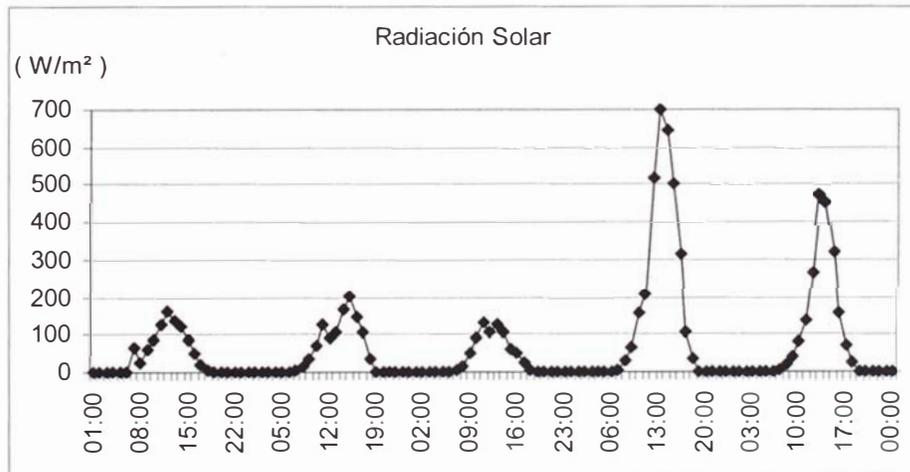
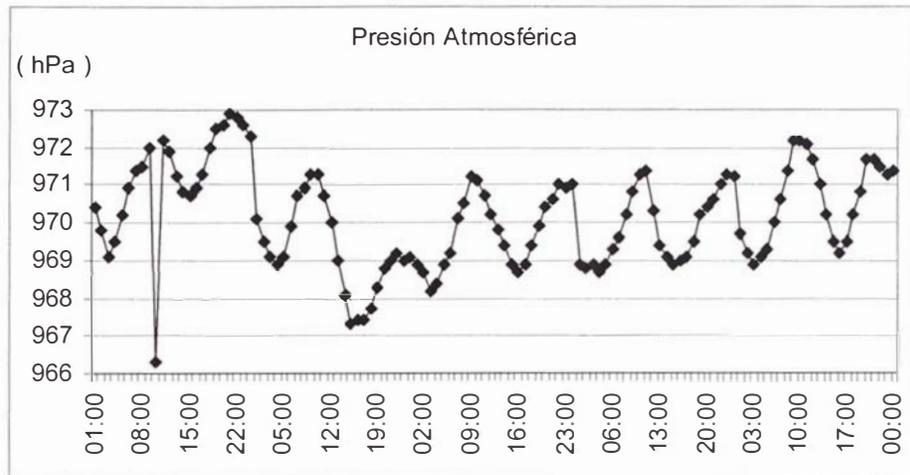




3.1.2.5. Diagrama causal del problema

Antes de elaborar el diagrama causal que gobierna el problema, veamos algunos gráficos para poder relacionar adecuadamente las variables de estudio. Cinco días de muestra.

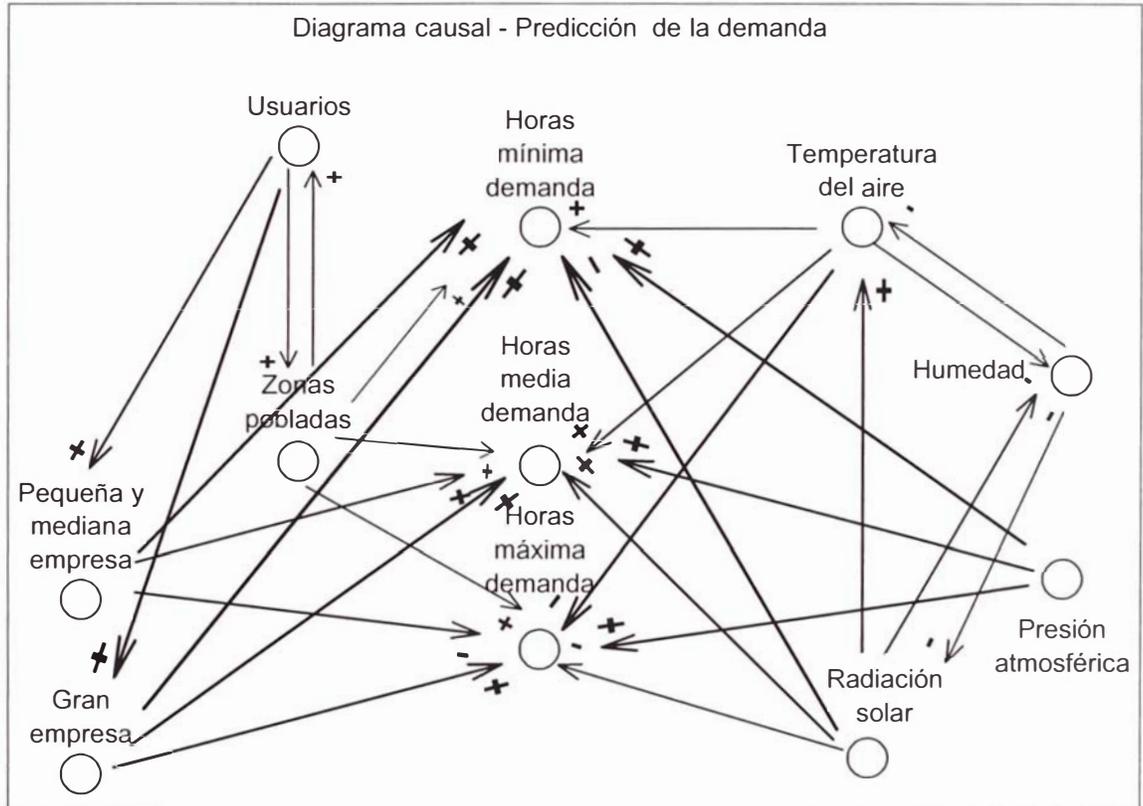






Es conveniente definir los tipos de demanda. Estos son tres:

- a) Mínima demanda: de 00:00:00 – 07:59:59 horas
- b) Media demanda: de 08:00:00 – 17:59:59 horas
- c) Máxima demanda: de 18:00:00 – 22:59:59 horas
- d) Mínima demanda: de 23:00:00 – 23:59:59 horas



Finalmente, se debe tomar en cuenta que de acuerdo a la producción que tenga la pequeña y mediana empresa podría cambiar el signo de la relación con horas de mínima, media y máxima demanda, ya que puede necesitar más energía eléctrica para cumplir con su plan de producción.



3.1.2.6. Evolución de una red integrada

El consumo a través del tiempo, de acuerdo a las facilidades técnicas con que se cuenta o a la evaluación de proyectos, tiende a aumentar. Pero tenemos dos tipos de crecimiento. Estos son:

a) El cliente libre

En este caso, la demanda que supera los 10MW y los cambios, inclusive, en la demanda de energía eléctrica deben ser informados a la organización, por lo que una predicción de esta demanda no debería acarrear mayor problema, salvo para los casos de que un equipo, como un molino, falle, es decir, que necesite de un mantenimiento correctivo.

La demanda del cliente libre que es informado es de importancia para todo el sistema, ya que se debe separar o anticipar una parte de la producción para que sea usada en ella.

La desventaja del cliente libre es que este posee dos medidores, uno para el consumo fuera de hora punta o de máxima demanda y otro para el resto del día. La energía consumida en las horas de máxima demanda es más costosa, por lo que algunas empresas prefieren no producir porque les resulta infactible para sus intereses.

b) El cliente regulado

Este tipo de cliente está conformado por el usuario común y el que posee una carga residencial.

El cliente común tiene solo un medidor, por lo que se hacen estudios que prorraten sus gastos en energía en los bloques de mínima, media y máxima demanda. Su consumo no discrimina bloques horarios, sólo el consumo en un determinado tiempo, que normalmente es facturado mensualmente por las



empresas eléctricas conformantes del sistema eléctrico interconectado Nacional.

El estudio tarifario se re-evalúa cada semestre. Para un consumo a largo plazo se hace un estudio que tiene un horizonte de tiempo de cuatro años, los cuales evalúan consumo en energía eléctrica, caudales, bloques horarios, etc.

En este caso el uso de las redes neuronales ofrece una buena solución al problema. Las nuevas instalaciones, por ejemplo, son patrones que se incluyen en los casos de aprendizaje, por lo que el problema se hace más sencillo y, lo mas importante, teniendo la misma calidad de predicción. La cual se hace más precisa al dividirla por zonas de estudio.



3.1.3. La estadística versus la red neuronal

Pese a que la red neuronal usa algunos principios de la estadística, como la suma de los cuadrados medios de los errores, encontramos las siguientes diferencias y relaciones.

- a) En la predicción mediante métodos de regresión, entre las que predomina la lineal múltiple, es necesario elaborar una fórmula de minimización de error para obtener los parámetros a estimar, mientras que en la red neuronal, no. La misma red neuronal aprende del comportamiento, mediante los patrones, y no interesándole el grado de la función a aprender, simplemente de acuerdo a la configuración que posea la misma, ajusta y reajusta sus pesos para que la salida modelada sea la misma a la observada.
- b) Las redes neuronales no suelen imponer presupuestos de partida, como el tipo de dependencia funcional (a) o distribución normal o gaussiana de los datos.
- c) Las redes neuronales pueden beneficiarse de la estadística en muchos aspectos, como el empleo de técnicas estadísticas para el análisis de relevancia de las variables de entrada, como el análisis de sensibilidad, para descartar o reafirmar las variables de entrada de la red.
- d) Las técnicas sobre las redes neuronales son relativamente fáciles de emplear y es de fácil acceso a usuarios no familiarizados o no necesariamente expertos en la materia.
- e) Las redes neuronales, gracias a su posibilidad de entrenamiento en línea, pueden usarse en procesos de control industrial, en los que de acuerdo al número de patrones de aprendizaje van aprendiendo una respuesta. Al tener una gran cantidad de datos, al usar los métodos tradicionales de estadística, tendremos una respuesta o salida pero con un gran retraso, ya que se requiere la evaluación de todos los datos para estimar, finalmente, los parámetros de salida.



3.1.4. Ejecución

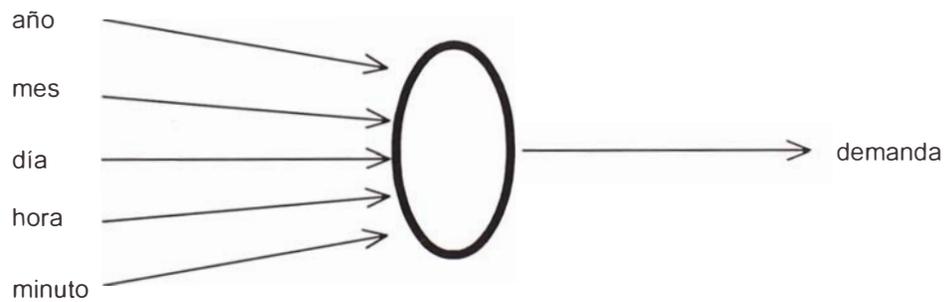
3.1.4.1. Pronóstico de demanda para un horizonte de tiempo determinado

Se realizaron tres tipos de pruebas. Estas son:

- a) Predicción de la demanda con parámetros de entrada la fecha (serie de tiempo -> demanda)
- b) Predicción de la demanda con parámetros de entrada demanda pasada (demanda -> demanda)
- c) Predicción de la demanda con parámetros de entrada datos climáticos por zonas (clima -> demanda)

- a) **Predicción de la demanda con parámetros de entrada la fecha (serie de tiempo)**

Modelo usado:



Días de prueba: 108 (aproximadamente 2 años)

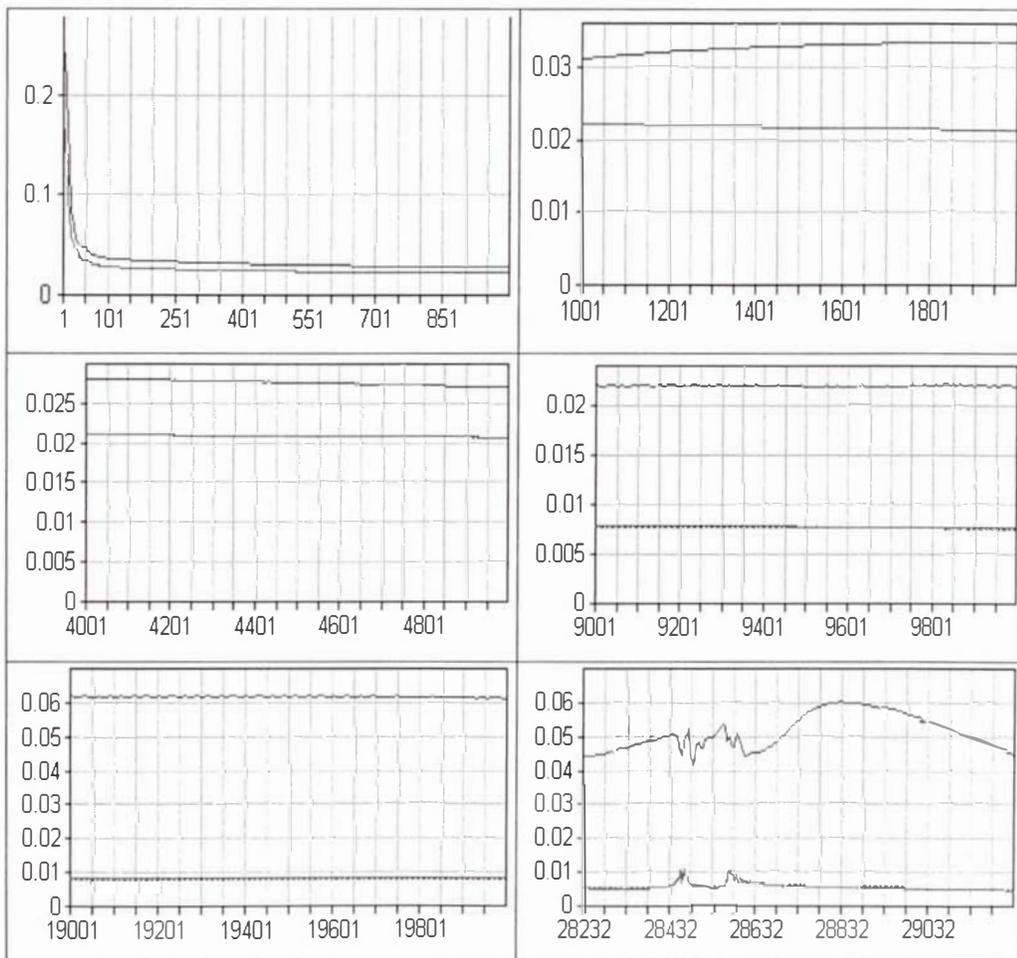
Veamos un cuadro comparativo para las diferentes épocas de prueba

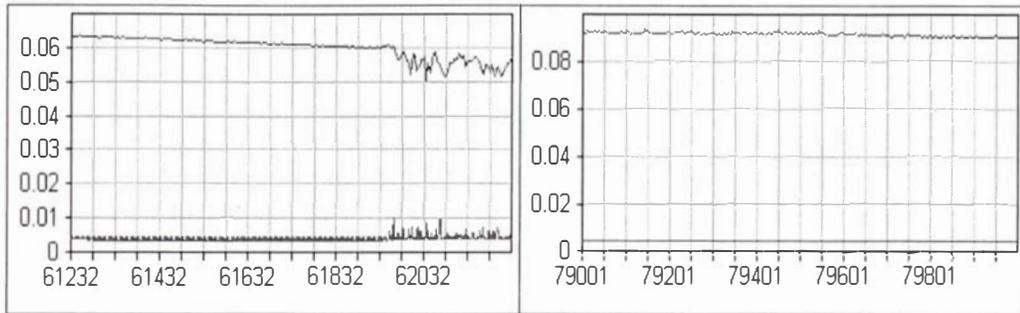


Épocas	1K	2K	5K	10K	20K	80K
Tiempo entrenamiento (hh:mm:ss)	00:03:45	00:06:55	00:18:16	00:38:21	01:13:00	04:56:00
MSE	0.0226	0.0241	0.0207	0.022	0.0095	0.005
Promedio MSE	0.0278	0.0308	0.0271	0.029	0.062	0.09

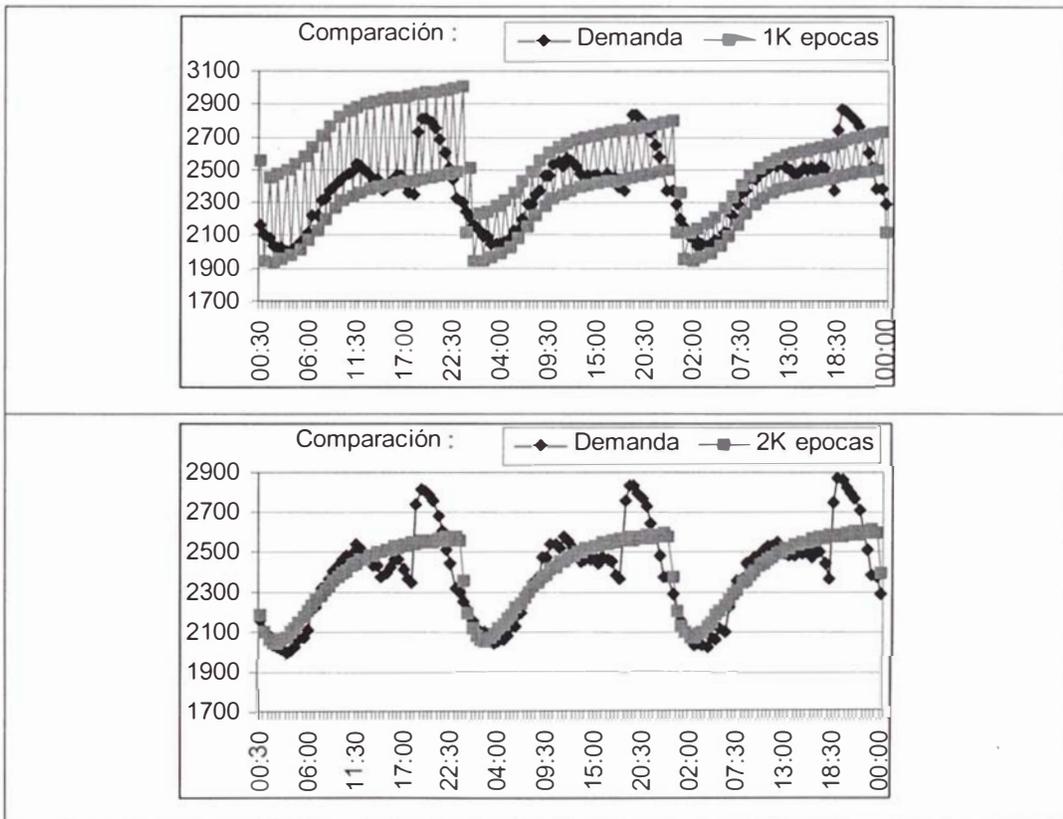
Veamos la evolución del error cuadrático medio y su promedio. La curva promedio es mayor a la del error cuadrático medio. El gráfico representa su valor versus el número de época

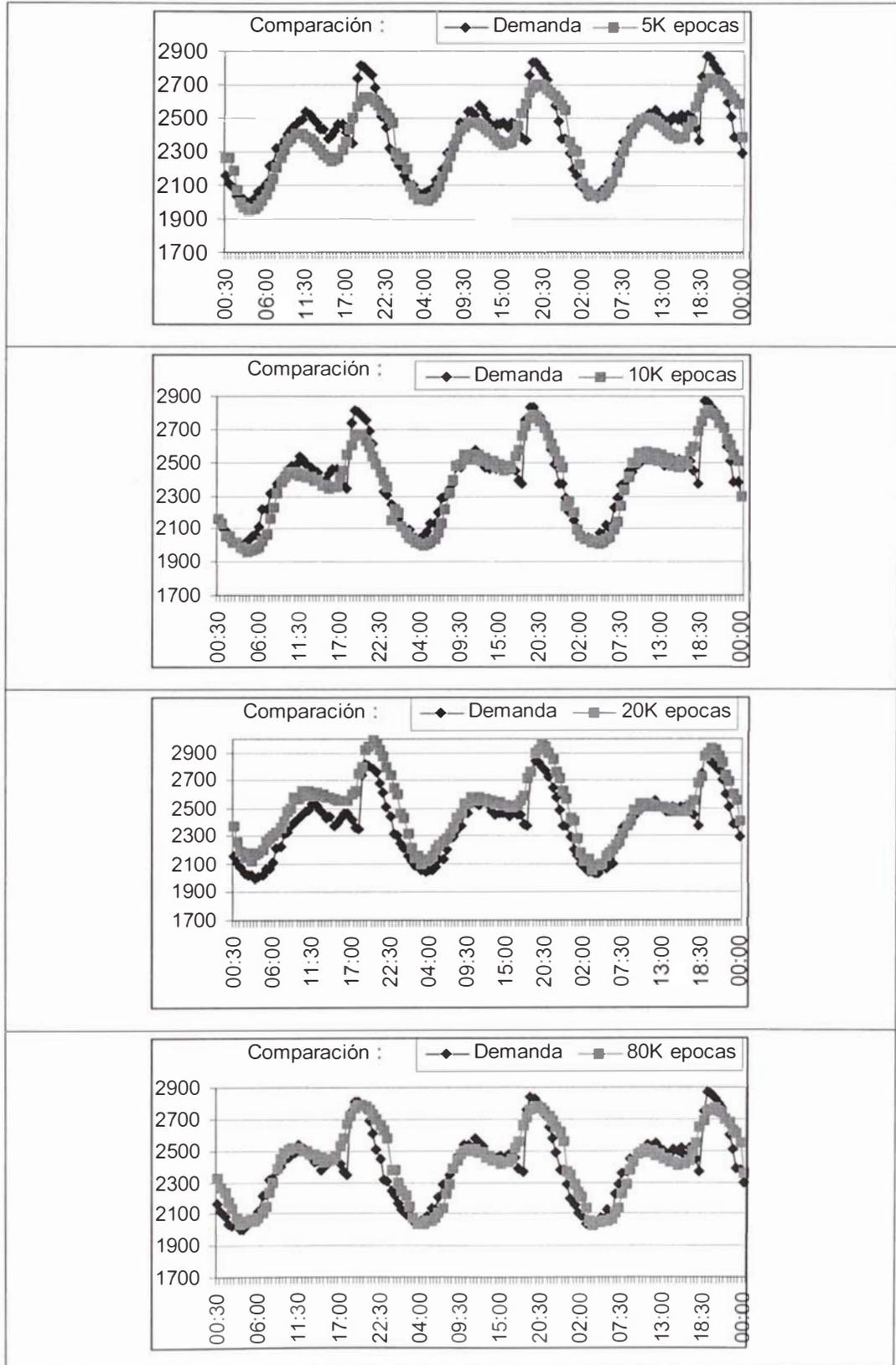
Los gráficos comparativos son:





Las diferencias entre las salidas reales y deseadas a lo largo del número de épocas de entrenamiento son:

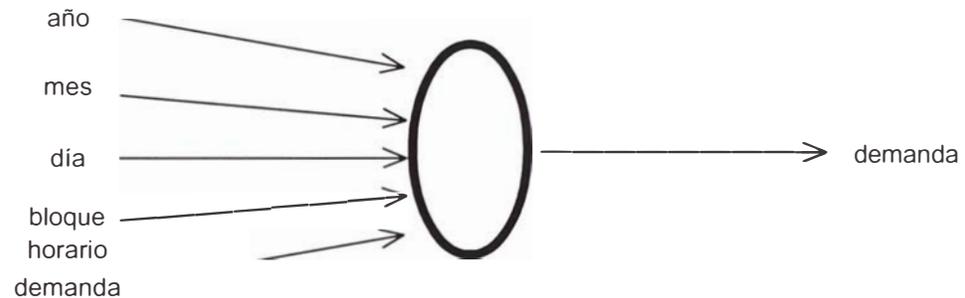






**b) Predicción de la demanda con parámetros de entrada demanda pasada
(demanda ->demanda)**

Modelo usado:



Los bloques horarios comprenden las mediciones cada 30 minutos. Tenemos 48 bloques horarios de media hora por día.

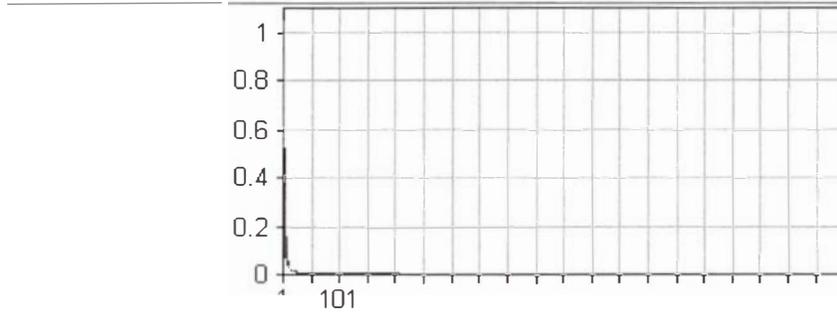
Se tomó como muestra cinco días conformados por los miércoles del mes de noviembre del 2002 y la última semana de octubre del mismo año.

Los resultados fueron los siguientes:

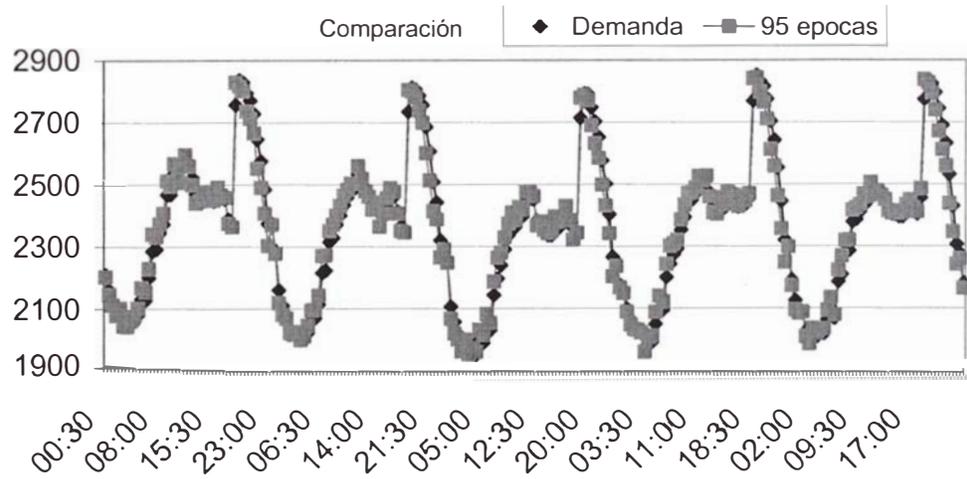
Epocas	95
Tiempo entrenamiento (hh:mm:ss)	00:00:07
MSE	0.008261



La evolución del error cuadrático medio es como sigue:



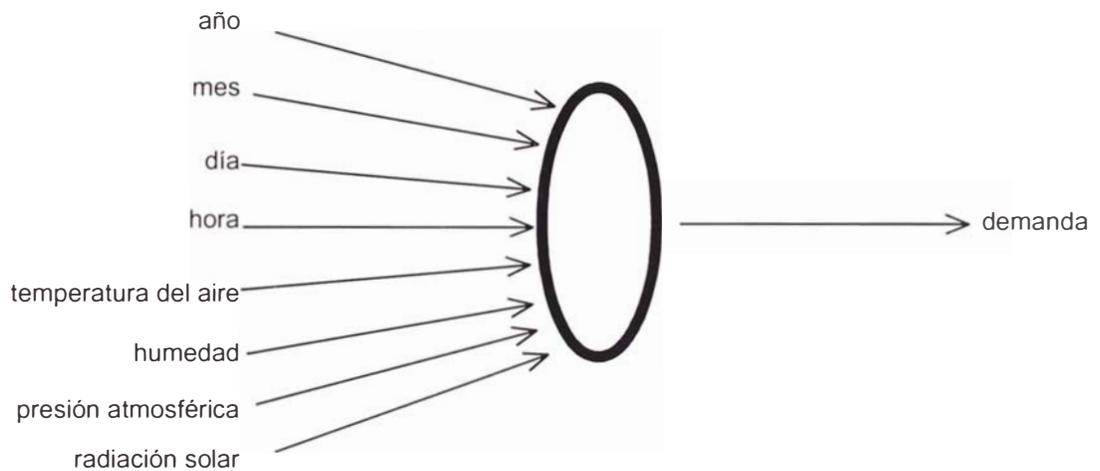
Las diferencias entre las salidas reales y deseadas a lo largo del número de épocas de entrenamiento son:





c) Predicción de la demanda con parámetros de entrada datos climáticos por zonas (clima -> demanda)

Modelo usado:



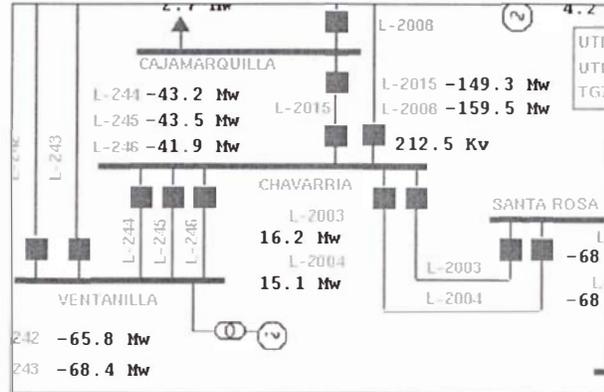
En este caso se toma una referencia horaria para el estudio, ya que los equipos que miden las diferentes variables climáticas toman muestras en el lapso de tiempo de una hora.

La zona que se toma como referencia es la barra Chavarría y se encuentra ubicada en Lima Este. El gráfico unifilar que se toma está páginas arriba (diagramas unifilares).

La demanda de esta barra representa aproximadamente el 16% de la demanda total del sistema eléctrico interconectado Nacional.



El unifilar simplificado de la barra Chavarría es el siguiente:

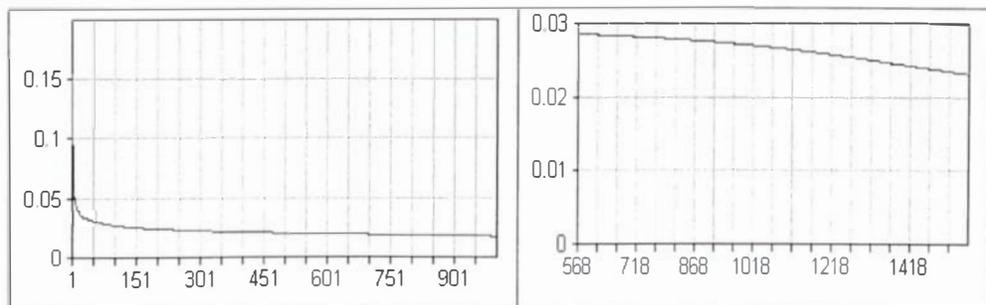


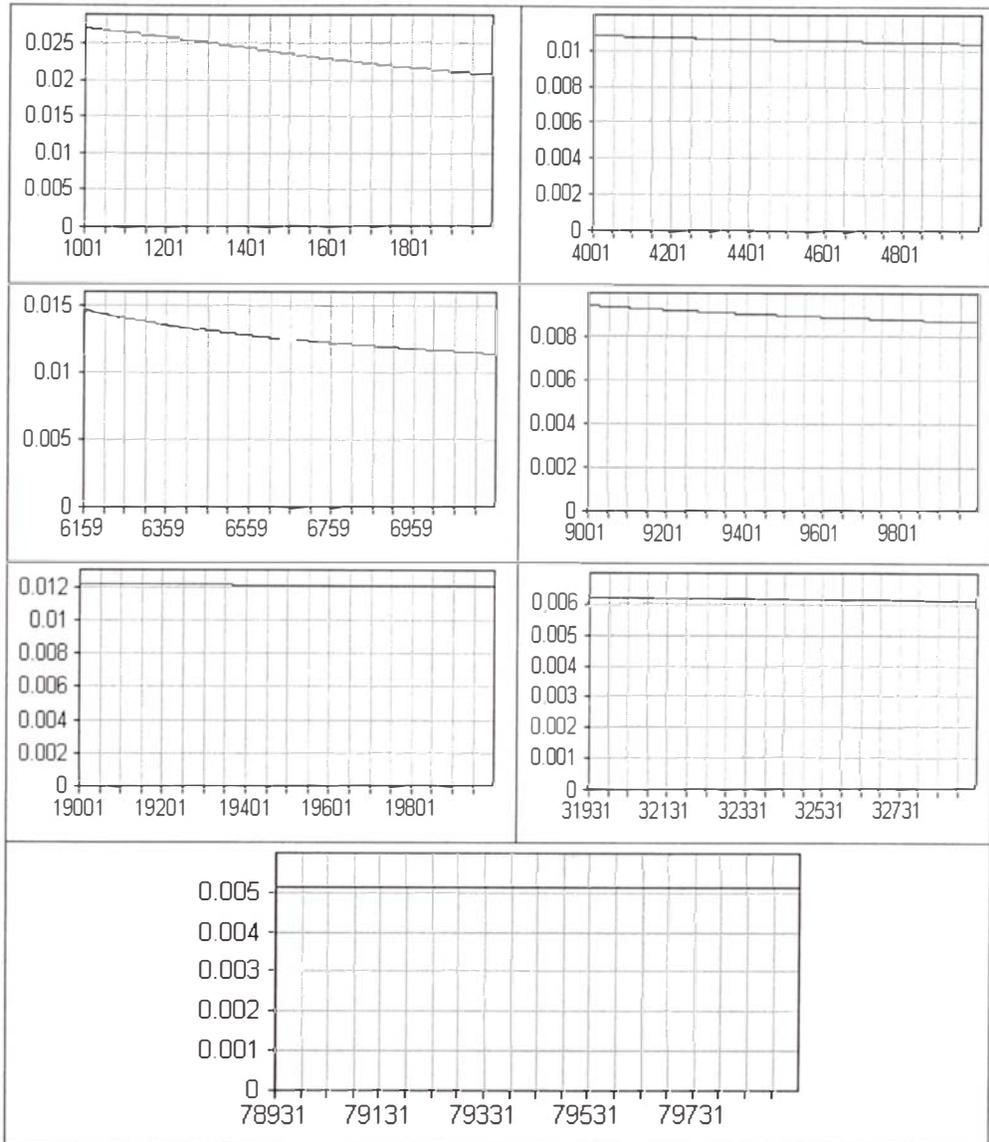
Días de prueba: 5 días domingo del mes de agosto 2002

Los resultados son:

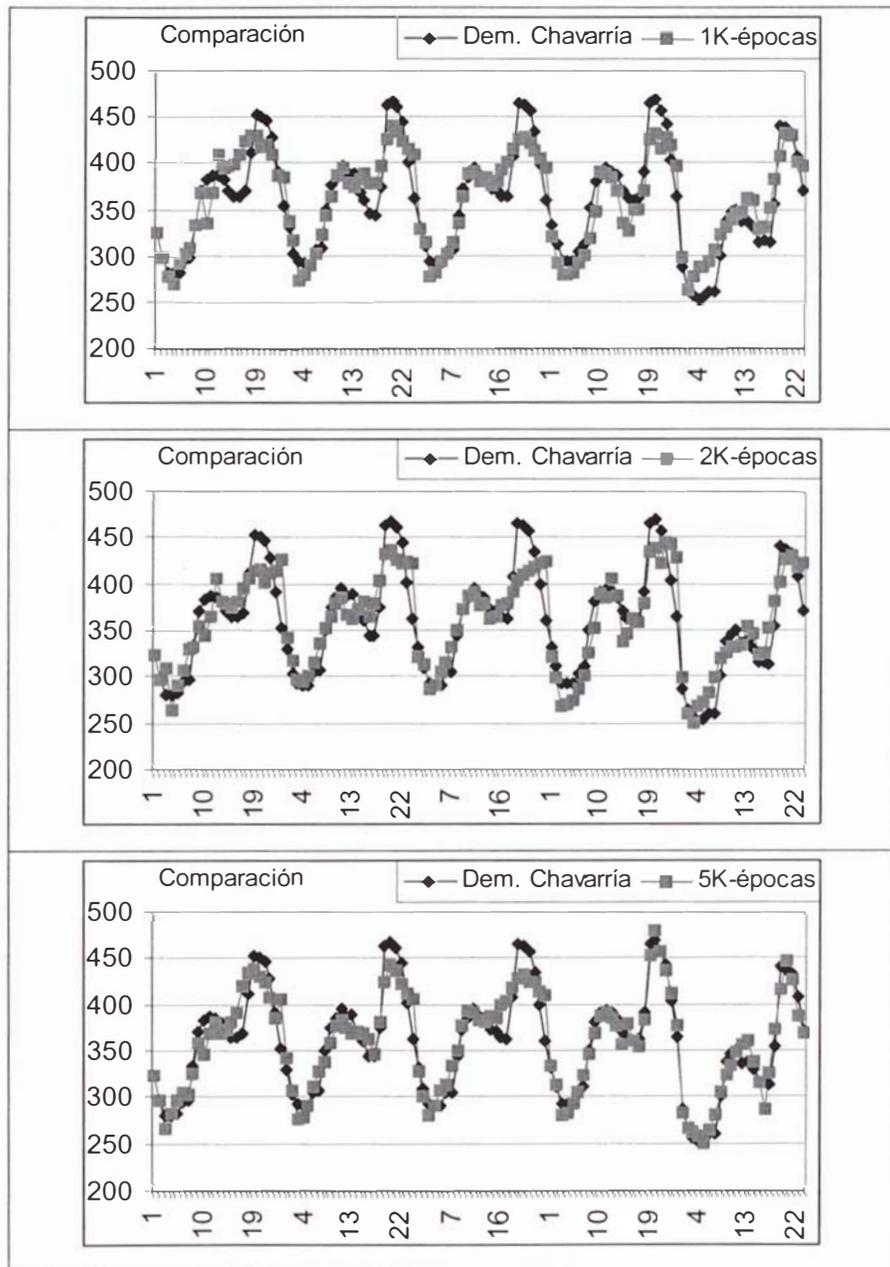
Épocas	1K	2K	5K	10K	20K	80K
Tiempo entrenamiento (hh:mm:ss)	00:00:17	00:00:36	00:01:31	00:03:19	00:06:45	00:24:40
MSE	0.0177	0.0208	0.0104	0.0087	0.0012	0.0052
Promedio MSE	0.0177	0.0208	0.0104	0.0087	0.0012	0.0052

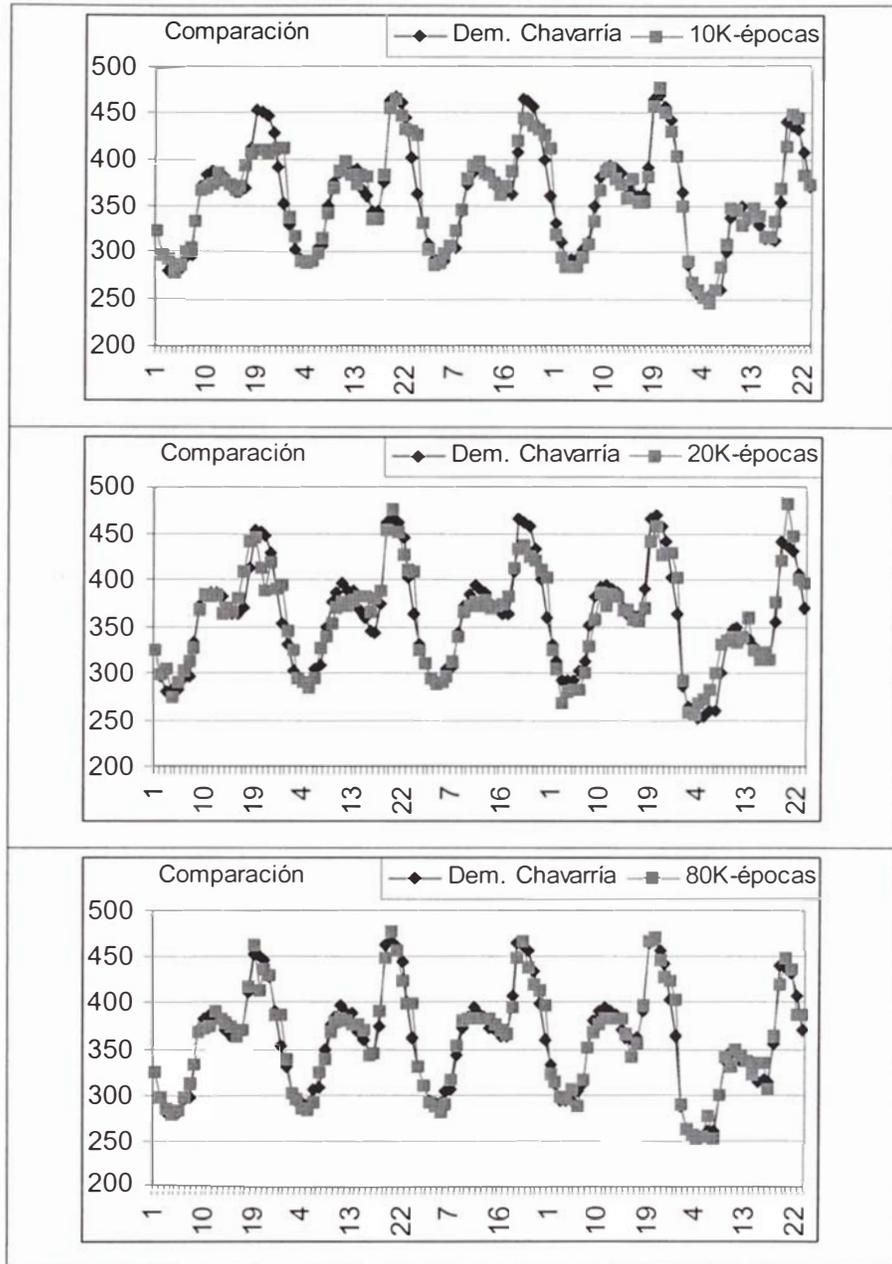
La evolución del error cuadrático medio es como sigue:





Las diferencias entre las salidas reales y deseadas a lo largo del número de épocas de entrenamiento son:







3.2. Programación y despacho óptimo

3.2.1. Descripción del problema

En una numerosa cantidad de problemas que tienen por objeto satisfacer la necesidad del cliente se opta por optimizar la operación que implica la gestión de la misma. El caso del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional no es la excepción. En este caso particular se busca la minimización del costo de operación de la gestión de la energía eléctrica.

El primer paso para lograr la optimización es predecir el comportamiento del consumidor de energía eléctrica en un horizonte de tiempo determinado. Es menester tomar en cuenta que la precisión se ajuste a lo que sucederá en un corto plazo. Proceso y propósito que se hizo en el sub-capítulo anterior.

Luego de ella, se busca predecir el comportamiento de los ríos y sus caudales para aprovechar al máximo la generación de las centrales hidroeléctricas sobre las centrales termoeléctricas, ya que el costo es menor en la primera de las mencionadas. Pero, un uso apenas se disponga de recurso hidráulico no implica necesariamente una optimización adecuada, ya que se debe considerar cubrir la demanda en las horas de máximo uso de generación eléctrica, y, por lo que conviene aprovechar los embalses, sean naturales o artificiales, que descarguen en esas horas volúmenes de agua y generen energía eléctrica, con la finalidad de que en el horizonte de tiempo determinado los costos sean mínimos.

Una vez obtenida la predicción de la demanda y caudales, se deben tener en cuenta una serie de variables, empezando por los costos de operación de las unidades hidráulicas y térmicas, los mantenimientos, la seguridad del sistema, la cual está relacionada a un estudio usando probabilidades y que ofrece un margen de reserva de generación para evitar problemas en casos se presenten fallas en el sistema, entre otras restricciones que serán detalladas a lo largo del presente capítulo.



Otro aspecto a tomar en consideración es modelar el sistema eléctrico Nacional de tal modo que al crearse sistemas aislados, que ocurren al fallar o aislar líneas de transmisión que por seguridad se ejecutan, como por ejemplo, al estar estos cerca de sus límites técnicos, pueda trabajar inicialmente con los generadores de la región o, en caso fortuito, rechazar cargas para evitar inestabilidades en el sistema, lo cual no es deseable.

La reducción del sistema, en cuanto a unidades de generación y cargas, es un factor clave para el éxito de la misma, ya que no tendría sentido modelar las cargas pequeñas que no llegan a representar el 1% de la generación total del sistema. El propósito de este proceso es reducir, en lo posible, el tiempo de procesamiento que se tomaría optimizar el comportamiento estimado de demanda y generación para todo el sistema completo, incluyendo los factores que no son relevantes o que no influyen en la decisión de arrancar o detener máquinas generadoras, sean hidráulicas de regulación o térmicas. En todo caso sería factible reunir todas las cargas pequeñas en una importante. Otro aspecto importante en la reducción del sistema es reunir a las unidades de generación del mismo tipo en una o varias importantes por sectores y de acuerdo a la geografía variable que presenta nuestro País.

El desempeño que presentan las unidades de generación térmicas de generación entre lo consumido y lo generado obedecen a ecuaciones cuadráticas y en el caso de las unidades de generación hidráulica tienen una constante de transformación de energía hidráulica-eléctrica, que finalmente se reduce a una ecuación lineal, comportamientos que son tomados en consideración para lograr el propósito final.

El objetivo del presente sub-capítulo es hacer una optimización considerando las restricciones presentes en la complejidad del sistema que obedecen tanto a un comportamiento lineal y no lineal, como el caso cuadrático, como al estado futuro de las centrales, teniendo presente una serie de factores entre los que se encuentran los costos, para ejecutar un programa de operación adecuadamente optimizado para el corto plazo. El proceso incluye, por tanto, restricciones lineales, cuadráticas, variables enteras y reales. En el caso de las variables enteras nos indican, por ejemplo, que en el tiempo "t" este funcionando una unidad generadora,



y por tanto, debe generar por lo menos al mínimo técnico de operación, lo cual está reflejado en una o más restricciones y su valor mostrado en variables reales.

La salida de este proceso es el programa optimizado de operación para un período de tiempo determinado, que indica qué equipos estarán funcionando en el tiempo “t”, el costo de la operación, y cumpliendo todas las restricciones necesarias como los límites técnicos de operación, volúmenes almacenados de agua en el mismo período de tiempo, los tiempos mínimos de operación, los costos fijos y variables, los vertimientos, entre otros, y finalmente la obtención del costo de operación total.

Todo este proceso está realizado bajo una arquitectura de red neuronal que hace las veces de agente orientado a una meta, la cual es la optimización, particularmente busca la minimización del costo de operación.



3.2.2. Planteamiento del problema

3.2.2.1. Aspectos a considerar

a) Costo variable en equipos de generación térmica

El costo variable está formado por los costos variables combustibles y los costos variables no combustibles.

$$CV_i^t = CVC_i^t + CVNC_i^t$$

CVC_i^t Costo variable combustible de la unidad i en t (S./KWh)

$CVNC_i^t$ Costo variable no combustible de la unidad i en t (S./KWh)

A su vez, el costo variable combustible consiste de los siguientes factores:

$$CVC_i^t = HR_i^t \times cc_i$$

HR_i^t Consumo específico de calor (Heat Rate) de la unidad i en t (MMBTU/KWh)

cc_i Costo del combustible de la unidad i (S./MMBTU)

El consumo específico (HR) está en función de la potencia media de la unidad i en el tiempo t .

$$HR_i^t = f(P_i^t)$$

Y el costo del combustible es en el que se incurre para generar una unidad de energía (KW-h), siendo el correspondiente al consumo promedio necesario para la potencia que es determinada.

El costo combustible es denotado por la siguiente fórmula:

$$cc_i = pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i + cfc_i$$



- pc_i Precio del combustible de la unidad i (S./MMBTU)
- ctc_i Costo de transporte del combustible de la unidad i (S./MMBTU)
- $ctmc_i$ Costo de tratamiento mecánico del combustible de la unidad i (S./MMBTU)
- $ctqc_i$ Costo de tratamiento químico del combustible de la unidad i (S./MMBTU)
- cfc_i Costo financiero del combustible (S./MMBTU)

El costo financiero (cfc_i) se refiere al dinero inmovilizado entre el período de compra del combustible y el cobro de la energía vendida.

La fórmula de calculo del costo financiero es la siguiente:

$$cfc_i = (pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i) \times \left[(1 + i_a)^{\frac{t_{cf}}{360}} - 1 \right]$$

i_a Tasa de interés efectiva anual (12%)

t_{cf} Período del costo financiero (15 días)

El Costo variable no combustible está formado por los mantenimientos y la operación no combustible de la unidad:

$$CVNC'_i = CVONC'_i + CVM_i$$

$CVONC'_i$ Costo variable de operación no combustible de la unidad i en t (S./KWh)

CVM_i Costo variable de mantenimiento de la unidad i (S./KWh)



El costo variable de operación no combustible está formado por los productos consumibles agregados al proceso de combustión. Su fórmula es la siguiente:

$$CVONC_{i,j}^t = ga_{i,j}^t \times ca_{i,j}$$

$ga_{i,j}^t$ Consumo de la unidad i del agregado j en t (gal/hr-kW, m³/hr-kW, lb/hr-kW)

$ga_{i,j}^t = f_{i,j}(P_i)^t$ función de la potencia media de la unidad i en t

$ca_{i,j}$ Costo del agregado j (\$/gal, \$/m³, \$/lb)

b) Costo de arranque en equipos de generación térmica

Es el costo que se asume al ordenar un inicio de operación de una máquina termoeléctrica. Normalmente en este costo se incluyen los costos de parada del equipo, es decir, cuando no se usará para el sistema y mientras se detiene el equipo o se mantiene a una mínima frecuencia por razones técnicas.

$$CA_i = CCbef_i + CMarr_i$$

$CCbef_i$ Costo de combustible de arranque-parada y de baja eficiencia en las rampas de carga-descarga (\$/arrq)

$CMarr_i$ Costo de mantenimiento por arranque (\$/arrq)

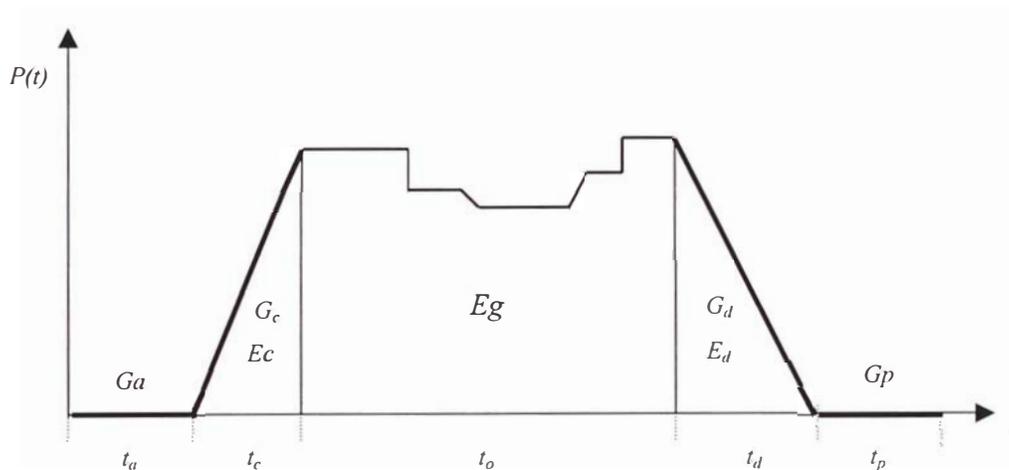
En la figura se muestra el proceso de arranque, sincronismo, operación y parada de la unidad térmica:

t_a, t_p	Tiempos de arranque y parada
t_c, t_d	Tiempos en rampa de carga y descarga
t_o, E_g	Tiempo de operación normal y energía generada
G_a, G_p	Consumo de combustible en el arranque y en la parada



G_c, G_d Consumo de combustible descontado en la rampa de carga y descarga.

E_c, E_d Energía generada en los periodos de carga y descarga.



c) Conversión Energía hidráulica-eléctrica

La relación lineal entre volumen y potencia está dada por la formula:

$$V_{t+1} = V_t + 3.6 * (Q_h - P_t / K_h - S_t)$$

V: Volumen

Q: Caudal

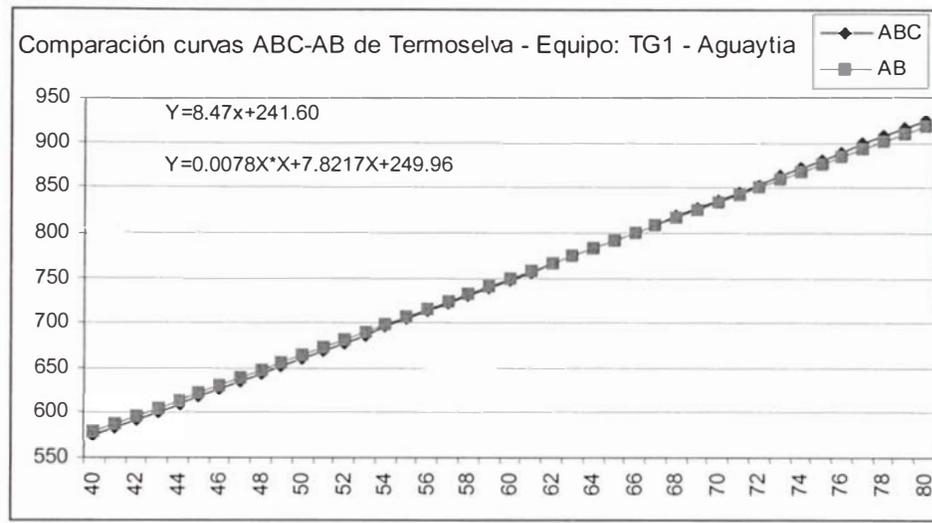
P: Potencia (MW)

K: Factor de conversión energética. Depende del tipo de central

S: Vertimiento (MMC)

d) Conversión Energía térmica-eléctrica

Las unidades térmicas tienen un comportamiento no lineal entre su consumo y la generación. Tienen un comportamiento cuadrático de la forma $ax^2 + bx + c$, de allí el nombre: la curva ABC.



e) Mantenimientos

Esta se divide en los mantenimientos preventivos y correctivos.

En cuanto a los mantenimientos preventivos de acuerdo a las horas de operación que tenga el equipo se ejecuta un mantenimiento preventivo, previa verificación sobre si el equipo que sale en mantenimiento perjudicaría o no la operación normal del sistema. Normalmente se hace un estudio de la factibilidad de la salida del equipo y ciertas ocasiones se aplaza el mantenimiento pero de forma temporal.

En el caso de los mantenimientos correctivos, sucede a los equipos que estando en operación fallan y necesitan ser reparados para que puedan volver a trabajar. Para ello se dispone de la reserva rotante, la cual puede ser definida como la capacidad de los equipos de entregar energía adicional si el caso lo amerita.

f) Operación a mínima carga

Es un estado en el que se encuentran los equipos generadores y que no contribuyen en la generación de energía eléctrica del sistema. Sin embargo, es un costo que es asumido por el sistema. La razón de tener un equipo a mínima carga



se debe a que resulta menos costoso mantenerlo en ese estado que ordenar la parada del equipo para en un corto tiempo ordenar su arranque.

La operación a carga mínima, por tanto, tiene períodos cortos de tiempo con el fin de optimizar o reducir costos en lo posible y de acuerdo a lo estimado.

En cuanto a las compensaciones por carga mínima, ésta obedece a la siguiente fórmula:

$$COMC_i = \sum_{q=1}^Q [E_i^q \times (CV_i^{mc} - Cmg^q \times fp_i^q)]$$

q Cada periodo de 15 minutos de la operación a mínima carga de la unidad i .

Q Número total de períodos q de la operación a mínima carga de la unidad i .

E_i^q Energía entregada por la unidad i en cada q de la operación a mínima carga (kWh).

CV_i^{mc} Costo variable promedio de la unidad i durante el período de operación a mínima carga mc (S./KWh).

g) Reserva Rotante

La reserva rotante es el margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. En el sistema eléctrico interconectado nacional usualmente se la clasifica en dos tipos:

i. Reserva de Regulación Primaria

Es el margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a cambios súbitos de la frecuencia en un lapso de 0 a 10



segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

ii. **Reserva de Regulación Secundaria**

Margen de reserva rotante en las centrales que están operando y que responden a cambios de generación por regulación manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

h) **Vertimiento**

Es el caudal o volumen no utilizado de los reservorios, sean estos naturales o artificiales, originados por los excesos en los límites de capacidad nominal de los embalses, o provocados en forma natural por abundancia de aporte natural, o en forma accidental o por una descoordinación en la operación.

i) **Rango de operación**

Se encuentra comprendido por:

i. **Rango mínimo de operación**

Es la generación mínima que puede generar una unidad sin que degrade la vida útil del mismo

ii. **Rango máximo de operación**

Es la generación máxima que puede generar una unidad en forma continua. No se consideran las limitaciones de regulación primaria ni secundaria de frecuencia



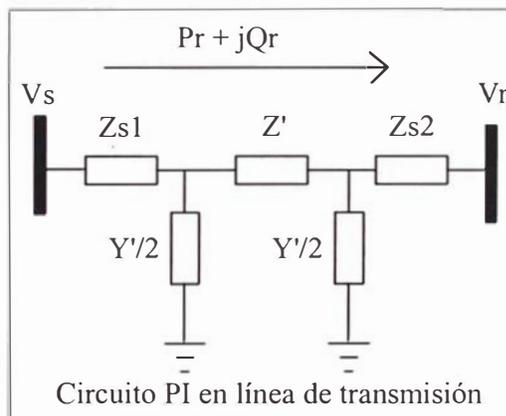
iii. Tiempo mínimo de operación

Es el período de tiempo necesario que técnicamente debe requerir el equipo para no disminuir su vida útil. También se consideran los costos fijos que se invierten en una unidad generadora en su arranque, produciendo energía que no alimenta el sistema sino que alcanza especificaciones técnicas para entrar en operación.

j) Capacidad de línea

Se hacen estudios técnicos que determinan la capacidad de una línea. Podría resumirse en el siguiente:

La línea de transmisión en condiciones de operación estable se representan mediante un circuito PI, en el que se considera la impedancia(Z) en serie y la capacitancia en derivación.



Parámetros:

Z' : Impedancia

Y' : Admitancia

P: Potencia Activa

Q: Potencia Reactiva

$Zs1$ y $Zs2$: impedancias fuente



La potencia activa y reactiva definidas como:

$$P_r = \frac{|V_s||V_r|}{|B|} * \text{Cos}(\beta - \delta) - \frac{|A||V_2|^2}{|B|} * \text{Cos}(\beta - \alpha)$$

$$Q_r = \frac{|V_s||V_r|}{|B|} * \text{Sen}(\beta - \delta) - \frac{|A||V_2|^2}{|B|} * \text{Sen}(\beta - \alpha)$$

donde:

$$V_r = |V_r \angle 0^\circ|$$

$$V_s = |V_s \angle \delta|$$

$$B = |B| \angle \beta = \alpha + Zs2 + \frac{a * Zs2}{r}$$

$$A = |A| \angle \alpha = B \frac{b + o}{b.o} + 1$$

$$a = Z' + Zs1 + Zs1 * Z' * \frac{Y'}{2}$$

$$r = \frac{c}{\left(c + \frac{1}{\frac{Y'}{2}} \right) * \frac{Y'}{2}}$$

$$c = Z' + \frac{1}{\frac{Y'}{2}} + \frac{Z'}{Zs1 \frac{Y'}{2}}$$

$$b = Zs1 + \frac{1}{\frac{Y'}{2}} + \frac{Zs1}{Z' \frac{Y'}{2}}$$



$$\theta = \alpha + \theta + \frac{a.r}{Zs^2}$$

$$Z' = Zc * \text{Senh}(\gamma * l)$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Zc} * \frac{\text{Cosh}(\gamma * l) - 1}{\text{Senh}(\gamma * l)}$$

$$Zc = \sqrt{\frac{Z}{y}}$$

$$\gamma * l = \sqrt{y * z * l}$$

$$z = r + jx(\Omega / Km)$$

$$y = j2 * \pi * f * c(v / Km)$$

l = longitud de la línea (Km)

El cálculo para la máxima potencia de transferencia de la línea:

Asumimos que $\beta = \delta$, entonces P_r alcanza su máximo valor

$$P_r \max = \frac{|V_S||V_r|}{|B|} - \frac{|A||V_r|^2}{|B|} \text{Cos}(\beta - \alpha)$$

$$Q_r = -\frac{|A||V_r|^2}{|B|} \text{Sen}(\beta - \alpha)$$

Pero $\text{Sen}(\beta - \delta) = \sqrt{1 - \text{Cos}^2(\beta - \delta)}$, de lo que obtenemos

$$Q_r = \sqrt{m^2 - (P_r^2 + n^2 \text{Cos}^2(\beta - \alpha)) + 2P_r n \text{Cos}(\beta - \alpha) - n \text{Sen}(\beta - \alpha)}$$



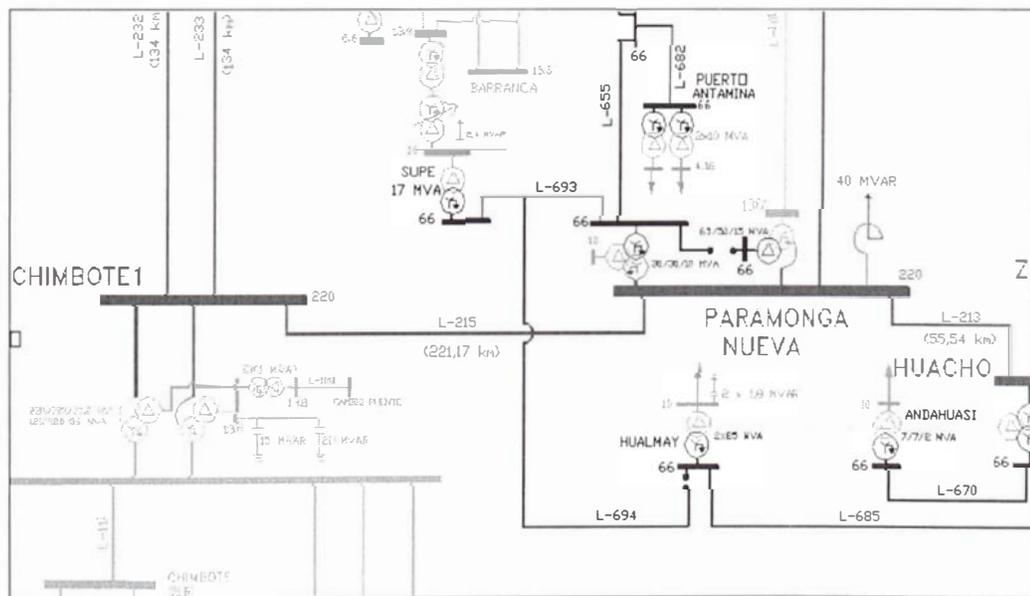
$$m = \frac{|V_s||V_r|}{|B|}$$

$$n = \frac{|A||V_r|^2}{|B|}$$

Así, obtenemos una expresión para la potencia reactiva, que en el extremo receptor, P_r , es dependiente de la potencia activa y de las tensiones de envío(V_s) y recepción(V_r).

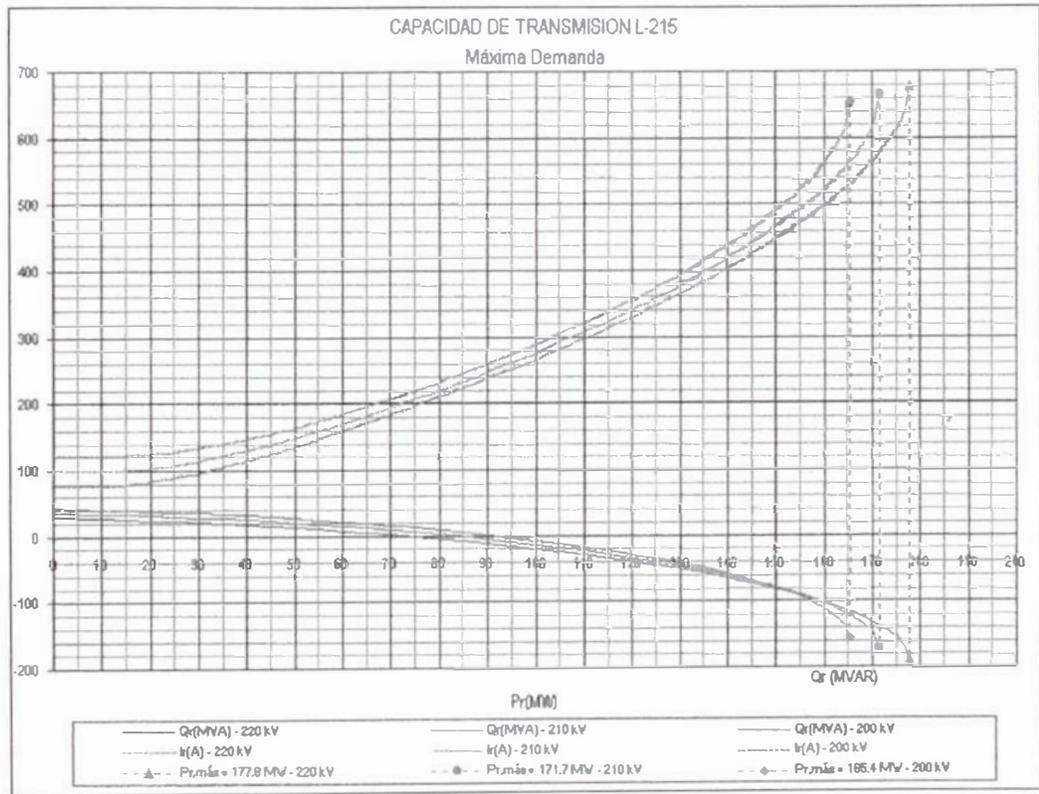
Haciendo los estudios a la línea 215, de propiedad de REP (Red de Energía del Perú – Ex ETECEN(Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte)) y ubicada entre la Sub-Estación Paramonga Nueva y Chimbote I, tenemos:

Su diagrama unifilar:



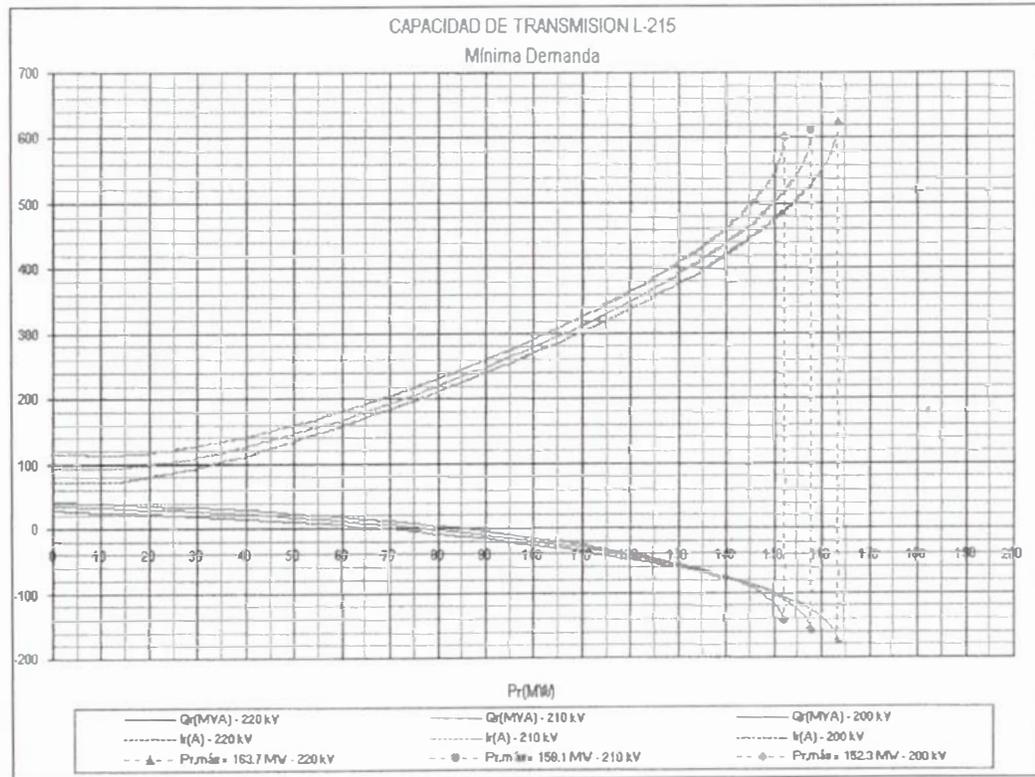


Su capacidad de transmisión en horas de máxima demanda:





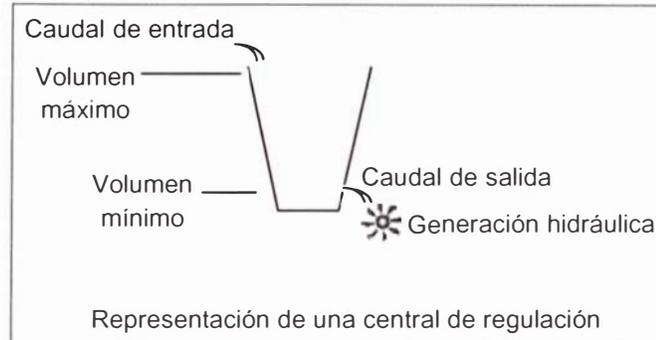
Su capacidad de transmisión en horas de mínima demanda:



k) Hidrología

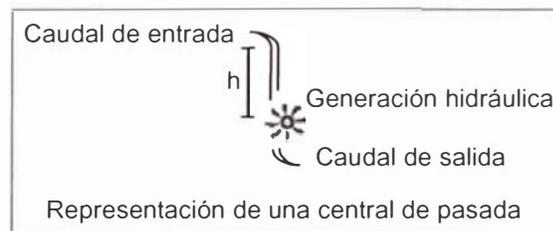
Los aspectos a considerar en hidrología son los siguientes:

Una central de regulación tiene un embalse, pulmón o taza y puede ser representado de la siguiente manera:



Normalmente a la salida del embalse hay un caudal turbinable, lo que hace que, mediante técnicas operativas, genere más energía que si no la tuviera.

Una central de pasada no tiene depósitos de agua o son muy pequeños para considerarlos como almacenes a modelar. Estos pueden ser representados de la siguiente manera:

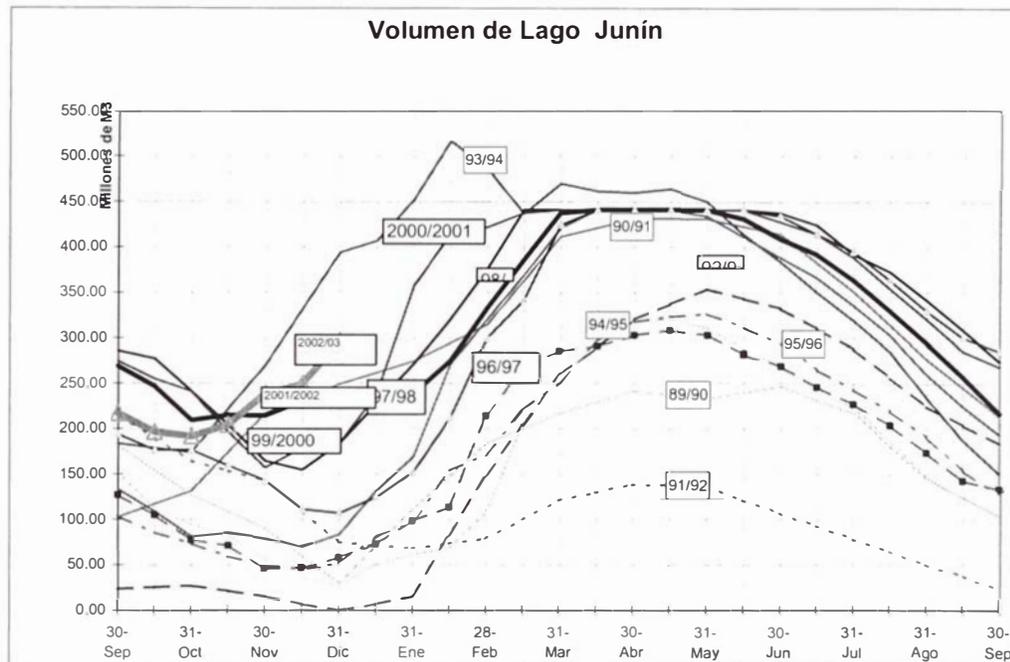


Como son centrales de pasada, normalmente operan al 100% de su capacidad.

Existen los embalses de naturaleza estacional, en el que se hacen estudios para aminorar el desequilibrio entre escasez y abundancia de agua. Los estudios se basan en el comportamiento del Lago Junín. Los estudios del Lago Junín se plasman en el modelo Perseo, el cual es utilizado en la actualidad para el cálculo de los precios en barra de la energía, frente a la integración de las redes de transmisión interconectadas en el Sistema. Este modelo ha sido orientado a resolver el problema del planeamiento de la operación de mediano plazo; es decir, busca un plan óptimo que minimice el costo total de operación en períodos mensuales. El modelo se concibió bajo las características de ser multiembalse,



multinodo y multiescenario. Asociado al plan óptimo de operación se obtienen los costos marginales en cada barra del sistema, los que finalmente se utilizan en la formación de la estructura de precios.



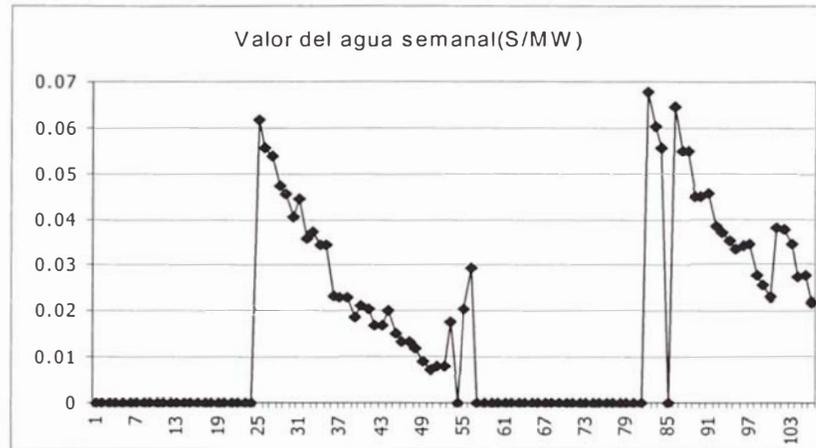
I) Valor semanal del agua

En base a los estudios de la disponibilidad del agua, se determina su precio, el cual es re-evaluado cada semana.

Este precio sirve para todas las unidades generadoras de naturaleza hidráulica. En períodos de avenida el costo es cero, lo que hace que el costo total diario de operación sea bajo comparado con los períodos de estiaje, aún planificando agua para ese período, debido a que se planifica su almacenaje de acuerdo a limitaciones físicas disponibles.



Un gráfico que muestra el valor del agua semanal es el siguiente:



El costo por día es el siguiente:



Gráfico acorde con el anterior y que ratifica la hipótesis dada anteriormente



m) Flujo de potencia

El cálculo del Flujo de potencia óptimo se puede ver como una secuencia de los cálculos de flujo de potencia de Newton-Raphson convencionales, en los que ciertos parámetros controlables se ajustan automáticamente con la finalidad de satisfacer las restricciones de red, mientras se minimiza una función objetivo específica.

El Flujo de potencia óptimo, por tanto, toma en cuenta los mantenimientos de equipos, sean de líneas, de unidades de generación, entre otros, lo que hace variar los costos de operación de las unidades de red, y por lo tanto del sistema.

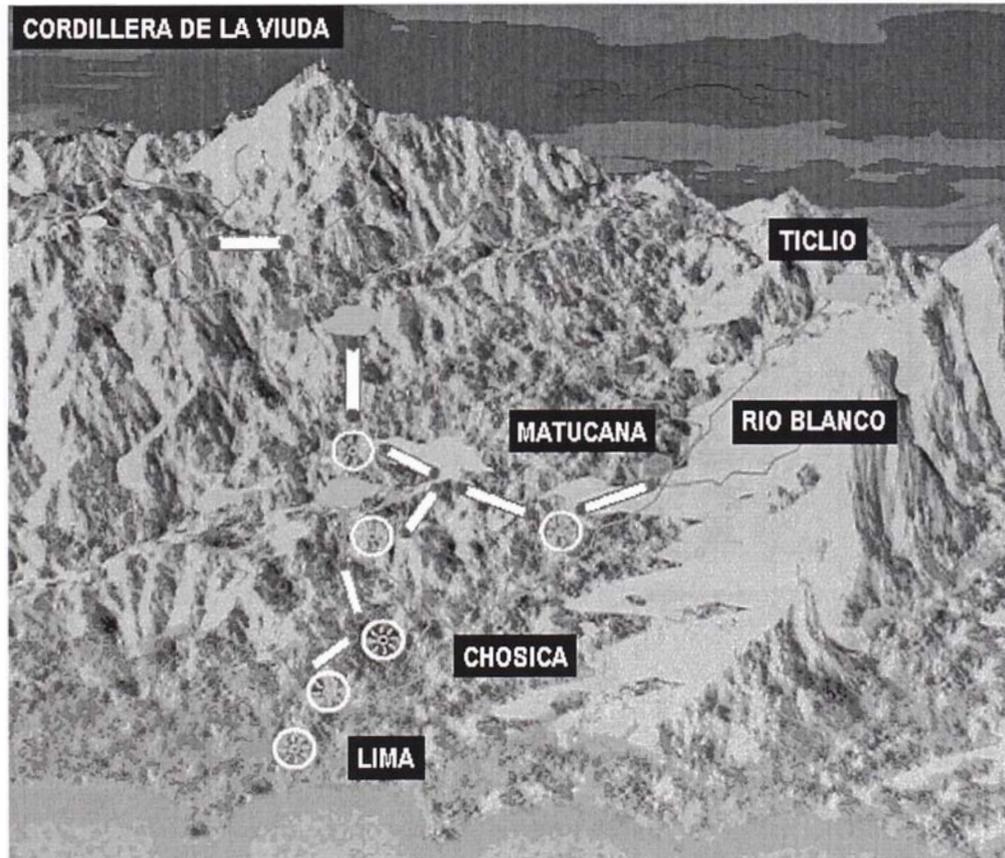


3.2.2.2. Problemas frecuentes y soluciones

a) Caudales

Es importante conocer los aportes de los ríos en donde estos se inician, y optimizar de acuerdo a los embalses y las centrales de pasada el resto de caudales en función al caudal “padre”, el cual está ubicado donde se inicia el río. Es necesario notar que los aportes a los ríos pueden llegar de la cima de una montaña, pero también pueden aportar agua a lo largo de la trayectoria del mismo.

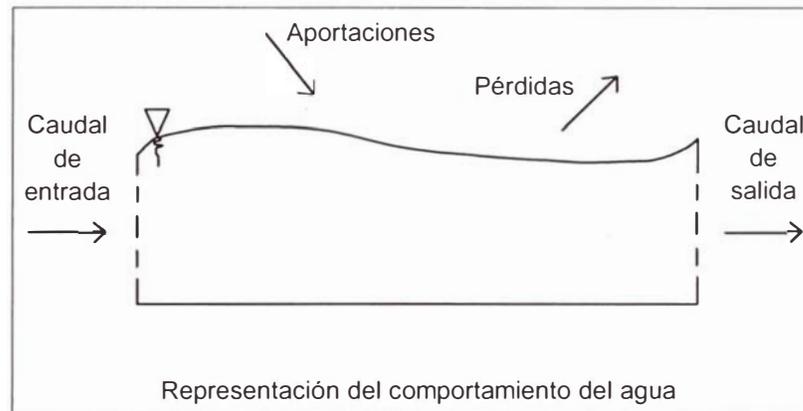
En el caso del siguiente gráfico correspondiente a la Cordillera de la Viuda, se aprecia la zona Ticlio (embalse Yuracmayo) como aporte al río Blanco, pero este a su vez se une a otro río, que aguas abajo el agua llega a Matucana, en la toma Tamboraque.





En este caso se asume las uniones de los ríos como parte de todas las restricciones que tienen como objetivo minimizar el costo de operación. Lo importante es también considerar el volumen almacenado o de pasada. Las unidades normalmente son Millones de metros cúbicos, en volumen y metros cúbicos por segundo en caudal. En caudales se modela el último factor multiplicándolo por el tiempo t , en segundos, para determinar el volumen sea para almacenar o distribuir.

Al tomar en cuenta sólo los caudales se elimina la redundancia, ya que en esta variable se encuentran implícitos los aportes y las pérdidas. Los aportes podrían ocasionarse por una lluvia, desde ligera a torrencial. Y las pérdidas se deben a la evaporación del agua, sea por efectos del sol o por filtraciones en la zona terrestre. Este comportamiento se observa en todo el recorrido de caudales, desde los que están en movimientos hasta los que se encuentran en reposo.



Finalmente, se toma en cuenta el tiempo de viaje del agua entre centrales modeladas o representativas, para hallar a simple vista y asumiendo comportamiento uniforme el volumen de pasada o los embalses de agua.

b) Simplificación de centrales

Con el objetivo de reducir el tiempo de procesamiento de ejecución del modelo en la computadora, se opta por hacer ciertas reducciones. De este modo, el objetivo de este paso es simplificar en lo posible centrales, como en el caso de las de

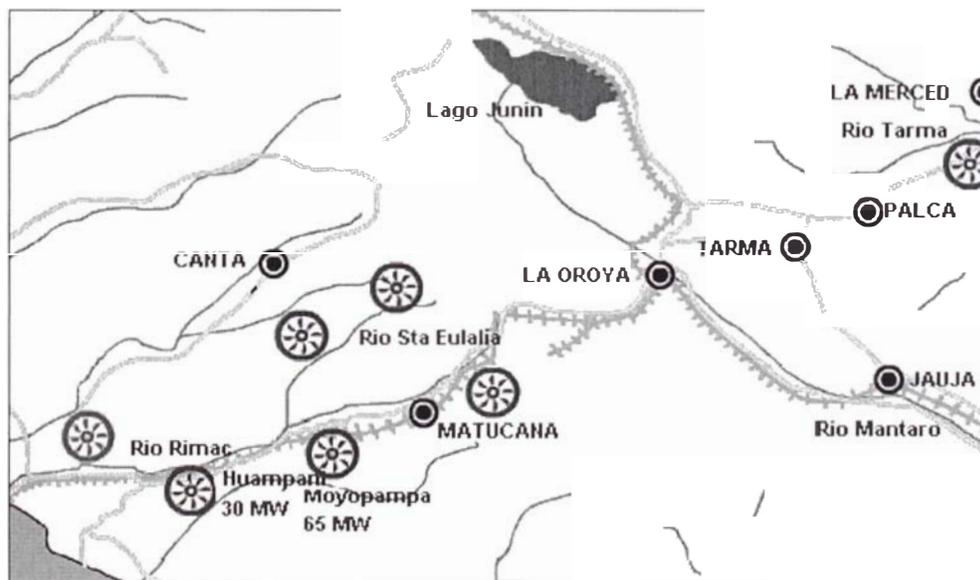


pasada, que se encuentran ubicadas a lo largo del mismo río y que están ubicadas cerca en forma relativa, la una de la otra.

En el caso del gráfico, perteneciente a las centrales hidráulicas y térmicas de la empresa EDEGEL, tenemos el caso de Huampaní y Moyopampa, ambas consideradas como centrales de pasada. En realidad, tienen pequeñas tazas pero que no tienen mayor relevancia para efectos de modelamiento.

La central Huampaní produce al máximo de su capacidad siempre, la cual es normalmente de 30 MW. La central Moyopampa en similares condiciones que la anterior produce 64 MW.

Ambas son modeladas y se juntan en una sola central hidráulica para practicidad.



c) Vertimientos

Otro problema a considerar es que a veces, caso que ocurre en la empresa EGEMSA, por ejemplo, sus equipos normalmente operan al máximo de su capacidad. Por existir sub-equipamiento para generar toda la energía hidráulica en eléctrica, se producen los vertimientos. Estos vertimientos tienen un efecto, al no



contar con equipos que aprovechen estos caudales, de incrementar el costo de operación del sistema; ya que finalmente se está despreciando esa forma de energía que deriva en una anti-economía.

Actualmente se realizan trabajos para ampliar la central hidroeléctrica y tener, por tanto, una mayor participación del mercado, lo que reduciría en un porcentaje los costos globales de generación y también los costos marginales. También se hacen estudios para crear nuevas centrales de acuerdo a la topología de red que se tiene y otros factores.

d) Requerimientos mínimos

En la red se tienen distintos puntos que deben cubrir unos requerimientos mínimos para satisfacer la demanda en riego y consumo de agua para poblaciones ubicadas relativamente cerca de un río.

La configuración del modelo es capaz de considerar un embalse cercano a la toma donde se necesita el agua por diferentes motivos y en otros casos también se considera la no existencia del mismo. Tener un embalse tiene ventajas por ofrecer un almacenamiento temporal que luego puede ser aprovechado. Por ejemplo, en las horas de máxima demanda se tiende a abrir las compuertas de los embalses estratégicamente, de tal manera que se obtienen caudales que superan al mínimo de los requerimientos pero, se aprovecha las características de los embalses para optimizar de una mejor manera la operación.

Los requerimientos son dados por la empresa de agua, SEDAPAL, y pueblos que lo requieren, representados por una autoridad.

e) Costos de mínima, media y máxima demanda

Por el uso y aprovechamiento diferente que se le da a la red eléctrica interconectada Nacional en las diferentes horas se asume un costo diferente por períodos. Los costos son dados por la configuración de la red.



Los horarios para cada bloque son dados en el siguiente cuadro:

Mínima demanda:	de 00:00:00 – 07:59:59 horas
Media demanda:	de 08:00:00 – 17:59:59 horas
Máxima demanda:	de 18:00:00 – 22:59:59 horas
Mínima demanda:	de 23:00:00 – 23:59:59 horas

f) Costos de arranque y parada

Para una simplificación mayor, pero equivalente, se tiene un costo de arranque y un costo de parada de los equipos.

Para el caso del modelo y para efectos de reducir el procesamiento en cuanto a optimización se ha incluido en el costo de arranque el de parada, cumpliendo por cierto su tiempo mínimo de operación.



3.2.2.3. Diagrama causal del problema

Veamos las relaciones causales:

a) Valor de agua semanal – Costo de operación

A mayor valor semanal del agua habrá un mayor costo de operación, debido a que cuando empieza a encarecerse el valor del agua implica que empieza a reducirse los volúmenes de agua de los embalses estacionales, lo que indica también que el período en que nos encontramos es en estiaje. El costo más caro del agua es aproximadamente un mes antes de salir del estiaje y entrar en el periodo de avenida, es decir, cuando se tendrán más aportaciones para los embalses.

b) Embalse estacional – Valor del agua semanal

Al tener una mayor cantidad de embalses estacionales el valor semanal del agua se reducirá, ya que como sabemos, el objetivo de los embalses estacionales es reducir el costo de operación de largo plazo. Si se almacena más agua, el cual es el recurso más barato y que se refleja directamente en un menor marginal, para aprovecharlos en épocas de estiaje se verá reducido el costo de operación a corto plazo.

c) Capacidad de línea – Costo de operación

A mayor capacidad de línea, quiere decir que si las líneas o conjunto de líneas soportaran una gran cantidad de energía para transportar de una barra a otra, se verá reducido el costo de operación total, ya que esa es una limitante y forma parte de las restricciones en la red eléctrica interconectada Nacional.

Por eso es que vemos zonas importantes, como el Mantaro, con líneas dobles que tienen la bondad de transportar más energía que si existiera una simple. También son importantes los equipos que aminoran efectos capacitivos.



d) Mantenimiento preventivo – Costo de operación

Si tenemos un mayor número de mantenimientos preventivos por ejecutar, tendremos mayores costos de operación, es decir, si retiramos elementos de la red no tendremos disponibles equipos que podrían ser más adecuados para la optimización del costo.

De lo anterior, antes de dar una aprobación de mantenimiento preventivo se hace un análisis de factibilidad. A veces se postergan mantenimientos por algunas horas o incluso semanas.

e) Mantenimiento preventivo – Optimización

A mayor número de mantenimientos preventivos el costo de optimización aumenta. Lo que hacemos es alejarnos del punto óptimo comparado a la situación de tener todos los equipos del sistema disponibles y hacer uso de ellos.

Esto se encuentra relacionado al punto anterior.

f) Mantenimiento correctivo – Costo de operación

Es normal que en la operación fallen equipos, por lo que se necesita un mantenimiento correctivo para ellos. Estas salidas influyen en los costos de operación.

Por ejemplo, veamos el caso de falla de una línea, y asumiendo que se origina un sistema aislado, lo que quiere decir que para una zona se tendrá que cubrir la demanda usando equipos térmicos, lo que al final encarece el costo total de operación.



g) Mantenimiento correctivo – Optimización

Similar que en el punto (e), al ejecutar un mantenimiento correctivo, nos alejamos del punto inicial de optimización, que en el caso ideal es contar con todos los equipos disponibles, es decir, en estado operativo.

h) Optimización – Costo de operación

Al tener una buena optimización, los costos de operación, como era de esperarse, se verán más reducidos que el promedio.

i) Vertimiento – Costos de operación

Este punto es visto como un costo de oportunidad, el cual contribuiría a obtener una mejor optimización en el costo de operación.

Si tenemos mayor vertimiento, quiere decir que no hubo una programación y optimización de la misma en forma adecuada, o que los aportes son tales que tienen los embalses llenos y es una situación inevitable, como en el caso de tener presencia de huaycos, lluvias torrenciales, etc. Este fenómeno comúnmente ocurre en épocas de avenida.

Esta situación puede generar una oportunidad para ampliación de instalaciones del tipo hidráulicas para las empresas en sus nuevas inversiones.

j) Reserva rotante – Costo de operación

A mayor reserva rotante, es decir, cuando tengamos más energía disponible a usar ante eventualidades, tendremos un mayor costo de operación.

Es necesario recordar que lo “óptimo” sería contar con una reserva rotante cero, es decir que la generación sea igual en todo momento a las pérdidas más la



demanda. Como sabemos, estamos en una situación tal que en cualquier momento puede fallar un equipo y , por tanto, perder energía eléctrica. De lo que se trata es de reponer de la manera más rápida posible, y preferentemente barata, la energía que se pierde para dar al usuario final energía con calidad de servicio. Por ello, es que el óptimo en cuanto a reserva rotante no es un valor igual a cero.

k) Unidades térmicas – Reserva rotante

A mayor número de unidades térmicas generando energía, tendremos mayor reserva rotante. La reserva rotante es equivalente a un porcentaje de la generación que responde en caso de eventualidades. Este ratio es alrededor del 1.5%, dependiendo de los riesgos y de la configuración de la red.

l) Unidades hidráulicas – Reserva rotante

Idem al punto anterior (k)

m) Costo de operación – Unidades hidráulicas

A mayor costo de operación se generan oportunidades de inversión en nuevos equipos en la red

n) Costo de operación – Unidades térmicas

Idem al punto anterior (m)

o) Unidades hidráulicas – Costo de operación

Al tener un mayor número de unidades hidráulicas en operación, tendremos un menor costo de operación. Ya que es explotar el recurso más barato y disponible:



el agua. Este punto estaría complementado con la capacidad de embalse, sea de naturaleza temporal o estacional.

p) Unidades térmicas- Costos de operación

Al tener un mayor número de unidades térmicas en operación, tendremos un mayor costo de operación, porque éstos tienen, normalmente costos más altos que el recurso agua, salvo en pequeñas temporadas, muy breves por cierto, en las que conviene usar generadores térmicos que hidráulicos, como en el período de fin del estiaje.

q) Unidades hidráulicas – Unidades térmicas

A mayor unidades hidráulicas, a mediano plazo se obtendrá como resultado un menor número de unidades térmicas en operación.

Como el objetivo a buscar es la minimización de la operación, las unidades hidráulicas siempre están presentes en la generación y en menor medida las térmicas. Se han dado casos que las unidades hidráulicas, al ser de mejor provecho de recurso, tienen como consecuencia la no operación de unidades térmicas por largos periodos de tiempo, lo que a mediano plazo se traduce en un desmantelamiento de las centrales térmicas por ser infactible poder continuar una central específica en el giro de negocio. Lo que no implica el retiro de toda una empresa sino de las centrales que económicamente no les aportan de acuerdo a lo esperado.

r) Demanda – Unidades hidráulicas

Al tener una mayor demanda se tendrán, a mediano o largo plazo, más unidades hidráulicas produciendo energía.



s) Unidades hidráulicas – Demanda

Al tener más unidades eléctricas disponibles para generación, estas podrán cubrir una mayor demanda de la red.

t) Demanda – Unidades térmicas

Idem al item(r)

u) Unidades térmicas – Demanda

Idem al item(s)

v) Usuarios – Demanda

Al mayor número de usuarios del sistema, al crecer una población o comunidad, afectará su demanda en forma proporcional a ella. Se tomaría como referencia para el estudio, personas que habitan una casa, nivel de progreso o grado tecnológico en una zona o región, etc.

w) Demanda - Usuarios

Al tener una mayor demanda, se crearán nuevos proyectos de electrificación y como consecuencia nuevos usuarios del sistema. Podría usarse como referencia la tasa de natalidad y mortalidad en una región como indicador, entre otros.



3.2.2.4. El agente orientado a metas: La optimización

El objetivo del presente capítulo es demostrar que usando redes neuronales se puede lograr un adecuado proceso de optimización.

Consideremos el programa lineal de la forma:

Minimizar $f(x) = a^T x$, sujeto a la restricción

$$g(x) = Dx - b = 0, \text{ donde } x \in R^m, D_{n \times m}, b \in R^n, x \geq 0$$

Además consideremos el programa cuadrático de la forma:

$$\text{Minimizar } f_q(x) = \frac{1}{2} x^T A x + a^T x$$

$$\text{Sujeto a } g(x) = Dx - b = 0$$

$$\text{Además } x \geq 0$$

Donde A es una matriz de orden m simétrica y positiva.

Definimos el problema dual lineal y cuadrático como sigue:

$$\text{Maximizar } \hat{f}(y) = b^T y$$

$$\text{Sujeto a } \hat{g}(y) = D^T y - a \leq 0, y \in R^n$$

y

$$\text{Maximizar } \hat{f}_q(y) = b^T y - \frac{1}{2} x^T A x$$

$$\text{Sujeto a } \hat{g}(y) = D^T y - Ax - a \leq 0$$

Los puntos a tomar en cuenta son dados por $z(x,y) \in G = \{(x,y)/x \geq 0\}$



S e y son soluciones óptimas para los problemas lineal primal y dual si un punto (x,y) satisface las siguientes restricciones:

$$Dx = b$$

$$D^T y - a \leq 0$$

$$X^T (D^T y - a) = 0 \dots (a)$$

De similar forma para el problema cuadrático primal y dual x e y son soluciones óptimas si y sólo si x e y satisfacen las siguientes restricciones:

$$Dx = b$$

$$D^T y - Ax - a < 0$$

$$x^T (D^T y - Ax - a) = 0$$

Para resolver el problema lineal y cuadrático en las ecuaciones anteriores necesitamos resolver las ecuaciones.

Definimos el vector $x^+ = [x_1^+, x_2^+, x_3^+, \dots, x_m^+]$

Donde $x_i^+ = \max \{0, x_i\}$

Antes de continuar veamos algunos antecedentes de las redes neuronales en la optimización.

a) El modelo de Hopfield y Tank

La primera estructura de red neuronal para resolver problemas de optimización lineal fue propuesta por Hopfield y Tank.

Este modelo puede ser descrito en forma simplificada como:

$$x' = C^{-1} \{-\nabla f(x) - \nabla g(x)g^+(x) - \frac{1}{R} R^{-1} x\} S_0$$

donde C es una matriz diagonal n x n causada por la autocapacitancia de cada neurona. R es una matriz diagonal n x n con



$$\frac{1}{R_{ii}} = \sum_{j=1}^m -D_{ji} + \frac{1}{\rho_i}, \quad \text{donde: } \frac{1}{\rho_i} \text{ es la autoconductancia de cada neurona.}$$

La función de energía está dada por:

$$E_1(x) = f(x) + \sum_{j=1}^m (g_j^+(x))^2 + \sum_{i=1}^n \frac{x_i^2}{2sR_i}$$

Tomando la derivada de $E_1(x)$ respecto al tiempo, tenemos:

$$\frac{dE}{dt} = \sum_{i=1}^n \frac{\partial E}{\partial x_i} \frac{dx_i}{dt} = (-Cx')^T x' = -x'^T Cx' \leq 0, \quad \forall t$$

La igualdad sólo se da en los puntos de equilibrio donde C es una matriz diagonal positiva. Notar que ∇f y ∇g son vectores constantes para la programación lineal y $g^+(x)$ actúa como un vector. Reemplazando $g^+(x)$ por un vector λ y tomando C como la matriz identidad, entonces el punto de minimización de x de E_1 ocurre cuando:

$$-\nabla f(\bar{x}) - \nabla g(\bar{x})\lambda - \frac{1}{s} R^{-1} \bar{x} = 0 \quad \dots(1)$$

Ninguno de los sistemas descritos por x' tiene un equilibrio o, si lo tiene, el equilibrio no puede ser una solución lineal.

Supongamos que s es suficientemente grande como sugiere Holpfield y Tank. Entonces los términos de la ecuación de x' y la última pueden ser descartadas.

Dado que $\lambda_j (= g_j^+)$ tiene por requisito el ser positivo para varios j, el equilibrio de x' estará ubicado en la zona no factible del programa lineal. Dependiendo de un programa particular, el equilibrio puede estar algo lejos del real punto del programa lineal, el cuál está ubicado, por lo general, en una esquina de la zona factible. Este inconveniente hace al modelo no confiable para la resolución del problema no lineal, sin embargo, el modelo ofrece una ventaja significativa en su implementación.

**b) El modelo de Kennedy y Chua**

El modelo desarrollado por Kennedy y Chua usa integradores como componentes básicos. Esta modificación requiere hardware especial para formar el integrador en una implementación análoga, pero este es superior al modelo de Holpfield y Tank en las llamadas autoconductancias.

El modelo Kennedy y Chua puede ser descrito por:

$$x' = C^{-1} \{ \nabla f(x) - s \nabla g(x) g^+(x) \}$$

donde C y s son definidas de manera similar que en el modelo de Holpfield y Tank. En este caso C es normalmente tomada como la matriz identidad. Este modelo está siendo usado para resolver los modelos lineales y cuadráticos de programación lineal. La función energía está dada por:

$$E_2(x) = f(x) + \frac{s}{2} \sum_{j=1}^m (g_j^+(x))^2$$

Kennedy y Chua mostraron que $E_2(x)$ es una función del tipo Lyapunov para el sistema de ecuaciones dadas por x' . Esto asegura que el sistema converja a un punto de equilibrio estable sin oscilación. Su análisis de red está basado en principio sobre un circuito no lineal derivado de:

$$-\nabla f(\bar{x}) - \nabla g(\bar{x}) \lambda - \frac{1}{s} R^{-1} \bar{x} = 0$$

Comparando

$$L(s, x) = f(x) + \frac{s}{2} \sum_{i=1}^{r+2m} (g_i^+(x))^2$$

con

$$E_2(x) = f(x) + \frac{s}{2} \sum_{j=1}^m (g_j^+(x))^2$$



nos indica que el modelo de Kennedy y Chua cumple el método de función de penalidad para un parámetro con penalidad fijada previamente. Pero, a pesar de ello, el modelo ha justificado que el requerimiento de asumir la función de penalidad, permanece. También, las relaciones entre el punto de equilibrio de la red y la minimización real al programa original debe ser clarificado, desde que podría éste tener más de un punto de equilibrio con respecto a otro óptimo, a menos que la monotonía sea asumida.

c) **El modelo de Rodríguez-Vázquez**

La función energía de las dos redes anteriores son variantes del método de función de penalidad ya que ellos son formados agregando funciones de costo con términos de penalidad. Los términos de penalidad son derivados de tomar las magnitudes de las restricciones que no se cumplen elevadas al cuadrado.

Acorde al teorema de función penalidad, la verdadera minimización puede solamente ser obtenida cuando el parámetro s es infinito, lo cual es imposible de lograr en la práctica. Para hacer frente a esta dificultad, Rodríguez Vázquez propuso un modelo de red el cual está formado por dos subsistemas mutuamente excluyentes, y que los dos contribuirán al mismo tiempo en alcanzar el objetivo.

Siendo μ_x el índice de factibilidad de x , por ejemplo $\mu_x=1$, si $x \in K_o$, en otro caso, $\mu_x=0$.

Este modelo puede ser expresado como:

$$x' = -\mu_x \nabla f(x) - s \nabla g(x) g^+(x)$$

y la respectiva función energía está dada por:

$$E_3(x) = \mu_x f(x) + \frac{s}{2} \sum_{j=1}^m (g_j^+(x))^2$$



La trayectoria del sistema se mueve a través de $-\nabla f(x)$, si $\mu_x = 1$, en otro caso se mueve acorde al gradiente negativo de las restricciones ubicadas en zonas no factibles.

El esfuerzo combinado de estos dos sistemas mutuamente excluyentes fuerza a la trayectoria a moverse a través de la zona factible.

Pero un nuevo problema toma importancia:

Considerando:

$$\nabla f(\bar{x}) + \sum_{i=1}^r \lambda_i \nabla g_i(\bar{x}) - \sum_{j=1}^m \mu_j \nabla h_j(\bar{x}) = 0$$

no se tendría un punto de equilibrio da saltos repetitivos en un vecindario del punto a minimizar, sin embargo, puede este ser muy pequeño.

Los autores, sin embargo, han sugerido que el sistema puede ser visto como estable si la variación de la solución es definida.

Ellos también sugieren otro modelo con los siguientes sistemas de ecuaciones y de energía:

$$x' = -\mu_x \nabla f(x) - s \nabla g(x)(1 - \mu_x)$$

$$E_3(x) = \mu_x f(x) + s \sum_{j=1}^m g_j^+(x)$$

Consideremos la programación no lineal de la forma

Minimizar $f(x)$

Sujeto a $g(x) = [g_1(x), g_2(x), g_3(x), \dots, g_m(x)]^T \leq 0$

Asumiendo que $\nabla f(x), \nabla g(x)$ son gradientes de $f(x), g(x)$, respectivamente.

El modelo de Holpfield y Tank puede ser descrito en forma simplificada como:



$$x' = C^{-1} \{-\nabla f(x) - \nabla g(x)g^+(x) - \frac{1}{s} R^{-1}x\}s$$

donde $C_{n \times n}$, debido a que cada neurona y R es una matriz diagonal de orden n y sus elementos están definidos por la siguiente fórmula:

$$r_{ii} = \frac{1}{\rho_i + \sum_{j=1}^m - (d_{ji})}, \quad \text{siendo } \frac{1}{\rho_i} \text{ la autoconductancia de cada neurona.}$$

La función energía está formada por:

$$E_1(x) = f(x) + \sum_{j=1}^m [g_j^+(x)]^2 + \sum_{i=1}^n \frac{x_i^2}{2sr_{ii}}$$

Tomando en cuenta la función de Kennedy y Chua puede ser descrita por:

$$x' = C^{-1}[-\nabla f(x) - \nabla g(x)g^+(x)]$$

donde C y s tienen similar definición que la anterior función.

La función energía está dada por:

$$E_2(x) = f(x) + \frac{s}{2} \sum_{j=1}^m [g_j^+(x)]^2$$

Kennedy y Chua demostraron que el sistema convergerá a un punto estable de equilibrio sin oscilación usando la teoría de circuitos no lineales. Las funciones de energía de estas dos redes son variantes del método de la función de penalidad desde que ellos son formados por agregar la función costo con términos de penalidad.

Los términos de penalidad son derivados por tomar la magnitud de las restricciones no cumplidas de un parámetro de penalidad.



En cuanto al parámetro s , no sólo es difícil lograr con un tiempo de procesamiento adecuado, pero también la matriz Hessiana de energía es condicionada cuando el parámetro de penalidad, s , es muy largo. Finalmente, el modelo propuesto por Rodríguez-Vázquez es de la forma:

$$x' = -\mu_x \nabla f(x) - s \nabla g(x) g^+(x)$$

donde $\mu_x = 1$, si $g(x) < 0$. En otro caso $\mu_x = 0$

La correspondiente función energía es:

$$E_3(x) = -\mu_x f(x) + \frac{s}{2} \sum_{j=1}^m [g_j^+(x)]^2$$

La trayectoria del sistema se mueve a través de $-\nabla J(x)$ si $\mu_x = 1$, en otro caso, si éste se dirige en la dirección del gradiente negativo de las restricciones no cumplidas. En este caso, el sistema no convergerá a un punto de equilibrio estable.

Para la programación lineal nosotros consideramos que:

$$\frac{dx}{dt} = -[D^T (Dx - b) - \beta (D^T y - a)]$$

$$\frac{dy}{dt} = -\beta [(D(x + D^T y - a))^+ - b]$$

donde:

$$\beta = \|(x + D^T y - a)^+ - x\|^2$$

Para el problema cuadrático, tenemos:

$$\frac{dx}{dt} = -\{D^T (Dx - b) + \gamma (-D^T y + Ax + a) + \gamma A [x - (x + D^T y - Ax - a)^+]\}$$



$$\frac{dy}{dt} = -\gamma \{Dx - b + D[(x + D^T y - Ax - a)^+ - x]\}$$

donde:

$$\gamma = \|(x + D^T y - Ax - a)^+ - x\|^2$$

La siguiente red neuronal siempre converge globalmente a la solución de programación lineal y cuadrática.

Definición 1: Si x^* e y^* son soluciones óptimas al problema de programación lineal primal y dual, respectivamente; y

$$(x^*)_{i_0} > 0$$

$$(y^*)_{i_0} > 0$$

y tomando en cuenta que $1 \leq i_0 \leq m$ (m : número de restricciones)

entonces:

$$(D^T y^* - a)_{i_0} = 0$$

Además, si x^* e y^* son soluciones óptimas al problema de programación cuadrático primal y dual, y

$$(x^*)_{i_0} > 0 \quad (1 \leq i_0 \leq m)$$

entonces:

$$(D^T y^* - Ax^* - a)_{i_0} = 0$$

Tomando a x^* e y^* como soluciones óptimas al programa lineal y cuadrático, respectivamente. Entonces de (a)

$$Dx = b$$

$$D^T y - a < 0$$



$$X^T (D^T y - a) = 0$$

nosotros tenemos:

$$D^T y^* - a \leq 0, y$$

$$(x^*)^T (D^T y^* - a) = 0$$

Conociendo que $(x^*)_i > 0$

$$\text{Entonces } (D^T y^* - a)_i = 0$$

Definición 2: Tomando

$$\Phi(z) = \|Dx - b\|^2 + \beta[(x + D^T y - a)^+ - x]^T (D^T y - a)$$

$$z = (x, y) \in G \subset \mathbb{R}^2$$

$$\Psi(z) = \|Dx - b\|^2 + \gamma[(x + D^T y - Ax - a)^+ - x]^T (D^T y - Ax - a)$$

entonces

$z = (x, y)$ cumplen $\Phi(z) = 0$, si y sólo si x e y son soluciones óptimas al programa lineal primal y dual, respectivamente, y

$z = (x, y)$ cumplen $\Psi(z) = 0$, si y sólo si x e y son soluciones óptimas al programa cuadrático primal y dual, respectivamente.

Tomando $z \in G$. Entonces $x \geq 0$. Se cumple $\Psi(z) = 0$, si y sólo si

$$\begin{cases} Dx = b \\ [(x + D^T y - a)^+ - x]^T (D^T y - a) = 0 \end{cases}$$

o

$$\begin{cases} Dx = b \\ (x + D^T y - a)^+ - x = 0 \end{cases}$$



Se cumplirá $(x + D^T y - a)^+ - x = 0$, si y sólo si

$$D^T y - a \leq 0$$

$$x^T (D^T y - a) = 0$$

Esto se cumple si $\Psi(z) = 0$, si y sólo si (a) se cumple

Definición 3: Tomando

$$z = (x, y) \in G \subset \mathbb{R}^2$$

Si x^* e y^* son soluciones óptimas al programa lineal y cuadrático, respectivamente, tenemos:

$$(z - z^*)^T F(z) \geq \Phi(z)$$

donde $z^* = (x^*, y^*)$, y

$$F(z) = \begin{bmatrix} F_1(z) \\ F_2(z) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D^T (Dx - b) - \beta(D^T y - a) \\ \beta[D(x + D^T y - a)^+ - b] \end{bmatrix}$$

Si x^* e y^* son soluciones óptimas al problema cuadrático primal y dual, respectivamente, tenemos:

$$(z - z^*)^T F_q(x) \geq \Psi(z)$$

donde $z^* = (x^*, y^*)$ y la siguiente ecuación:



$$F_q(z) = \begin{bmatrix} F_{q_1}(z) \\ F_{q_2}(z) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma(-D^T y - Ax + a) + D^T(Dx - b) + \gamma A[x - (x + D^T y - Ax - a)^+] \\ \gamma\{Dx - b + D[(x + D^T y - Ax - a)^+ - x]\} \end{bmatrix}$$

Partiendo de :

$$Dx^* - b = 0$$

$$a^T x^* = b^T y^*$$

tenemos:

$$\begin{bmatrix} x - x^* \\ y - y^* \end{bmatrix}^T F(z) = (x - x^*)^T F_1(z) + (y - y^*)^T F_2(z)$$

$$= x^T (a - D^T y^*) \beta + \|Dx - b\|^2 + [(x + D^T y - a)^+]^T (a - D^T y^*) \\ + [(x + D^T y - a)^+]^T (D^T y - a) \beta + x^T (D^T y^* - a) \beta$$

$$= \Phi(z) + \beta [(x + D^T y - a)^+]^T (a - D^T y^*)$$

y con:

$$a - D^T y^* \geq 0$$

$$[(x + D^T y - a)^+]^T (a - D^T y^*) \geq 0$$

$$(z - z^*)^T F(z) \geq \Phi(z)$$



Tomando en cuenta que:

$$Dx^* = b \quad \text{y}$$

$$\frac{1}{2}(x^*)^T Ax^* + a^T x^* = b^T y^* - \frac{1}{2}(x^*)^T Ax^*$$

obtenemos:

$$\begin{bmatrix} x - x^* \\ y - y^* \end{bmatrix} F_q(z) = \Psi(z) + \gamma(x - x^*)^T A(x - x^*)$$

$$+ \gamma(a + Ax^* - D^T y^*)^T [(x + D^T y - Ax - a)^+] \geq \Psi(z)$$

y cumpliendo con:

$$D^T y^* - a - Ax^* \leq 0$$

$$(x - x^*)^T A(x - x^*) \geq 0$$

Tomando en cuenta $\frac{dx}{dt}$ y $\frac{dy}{dt}$ para el programa lineal y cuadrático, tenemos un equilibrio con respecto a la función que minimiza el programa primal y dual.

Teniendo los puntos $S_1 = \{z \in G\}$, donde z es un punto de equilibrio del programa lineal, y $S_2 = \{z^* = (x^*, y^*) \in G\}$, donde x^* e y^* son soluciones óptimas del programa lineal y cuadrático, respectivamente. Entonces:

$$S_1 = S_2$$

Si tomamos un punto $z \in S_1$, entonces:



$$F_1(z) = 0 \text{ y } F_2(z) = 0$$

Si $z \in Z_2$, de las ecuaciones anteriores sabemos que $\Phi(z) > 0$. De esta manera, nosotros tenemos que:

$$(z - z^*)^T \begin{bmatrix} F_1(z) \\ F_2(z) \end{bmatrix} \geq \Phi(z) > 0$$

Entonces, $F_1(z) \neq 0$ o $F_2(z) \neq 0$, es una contradicción. Así, $z \in S_2$ o $S_1 \subset S_2$. De la manera inversa, tomemos un $z \in S_2$, entonces $Dx = b$, y

$$[(x + D^T y - a)^+ - x]^T (D^T y - a) = 0$$

De la definición 1, tenemos:

$$(x + D^T y - a)^+ - x = 0$$

o $F_2(z) = 0$. Partiendo de que:

$$\beta = \|x - (x + D^T y - a)^+\|^2 = 0$$

$$Dx = b, y$$

$$F_1(z) = D^T (Dx - b) - \beta (D^T y - a),$$

$F_1(z) = 0$. Por lo tanto: $z \in S_1$, $S_2 \subset S_1$, denotando que $S_1 = S_2$

Tomando que $S_1 = \{z = (x, y) \in G\}$, donde z es un punto de equilibrio de

$$S_2 = \{z^* = (x^*, y^*) \in G\}$$



donde x^* e y^* son soluciones óptimas del problema cuadrático primal y dual, respectivamente. Entonces $S_1 = S_2$

Usando ahora los resultados obtenidos líneas arriba podemos deducir lo siguiente. (Tomar que cuenta que los resultados son importantes, ya que aseguran la completa estabilidad de la red descrita para $\frac{dx}{dt}$ y $\frac{dy}{dt}$ para el programa lineal y cuadrático).

Tomemos $S_2 = \{z^* = (x^*, y^*) \in G\}$ y asumiendo que S_2 es un conjunto no vacío.

Entonces, para un punto inicial $z^0 \in G$, la trayectoria de $\frac{dx}{dt}$ y $\frac{dy}{dt}$ para el programa lineal convergerá a un punto de equilibrio estable de la red.

Tomando Z^0 como un punto arbitrario en G , y $z(t, t_0, z^0)$ como una solución en el punto inicial Z^0 . Así, por la definición 3, tenemos:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} \|z - z^*\|^2 \right) = \frac{d}{dz} \left(\frac{1}{2} \|z - z^*\|^2 \right) \cdot \frac{dz}{dt} = -(z - z^*)^T F(z) < 0$$

donde

$$z = z(t, t_0, z^0), z^* \in S_2$$

obteniendo, de esta manera, un conjunto solución:

$$\{z(t, t_0, z^0), t > t_0\} \subset \bar{G} = \{z \in R^{m+n} / \|z - z^*\| \leq \|z^0 - z^*\|, x \geq 0\}$$

donde \bar{G} es un conjunto cerrado siendo una frontera.

Considerando la función:

$$V(z) = \frac{1}{2} \|z - z^*\|^2, \bar{G} \text{ definido en el conjunto } R^{m+n}.$$



Porque: $\frac{dV(z)}{dt} \leq 0$.

Así, todas las trayectorias de $\frac{dx}{dt}$ y $\frac{dy}{dt}$ convergerán a un conjunto incluido en E:

$M \subset E$, los cuales son definidos como:

$$E = \{z / \frac{dV(z)}{dt} = 0, z \in \bar{G}\}$$

De las ecuaciones anteriores podemos concluir que E es un conjunto de puntos de equilibrio. El conjunto S_2 , y todas las trayectorias de $\frac{dx}{dt}$ y $\frac{dy}{dt}$ convergen a un punto que pertenece a S_2 , o $z(t, t_0, z^0)$ tal que $\hat{z} \in S_2$ con $t \rightarrow \infty$.

Teniendo S_2 como un conjunto no vacío, el punto inicial $Z^0 \in G$, la trayectoria de las derivadas del modelo cuadrático convergerán a un punto de equilibrio estable de la red.

Finalmente, el sistema es completamente estable a un punto de equilibrio $\hat{z} = (\hat{x}, \hat{y})$, donde \hat{x} e \hat{y} son soluciones óptimas al programa óptimo lineal y cuadrático, respectivamente.

La red neuronal queda definida como:

$$A = D^T D, \quad B = D^T b$$

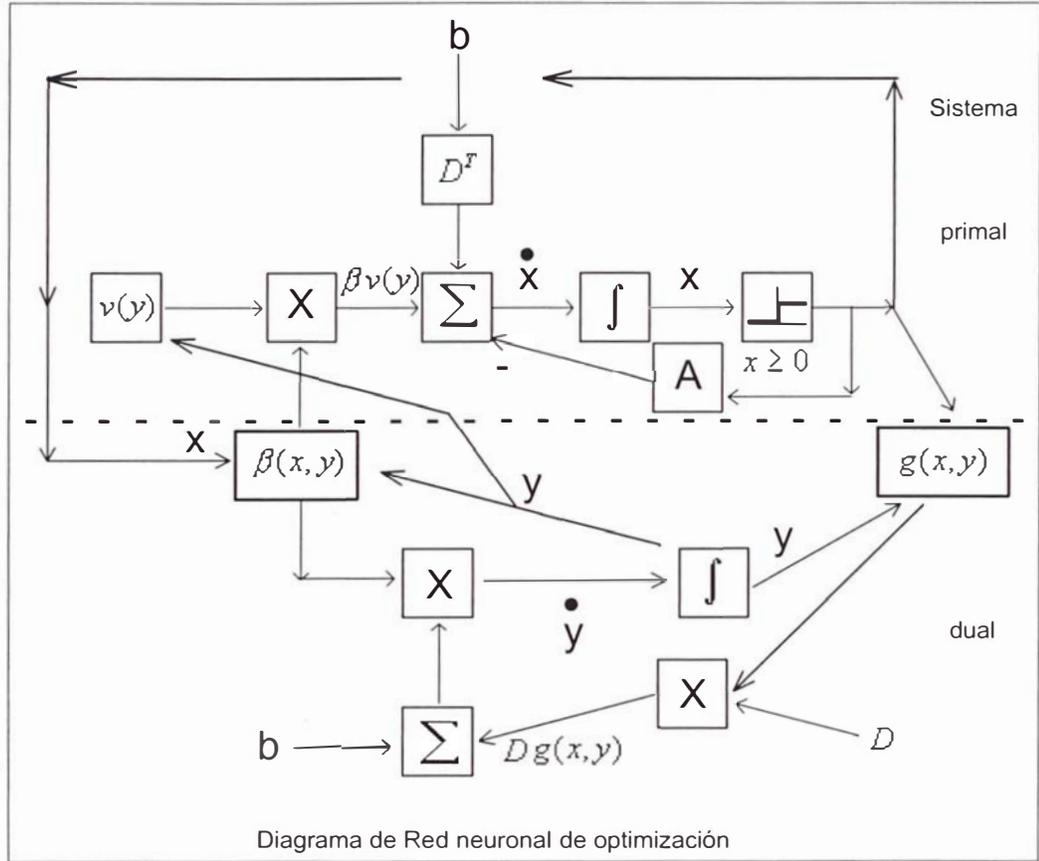
$$v(y) = (D^T y - a)$$

$$\beta(x, y) = \|(x + D^T y - a)^+ - x\|$$

$$g(x, y) = (x + D^T y - a)^+$$

Donde los pesos quedan definidos por $\beta(x, y)$.

Gráficamente, tenemos:





3.2.2.5. Modelamiento del problema

El presente sub-capítulo tiene por objetivo describir reglas generales para los diferentes equipos existentes en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. También consideraremos otras restricciones relevantes como los de la red en la distribución de energía eléctrica.

Es necesario distinguir las dos clasificaciones de equipos:

- a) Hidráulico: de regulación, de pasada.
- b) Térmico.

En términos sencillos, las unidades hidráulicas se clasifican en unidades de regulación, las cuales tienen la principal característica de tener un embalse, cuyo volumen es aprovechado en el corto plazo.

En esta clasificación tenemos también a las unidades hidráulicas de pasada, las cuales 'no' tienen un embalse asociado y aprovechan, por tanto, los caudales de pasada – energía mecánica - y la energía potencial para generar energía eléctrica. Tomar en cuenta que los caudales deben, según la topología de red hidráulica, ser optimizados aguas arriba.

En otra clasificación encontramos a las que generan energía del tipo térmico. En esta clasificación hallamos máquinas que usan como fuente de alimentación el gas, el carbón, el combustible como el Diesel residual, entre otras.

Las reglas generales son las siguientes:

a) Función objetivo

Minimizar

$$\sum_{p=1}^{UnPasada} \sum_{t=1}^{Periodos} (Upas_CV[p,t]*Upas_gen[p,t] + Upas_CArrq[p]*Upas_arranque[p,t]) +$$



$$\sum_{p=1}^{UnRegula} \sum_{t=1}^{Periodos} (Ureg_CV[p,t]*Ureg_gen[p,t] + Ureg_CArrq [p]*Ureg_arranque[p,t])+$$
$$\sum_{p=1}^{UnTer} \sum_{t=1}^{Periodos} (Uter_CV[p,t]*Uter_comb[p,t] + Uter_CArrq[p]*Uter_arranque[p,t])+$$
$$\sum_{p=1}^{UnRac} \sum_{t=1}^{Periodos} (URac_CV[p,t]*URac_gen[p,t])$$

Donde:

- [a,b]: Actividad de la unidad a, en el tiempo b.
- Upas_CV: Costo variable de la unidad de pasada.
- Ureg_CV: Costo variable de la unidad de regulación.
- Uter CV: Costo variable de la unidad térmica.
- URac CV: Costo variable de la unidad de racionamiento. Teóricamente un valor muy grande(M).
-
- Upas_gen: Generación de la unidad de pasada.
- Ureg_gen: Generación de la unidad de regulación.
- Uter_comb: Combustible usado en la unidad térmica. Más adelante veremos la relación generación térmica y su gasto de combustible asociado.
- URac_gen: Generación de la unidad de racionamiento.
-
- Upas_Carrq: Costo de arranque de la unidad de pasada.
- Ureg_Carrq: Costo de arranque de la unidad de regulación.
- Uter_Carrq: Costo de arranque de la unidad térmica.
-
- Upas_arranque: Arranque de la unidad de pasada.
- Ureg_arranque: Arranque de la unidad de regulación.
- Uter_arranque: Arranque de la unidad térmica.

El objetivo del programa es minimizar el costo de operación para un horizonte de tiempo determinado, considerando las unidades hidráulicas y térmicas. Adicionalmente, para apoyar la convergencia puede agregarse una unidad de



racionamiento al sistema, que cubriría los déficits de energía eléctrica, cuyos costos deben ser muy altos para evitar su uso. Lo ideal es que cada barra del sistema tenga una unidad de racionamiento para evitar la infactibilidad. El costo de uso, en la realidad, es el costo del sistema, llamado costo marginal.

Considerar que el costo variable es una variable que cambia en el tiempo, esto porque se consideran diferentes precios según la energía que demande el sistema en periodos de mínima, media y máxima demanda.

b) Arranque de unidad

Para capturar los arranques de la unidad se deben hacer algunos artificios.

$$\forall_{p=1}^{\text{UnPasada}} \forall_{t=1}^{\text{Periodos}} \{ \text{Upas_gen}[p,t] \leq M * \text{Upas_opera}[p,t] \}$$

Si la unidad está generando energía quiere decir que está operando.

Nota: M es un número muy grande.

Las siguientes restricciones almacenan los arranques realizados

(T1: número de periodos)

$$\forall_{p=1}^{\text{UnPasada}} \forall_{t=2}^{t1} \{ M * \text{Upas_arranque}[p,t] > (\text{Upas_opera}[p,t] - \text{Upas_opera}[p, t - 1]) \}$$

$$\forall_{p=1}^{\text{UnPasada}} \forall_{t=1}^1 \{ M * \text{Upas_arranque}[p,t] > (\text{Upas_opera}[p,t] - \text{Upas_operaini}[p]) \}$$

Opera al inicio? (su finalidad es asegurar la continuidad de la operación)

$$\forall_{p=1}^{\text{UnPasada}} \forall_{t=1}^{t1} \{ M * \text{Upas_arranque}[p,t] \geq (\text{Upas_operafin}[p] - \text{Upas_opera}[p,t]) \}$$

Opera al Final? (ajuste del programa mayor optimizado a uno de menor horizonte de tiempo)

Es importante denotar que el programa a corto plazo cumpla con las condiciones de frontera que abarca el problema, por ello es importante conocer si la unidad



está operando al inicio y si debe operar al final del periodo. Por ello, consideramos el arreglo que contiene una variable binaria, que vale 0 si no está operando y 1 si lo está haciendo.

Asimismo, la variable arranque es binaria (0: no arranque, 1: arranque).

De manera análoga se elaboran las restricciones para el caso de la unidad hidráulica de regulación y la unidad térmica. Considerando las variables respectivas: $Ureg_operaini[p]$, $Ureg_operafin[p]$, $Uter_operaini[p]$, $Uter_operafin[p]$.

c) Operación inicial y Final

La operación inicial y final, según vimos en el desarrollo del punto anterior, es una variable binaria, que indica la operación o no de una unidad, sea hidráulica o térmica, en el horizonte de tiempo determinado.

La operación al inicio del periodo tiene por finalidad asegurar la continuidad de la operación.

La operación al final de la operación se utiliza para el ajuste del programa mayor optimizado a uno de menor horizonte de tiempo.

Ambas son variables binarias, las cuales asumen el valor de 0 en caso de no operación y 1 en caso de operar.

Ejemplo de inicialización de variable:

$Ureg_operaini[UnCRegula] = [0, 1, 0]$

$Ureg_operafin[UnCRegula] = [1, 1, 0]$

d) Rango de operación

Según apreciamos la curva de desempeño se asume como operativa en el rango "lineal", según vimos en un gráfico de este mismo sub-capítulo. Lugar geométrico donde la curva no lineal se confunde con la lineal.



$$\forall_{p=1}^{UnTer} \forall_{t=1}^{Periodos} \{ Uter_gen[p,t] \geq Uter_opera [p,t] * Uter_potmin[p] \\ Uter_gen[p,t] \leq Uter_opera [p,t] * Uter_potmax[p] \}$$

Donde:

Uter_gen: Generación de la Unidad térmica

Uter_opera: Operación de la Unidad térmica (0,1)

Uter_potmin: Potencia mínima de generación de la unidad térmica

Uter_potmax: Potencia máxima de generación de la unidad térmica

La unidad, en este caso térmica, debe ajustarse a los límites operativos en caso de estar operando.

El mismo caso se desarrolla para la unidad de pasada, de regulación, mas no para la de racionamiento debido a que ella nos servirá para cubrir el caso de la infactibilidad. Entonces, teóricamente la generación de la unidad de racionamiento es infinita.

e) Tiempo mínimo de operación

$$\forall_{p=1}^{UnTer} \forall_{t=1}^{Periodos} \{ \sum_{tp=1}^{Periodos} (Uter_opera[p,tp]) > Uter_tmin[p] * Uter_arranque [p,t] \}$$

Donde:

Uter_opera: Es una variable binaria. 0 indica no operación, 1 operación

Uter_tmin: Arreglo de variables que contienen el tiempo mínimo, en bloques, que el equipo debe funcionar para cubrir sus costos.

Uter_arranque: A partir del arranque del equipo, se considera el tiempo mínimo de utilización del recurso, por lo que:

Tp: Es el tiempo que cuenta a partir del tiempo t hasta (t+ Tiempo mínimo de operación -1 bloques de uso del recurso). Lo que es muy diferente



a decir que en el horizonte de tiempo se usará un ($t_{\min_operación}$) bloques el recurso.

Para compensar los costos fijos se utiliza un tiempo mínimo de operación. Esta regla general se puede ampliar a las unidades de pasada o de regulación en casos especiales, como en el caso de que se tuviera que hacer una operación adicional al normal hasta ahora no presentado, pero aplicable de acuerdo a estudios técnicos que respalden este tratamiento.

f) Costo variable

Son arreglos que tienen la capacidad de contener diferentes precios a lo largo del horizonte de tiempo planificado. Esto puede ser aprovechado para simular los costos variables para la mínima, media y máxima demanda del Sistema Eléctrico Nacional.

Esto es aplicable para las unidades hidráulicas y térmicas. No para las de racionamiento porque su costo se asume muy grande y su finalidad es de evitar la divergencia del caso en un horizonte de planeación determinado.

Normalmente, apreciaremos un costo variable igual para todas las unidades hidráulicas, que es el costo semanal del agua, y diferentes para el caso de las térmicas.

Ejemplo de inicialización:

```
Upas_CV[UnHid,Periodos] = [  
[0.08,0.08,0.08,...,0.95,0.95,...,2,2,0.08],  
[0.08,0.08,0.08,...,0.95,0.95,...,2,2,0.08]]
```

```
Ureg_CV[Unreg,Periodos] = [  
[0.08,0.08,0.08,...,0.95,0.95,...,2,2,0.08],  
[0.08,0.08,0.08,...,0.95,0.95,...,2,2,0.08]]
```



Uter_CV[Unreg,Periodos] = [
 [0.15,0.15,0.15,...,1.2,1.2,...,3.2,3.2,0.15],
 [0.15,0.15,0.15,...,1.2,1.2,...,3.2,3.2,0.15]]

URac_CV[Urac,Periodos] = [
 [M,M,M,M,M,M,M,M,M,M],
 [M,M,M,M,M,M,M,M,M,M]]

g) Conversión Unidad Térmica – Energía eléctrica

$$\forall_{p=1}^{UnTer} \forall_{t=1}^{Periodos} \{ Uter_comb[p,t] = Uter_A[p]^* Uter_gen[p,t] + Uter_B[p]^* Uter_opera[p,t] \}$$

Donde:

Uter A: Factor lineal

Uter B: Factor independiente

Uter comb: Combustible que usa la unidad térmica

Uter_gen: Generación eléctrica de la unidad térmica

Uter_opera: Variable binaria que indica la operación o no de la unidad térmica
 (0,1)

h) Conversión Unidad Hidráulica de pasada – Energía eléctrica

$$\forall_{p=1}^{UnPasada} \forall_{t=1}^{Periodos} \{ Upas_gen[p,t] = Upas_K[p]^* Upas_Q[p,t] \}$$

Donde:

Upas_gen: Generación eléctrica de la unidad de pasada

Upas_K: Constante de energía que varia de acuerdo a diversos factores como el turbinamiento, antigüedad del equipo, entre otros.

Upas_Q: Caudal de la unidad de pasada (m^3 / seg)



i) Conversión Unidad Hidráulica de Regulación – Energía eléctrica

$$\forall_{p=1}^{UnRegula} \forall_{t=1}^{t1-1} \{ Ureg_vol[p,t+1] = Ureg_vol[p,t] + Ureg_Ktiempo[p] * (Ureg_Q[p,t] - Ureg_gen[p,t]/Ureg_Kenerg[p] - Ureg_vert[p,t]) \}$$

Donde:

Ureg_vol: Volumen almacenado en la unidad de regulación

Ureg_Ktiempo: Constante K de tiempo de la unidad de regulación

Ureg_Q: Caudal de la unidad de regulación

Ureg_gen: Generación eléctrica de la unidad de generación

Ureg_Kenerg: Constante K de energía de la unidad de regulación

Ureg_vert: Vertimiento de la unidad de regulación

$$\forall_{p=1}^{UnRegula} \forall_{t=1} \{ Ureg_vol[p,t] = Ureg_volini[p] + Ureg_Ktiempo[p]*(Ureg_Q[p,t] - Ureg_gen[p,t]/Ureg_Kenerg[p] - Ureg_vert[p,t]) \}$$

La fórmula es similar a la previa con la diferencia que ésta es para el tiempo t=1, es decir, al inicio del proceso de planificación para la continuidad del problema.

Donde:

Ureg_volini: Volumen inicial de la unidad de regulación

$$\forall_{p=1}^{UnRegula} \{ Ureg_vol[p,t1] = Ureg_volfin[p] \}$$

Donde:

T1: Final del horizonte de tiempo

Ureg_volfin: Volumen final de la unidad de regulación.

Según esto se debe tener un plan a futuro, ya que un programa óptimo a corto plazo, sin considerar la restricción del volumen final a poseer, acabaría con las



reservas hidráulicas, por ser más baratas. Por ello, se debe tener un nivel adecuado al final del programa con un horizonte de tiempo determinado.

j) Restricción de red

$$\forall_{p=1}^{\text{red barras}} \forall_{r=1}^{\text{red barras}} \left\{ \sum_{q=1}^{\text{red barras}} (\text{red_suscept}[p,q] * (\text{red_ang}[q,r] - \text{red_ang}[p,r])) + \text{Uter_gen}[p,r] \geq \text{red_dem}[p,r] \right\}$$

Donde:

Red barras: Barras de la red del sistema en estudio

Red_suscept: Susceptancia de la línea. Relaciona a dos o más elementos de red y son parámetros del equipo.

Red_ang: Ángulo de inclinación entre la barra de referencia y las demás. Actualmente la barra de referencia es la de San Juan, la que por convención tiene una inclinación de 0°.

Red dem: Demanda asociada a la barra de generación.

La suma de generaciones energéticas al menos cubre la demanda. Teóricamente deben ser iguales. Las centrales que hacen la regulación primaria cumplen la función de compensar las diferencias. Además, el programa óptimo no considera excesos en los gastos, por lo que veremos que tenderán a ser iguales en el tiempo. Esta restricción se asume para evitar la divergencia del sistema.

Más adelante, en el capítulo de coordinación, veremos porque no es aconsejable tener una generación mayor a la demandada.

Esta fórmula es extensible a todas las unidades de generación.

$$\forall_{p=1}^{\text{red_barras}} \forall_{q=1}^{\text{red_barras}} \forall_{r=1}^{\text{red_barras}} \left\{ -1 * \text{Red_potlin}[p,q] \leq \text{Red_suscept}[p,q] * (\text{red_ang}[p,r] - \text{red_ang}[q,r]) \leq 1 * \text{Red_potlin}[p,q] \right\}$$



Donde:

Red_potlin: potencia de línea de la red

$$\forall_{p=1}^{\text{red_barras}} \forall_{r=1}^t \{ -1 \cdot \text{Pi} \leq \text{Red_ang}[p,r] \leq +1 \cdot \text{Pi} \}$$

Donde:

Pi: constante aproximada a 3.141592654

Tomar en cuenta que la matriz de potencia de línea es simétrica y los elementos de la diagonal principal son todos ceros. No existe línea que inicie en una barra y termine en la misma.

Además, la configuración varía cuando hay mantenimientos y/o indisponibilidad de ciertas unidades como líneas o equipos de generación.

k) Reserva Rotante

La reserva rotante es la energía que debe estar disponible ante cualquier cambio en la demanda y/o falla operativa, y tiene por objetivo reducir la probabilidad de que un centro poblado pierda el servicio de energía eléctrica, ante el evento mencionado.

La fórmula es aplicable a las unidades hidráulicas:

$$\sum_{p=1}^{\text{UnRegula}} \sum_{t=1}^{\text{Periodos}} (\text{Ureg_potmax}[p] - \text{Ureg_gen}[p,t] > \text{Red_rrotte}[p,t])$$

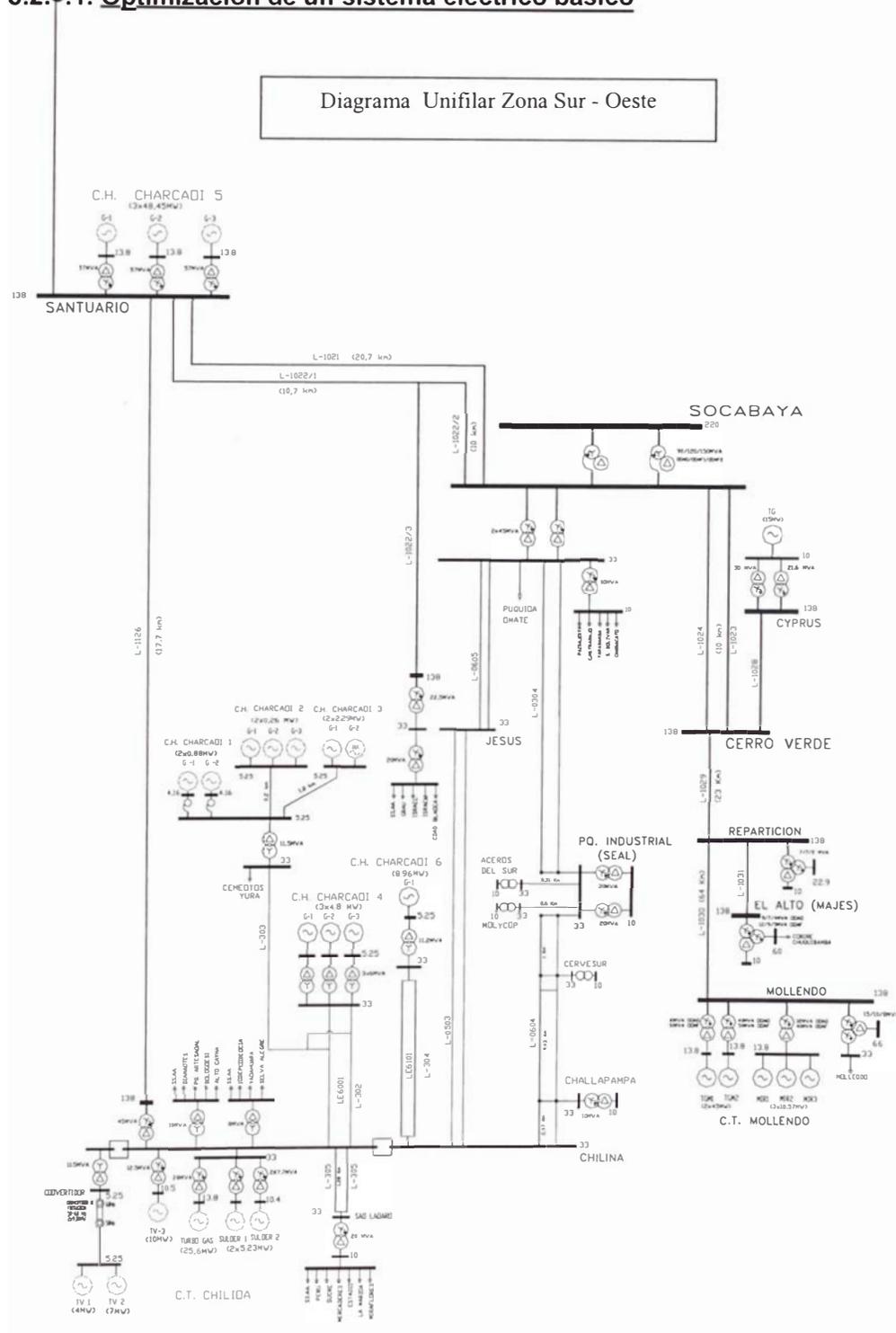
Donde: Red_rrotte: Reserva Rotante

Se puede configurar, diferentes niveles de reserva rotante para diferentes horas del día. Normalmente es constante, pero esta fórmula hace que sea más generalizable y aplicable en casos críticos en que se puede encontrar el sistema eléctrico interconectado Nacional.



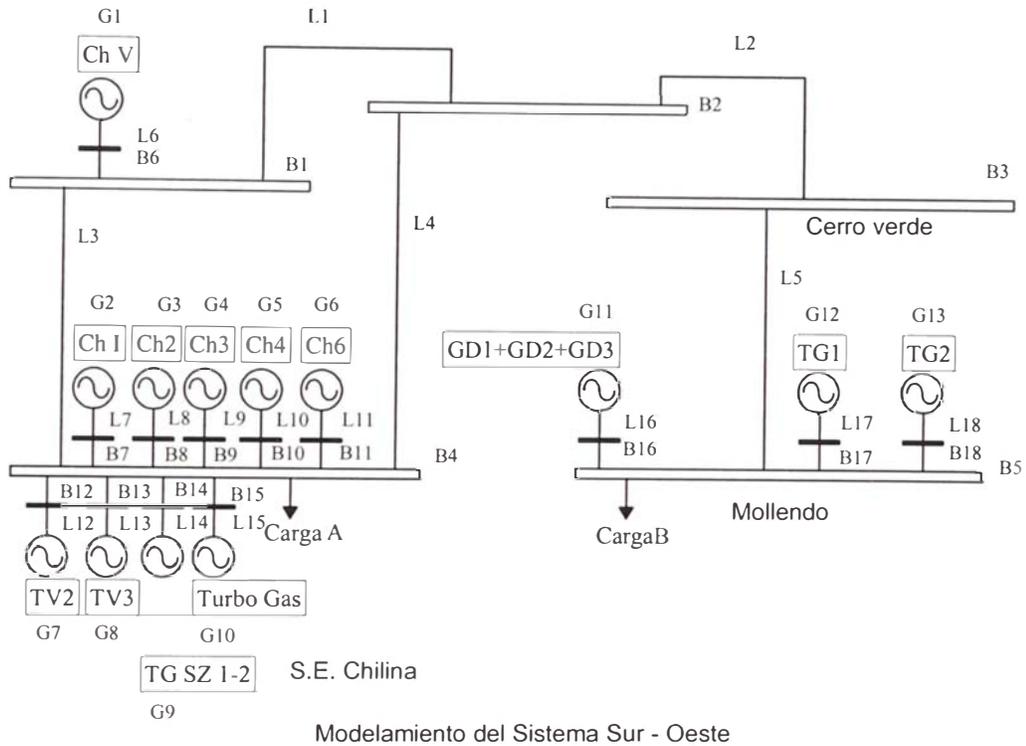
3.2.3. Ejecución

3.2.3.1. Optimización de un sistema eléctrico básico





El esquema simplificado es el siguiente:



Día de estudio: 01-Enero – 2003

Tipo de Distribución: horaria

Es importante contar con los valores expresados en p.u.(por unidad)
La base es de 100 MVA.

Las tablas de valores son los siguientes:

Para las unidades de pasada:

		Pot. Mínima	Pot. Máxima	CV	Costo Arranque	K
1	CHARCANI 1	0.002	0.0184	0.00856	0	0.0055
2	CHARCANI 2	0.003	0.006	0.00856	0	0.0055
3	CHARCANI 6	0.005	0.091	0.00856	0	0.0055

Para las unidades de regulación:

		Pot. Mínima	Pot. Máxima	CV	Costo Arranque
1	CHARCANI 3	0.006	0.042	0.00856	0
2	CHARCANI 5	0.15	1.4499	0.00856	0
3	CHARCANI 4	0.015	0.1551	0.00856	0



	K tiempo	K (m3/s/pu)	MC	MC
		K energia	Vol. Minimo	Vol. Máximo
1	3600	0.0455	20000000	85000000
2	3600	0.06	60000000	195000000
3	3600	0.0098	20000000	190000000

Para las unidades térmicas:

	Térmica	Pot. Mínima	Pot. Máxima	CV	Costo Arranque
1	TV-2	0.024	0.08	2.158	14359.33
2	TV-3	0.03	0.111	2.051	14359.33
3	TG-SZ1 + SZ2	0.045	0.053	1.365	2500
4	TURBOGAS	0.15	0.21	2.237	14359.33
5	GD1+GD2+GD3	0.2694	0.3204	1.485	2500
6	TG1	0.05	0.45	2.367	53.737
7	TG2	0.05	0.45	2.375	53.737

	A	B	Tiempo mínimo(horas)
1	11.2500	212.9	10
2	8.8100	229.9	10
3	5.4696	36.4	2
4	4.3700	690.1	4
5	2.9750	331.1	2
6	6.0200	860.2	2
7	6.2810	817.1	2

Los valores que acompañan a las restricciones son los siguientes:

La susceptancia, expresada en por p.u.(por unidad):

Barral	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	0	17.43	32.765	21.16	6.746	999												
2	17.429	0		36.08														
3	32.765		0															
4	21.164	36.08		0			999	999	999	999	999	999	999	999	999			
5	6.7464				0											999	999	999
6	999					0												
7				999			0											
8				999				0										
9				999					0									
10				999						0								
11				999							0							
12				999								0						
13				999									0					
14				999										0				
15				999											0			
16					999											0		
17					999												0	
18					999													0

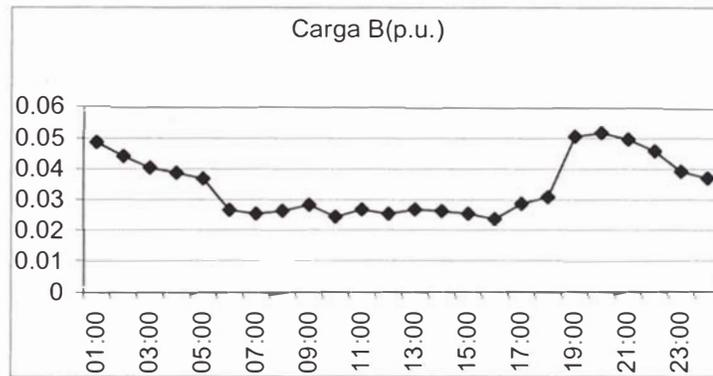
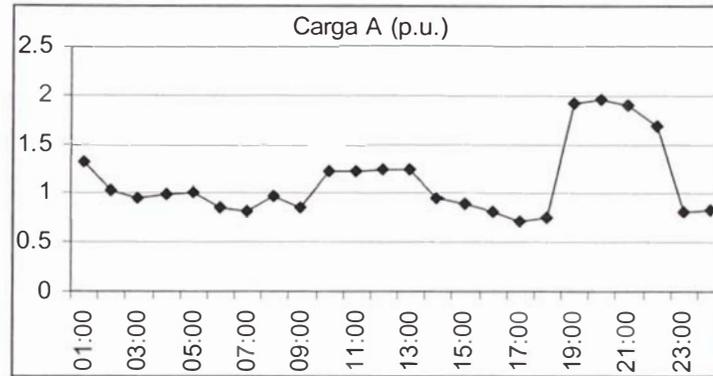


La distribución de cargas en p.u.(por unidad) es la siguiente:

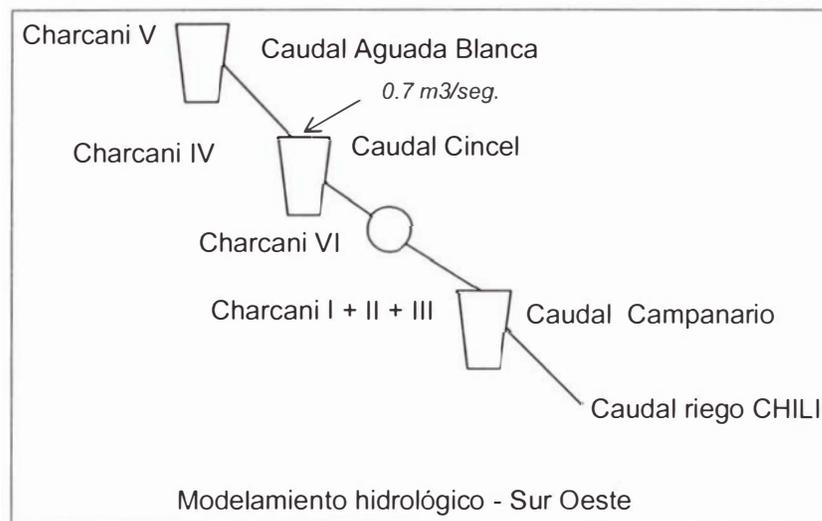
	Carga A	Carga B
01:00	1.32569421	0.048708
02:00	1.03074315	0.0441936
03:00	0.9465615	0.040392
04:00	0.98237465	0.0387288
05:00	1.01526716	0.036828
06:00	0.85690202	0.0266112
07:00	0.82140836	0.0254232
08:00	0.97807519	0.0263736
09:00	0.84684383	0.0282744
10:00	1.21789919	0.0244728
11:00	1.22562325	0.0268488
12:00	1.23217386	0.0254232
13:00	1.23831435	0.0268488
14:00	0.95624865	0.0263736
15:00	0.89888893	0.0254232
16:00	0.8043788	0.02376
17:00	0.71563846	0.0287496
18:00	0.75241318	0.030888
19:00	1.91140578	0.0506088
20:00	1.95174466	0.0517968
21:00	1.89257066	0.0496584
22:00	1.685373	0.0458568
23:00	0.80780795	0.039204
00:00	0.8297308	0.0370656



El perfil de cargas en forma gráfica:



El modelamiento hidrológico es el siguiente:





Las variables que pertenecen al modelo son las siguientes:

//Unidades Hidro-eléctricas de pasada (Upas)

int Upas_oper[UnPasada,Periodos] en 0..1 (operación)
int Upas_arranque[UnPasada,Periodos] en 0..1 (arranque)
float Upas_gen[UnPasada,Periodos] (generación)
float Upas_q[UnPasada,Periodos] (caudal)

//Unidades Hidro-eléctricas de regulación (Ureg)

int Ureg_oper[UnRegula,Periodos] en 0..1 (operación)
int Ureg_arranque[UnRegula,Periodos] en 0..1 (arranque)
float Ureg_gen[UnRegula,Periodos] (generación)
float Ureg_q[UnRegula,Periodos] (caudal)
float Ureg_vol[UnRegula,Periodos] (volumen)
float Ureg_vert[UnRegula,Periodos] (vertimiento)

//Unidades Termo-eléctricas (Uter)

int Uter_oper[UnTer,Periodos] en 0..1 (operación)
int Uter_arranque[UnTer,Periodos] en 0..1 (arranque)
float Uter_gen[UnTer,Periodos] (generación)
float Uter_comb[UnTer,Periodos] (combustible)

//Otras (Ured)

float Ured_gen[Red_barras,Periodos] (flujo)
float Ured_ang[Red_barras,Periodos] (ángulo de fase)

El número de variables está dado por:

$$(4*UnPasada + 6*UnRegula + 4*UnTer + 2*Red_barras)*Periodos$$
$$(4*3 + 6*3 + 4*7 + 2*18)*24=2256 \text{ variables por día con intervalos de una hora}$$

Si quisiéramos que el programa se ejecute para un horizonte de tiempo de una semana, tendríamos que multiplicarlo por 7, los cuales son los días que comprende la semana:

$$2256*7 = 15792 \text{ variables por semana por hora.}$$



y si deseamos que sea para periodos de media hora cada espacio de tiempo, tendríamos que multiplicarlo por 2:

Tendríamos: $15792 * 2 = 31584$ variables por semana con bloques de media hora.

La **función objetivo** es la siguiente:

Minimizar

$$\begin{aligned} & \sum_{p=1}^{UnPasada} \sum_{t=1}^{Periodos} (U_{pas_CV}[p,t] * U_{pas_gen}[p,t] + \\ & \qquad \qquad \qquad U_{pas_CArrq}[p] * U_{pas_arranque}[p,t]) + \\ & \sum_{p=1}^{UnRegula} \sum_{t=1}^{Periodos} (U_{reg_CV}[p,t] * U_{reg_gen}[p,t] + U_{reg_CArrq}[p] * U_{reg_arranque}[p,t]) + \\ & \sum_{p=1}^{UnTer} \sum_{t=1}^{Periodos} (U_{ter_CV}[p,t] * U_{ter_comb}[p,t] + U_{ter_CArrq}[p] * U_{ter_arranque}[p,t]) \end{aligned}$$

donde:

UnPasada: Unidad de pasada

UnRegula: Unidad de regulación

UnTer: Unidad térmica

U_{pas_CV}: Costo variable de la Unidad de pasada

U_{reg_CV}: Costo variable de la Unidad de regulación

U_{ter_CV}: Costo variable de la Unidad térmica (termo-eléctrica)

U_{pas_gen}: Generación de la Unidad de pasada.

U_{reg_gen}: Generación de la Unidad de regulación.

U_{ter_comb}: Combustible de la Unidad térmica

U_{pas_CArrq}: Costo de arranque de la unidad de pasada

U_{reg_CArrq}: Costo de arranque de la unidad de regulación

U_{ter_CArrq}: Costo de arranque de la unidad térmica

U_{pas_arranque}: arranque de la unidad de pasada

U_{reg_arranque}: arranque de la unidad de regulación

U_{ter_arranque}: arranque de la unidad térmica



Sujeto a las siguientes restricciones, aplicando las reglas generales vistas en el modelamiento del problema:

//si genera está operando...

//Restricción de unidades Hidro-eléctricas de pasada (UnPasada)

$$\begin{matrix} \text{UnPasada} & \text{Periodos} \\ \forall_{p=1} & \forall_{t=1} \end{matrix} \{ \text{Upas_gen}[p,t] \leq 9000 * \text{Upas_opera}[p,t] \}$$

donde:

Upas_opera: Unidad de pasada operando

//Restricción de unidades Hidro-eléctricas de regulación (UnRegula)

$$\begin{matrix} \text{UnRegula} & \text{Periodos} \\ \forall_{p=1} & \forall_{t=1} \end{matrix} \{ \text{Ureg_gen}[p,t] \leq 9000 * \text{Ureg_opera}[p,t] \}$$

donde:

Ureg_opera: Unidad de regulación operando

//Restricción de unidades Termo-eléctricas

$$\begin{matrix} \text{UnTer} & \text{Periodos} \\ \forall_{p=1} & \forall_{t=1} \end{matrix} \{ \text{Uter_gen}[p,t] \leq 9000 * \text{Uter_opera}[p,t] \}$$

donde:

Uter_opera: Unidad térmica operando

//almacena los arranques realizados

//Restricciones de unidades Hidro-eléctricas de pasada (UnPasada)

$$\begin{matrix} \text{UnPasada} & t1 \\ \forall_{p=1} & \forall_{t=2} \end{matrix} \{ 9000 * \text{Upas_arranque}[p,t] \geq (\text{Upas_opera}[p,t] - \text{Upas_opera}[p, t - 1]) \}$$

//opera al inicio?

$$\begin{matrix} \text{UnPasada} & 1 \\ \forall_{p=1} & \forall_{t=1} \end{matrix} \{ 9000 * \text{Upas_arranque}[p,t] > (\text{Upas_opera}[p,t] - \text{Upas_operaini}[p]) \}$$

//opera al final?

$$\begin{matrix} \text{UnPasada} \\ \forall_{p=1} \end{matrix} \{ 9000 * \text{Upas_arranque}[p,t1] > (\text{Upas_operafin}[p] - \text{Upas_opera}[p,t1]) \}$$

**//Restricciones de unidades Hidro-eléctricas de regulación**

$$\text{UnRegula } \forall_{p=1} \forall_{t=2} \{ 9000 * \text{Ureg_arranque}[p,t] > (\text{Ureg_opera}[p,t] - \text{Ureg_opera}[p, t - 1]) \}$$

//opera al inicio?

$$\text{UnRegula } \forall_{p=1} \forall_{t=1} \{ 9000 * \text{Ureg_arranque}[p,t] \geq (\text{Ureg_opera}[p,t] - \text{Ureg_operaini}[p]) \}$$

//opera al final?

$$\text{UnRegula } \forall_{p=1} \{ 9000 * \text{Ureg_arranque}[p,t1] > (\text{Ureg_operafin}[p] - \text{Ureg_opera}[p,t1]) \}$$

//Restricciones de unidades Termo-eléctricas

$$\text{UnTer } \forall_{p=1} \forall_{t=2} \{ 9000 * \text{Uter_arranque}[p,t] > (\text{Uter_opera}[p,t] - \text{Uter_opera}[p, t - 1]) \}$$

//opera al inicio?

$$\text{UnRegula } \forall_{p=1} \forall_{t=1} \{ 9000 * \text{Uter_arranque}[p,t] > (\text{Uter_opera}[p,t] - \text{Uter_operaini}[p]) \}$$

//opera al final?

$$\text{UnRegula } \forall_{p=1} \{ 9000 * \text{Uter_arranque}[p,t1] > (\text{Uter_operafin}[p] - \text{Uter_opera}[p,t1]) \}$$

//potencia mínima y máxima**//Restricción de unidades Hidro-eléctricas de pasada**

$$\text{UnPasada } \forall_{p=1} \forall_{t=1} \{ \text{Upas_gen}[p,t] > \text{Upas_opera}[p,t] * \text{Upas_potmin}[p] \\ \text{Upas_gen}[p,t] \leq \text{Upas_opera}[p,t] * \text{Upas_potmax}[p] \}$$

donde:

Upas_potmin: Potencia mínima de la Unidad de pasada

Upas_potmax: Potencia máxima de la Unidad de pasada



//Restricción de unidades Hidro-eléctricas de regulación

$$\forall_{p=1}^{UnRegula} \forall_{t=1}^{Periodos} \{ Ureg_gen[p,t] \geq Ureg_opera[p,t]*Ureg_potmin[p] \\ Ureg_gen[p,t] \leq Ureg_opera[p,t]*Ureg_potmax[p] \}$$

donde:

Ureg_potmin: Potencia mínima de la Unidad de regulación

Ureg_potmax: Potencia máxima de la Unidad de regulación

//Restricciones de unidades Termo-eléctricas

$$\forall_{p=1}^{UnTer} \forall_{t=1}^{Periodos} \{ Uter_gen[p,t] > Uter_opera[p,t]*Uter_potmin[p] \\ Uter_gen[p,t] < Uter_opera[p,t]*Uter_potmax[p] \}$$

donde:

Uter_potmin: Potencia mínima de la Unidad térmica

Uter_potmax: Potencia máxima de la Unidad térmica

//conversión de equipo a energía

//Restricción de unidades Hidro-eléctricas de pasada

$$\forall_{p=1}^{UnPasada} \forall_{t=1}^{Periodos} \{ Upas_gen[p,t] = Upas_K[p]*Upas_q[p,t] \}$$

donde:

Upas_K: constante de conversión de la unidad de pasada

Upas_q: caudal de la unidad de pasada

//Restricciones de unidades Hidro-eléctricas de regulación

$$\forall_{p=1}^{UnRegula} \forall_{t=1}^{t-1} \{ Ureg_vol[p,t+1] = Ureg_vol[p,t]+Ureg_Ktiempo[p] * \\ (Ureg_q[p,t] - Ureg_gen[p,t] / Ureg_Kenerg[p] - Ureg_vert[p,t]) \}$$

donde:

Ureg_vol: Volumen de la Unidad de regulación

Ureg_Ktiempo: constante de tiempo de la Unidad de regulación

Ureg_q: caudal de la Unidad de regulación

Ureg_gen: generación de la Unidad de regulación

Ureg_Kenerg: Constante de energía de la Unidad de regulación



Ureg_vert: vertimiento de la Unidad de regulación

$$\forall_{p=1}^{UnRegula} \forall_{t=1}^1 \{ Ureg_vol[p,t] = Ureg_volini[p] + Ureg_Ktiempo[p] * (Ureg_q[p,t] - Ureg_gen[p,t] / Ureg_Kenerg[p] - Ureg_vert[p,t]) \}$$

donde:

Ureg_vol: Volumen de la Unidad de regulación

Ureg_volini: Volumen inicial de la unidad de regulación

$$\forall_{p=1}^{UnRegula} \{ Ureg_volfin[p] = Ureg_vol[p,t1] \}$$

donde:

Ureg_volfin: Volumen final de la Unidad de regulación

Ureg_vol: Volumen de la Unidad de regulación

//Restricción de unidades Termo-eléctricas

$$\forall_{p=1}^{UnTer} \forall_{t=1}^{Periodos} \{ Uter_comb[p,t] = Uter_A[p]*Uter_gen[p,t] + Uter_B[p]*Uter_opera[p,t] \}$$

donde:

Uter_comb: Combustible de la Unidad térmica

Uter_A: factor A de la Unidad térmica

Uter_gen: Generación de la Unidad térmica

Uter_B: factor B de la Unidad térmica

Uter_opera: operación de la Unidad térmica

//tiempo mínimo de operación

//Restricción de unidades Termo-eléctricas (UnTer)

$$\forall_{p=1}^{UnTer} \forall_{t=1}^{Periodos} \left\{ \sum_{tp=1}^{Periodos} (Uter_opera[p,tp]) > Uter_tmin[p]*Uter_arranque[p,t] \right\}$$

donde:

Uter_tmin: tiempo mínimo de operación de la Unidad térmica



//reglas de red

//Restricción de demandas

$$\forall_{p=1}^{\text{Red_barras}} \forall_{r=1}^{\text{Periodos}} \left\{ \sum_{q=1}^{\text{Red_barras}} (\text{Red_susceptancia}[p,q] * (\text{Ured_ang}[q,r] - \text{Ured_ang}[p,r])) + \text{Ured_gen}[p,r] > \text{Red_demanda}[p,r] \right\}$$

donde:

Red_barras: Barras que conforman la red eléctrica

Red_susceptancia: susceptancia de red

Ured_ang: ángulo de fase de red(elemento)

Ured_gen: flujo de la Unidad de red

Red_demanda: Demanda de Red (por barra)

//Restricción de potencias de línea

$$\forall_{p=1}^{\text{Red_barras}} \forall_{q=1}^{\text{Red_barras}} \forall_{r=1}^{\text{Periodos}} \left\{ \text{Red_susceptancia}[p,q] * (\text{Ured_ang}[p,r] - \text{Ured_ang}[q,r]) < 1 * \text{Red_potlinea}[p,q] \right\}$$

donde:

Red_potlinea: flujo de línea de la Red

Red_susceptancia: Susceptancia de Red

Ured_ang: ángulo de fase de red

$$\forall_{p=1}^{\text{Red_barras}} \forall_{r=1}^{\text{Periodos}} \left\{ \text{if } (\text{Red_ang_referencia}[p]==1) \right. \\ \left. \text{Ured_ang}[p,r] = 0 \right. \\ \left. \text{else} \right. \\ \left. \text{Ured_ang}[p,r] <> 0 \right\}$$

//ángulos de -Pi a Pi(constante 3.141592654...)

$$\forall_{p=1}^{\text{Red_barras}} \forall_{r=1}^{\text{Periodos}} \left\{ -1 * \text{Pi} \leq \text{Ured_ang}[p,r] \leq +1 * \text{Pi} \right\}$$

**//Reglas particulares**

//regula CHARCANI 4... CAUDAL ADICIONAL: 0.7 m3/seg.

$$\forall_{p=3}^3 \forall_{t=1}^{t-1} \{ \text{Ureg_vol}[p,t+1] = \text{Ureg_vol}[p,t] + \text{Ureg_Ktiempo}[p] * ((\text{Ureg_q}[p,t]+0.7) - \text{Ureg_gen}[p,t] / \text{Ureg_Kenerg}[p] - \text{Ureg_vert}[p,t]) \}$$

$$\forall_{p=3}^3 \forall_{t=1}^1 \{ \text{Ureg_vol}[p,t] = \text{Ureg_voleni}[p] + \text{Ureg_Ktiempo}[p] * ((\text{Ureg_q}[p,t]+0.7) - \text{Ureg_gen}[p,t] / \text{Ureg_Kenerg}[p] - \text{Ureg_vert}[p,t]) \}$$

//Asociando las unidades térmicas e hidráulicas a la red

//Unidades Hidro-eléctricas de pasada : CHARCANI 1,2,6

Periodos

$$\forall_{t=1} \{ \text{Ured_gen}[7,t] = \text{Upas_gen}[1,t] \text{ //CHARCANI 1}$$

$$\text{Ured_gen}[8,t] = \text{Upas_gen}[2,t] \text{ //CHARCANI 2}$$

$$\text{Ured_gen}[11,t] = \text{Upas_gen}[3,t] \text{ //CHARCANI 6 } \}$$

//Unidades Hidro-eléctricas de regulación : CHARCANI 3,4,5

Periodos

$$\forall_{t=1} \{ \text{Ured_gen}[9,t] = \text{Ureg_gen}[1,t] \text{ //CHARCANI 3}$$

$$\text{Ured_gen}[6,t] = \text{Ureg_gen}[2,t] \text{ //CHARCANI 5}$$

$$\text{Ured_gen}[10,t] = \text{Ureg_gen}[3,t] \text{ //CHARCANI 4 } \}$$

//Unidades Termo-eléctrica: TV1,TV2,TV3,TG SZ1,TG SZ2,MOLLENDO

Periodos

$$\forall_{t=1} \{ \text{Ured_gen}[12,t] = \text{Uter_gen}[1,t] \text{ //TV2}$$

$$\text{Ured_gen}[13,t] = \text{Uter_gen}[2,t] \text{ //TV3}$$

$$\text{Ured_gen}[14,t] = \text{Uter_gen}[3,t] \text{ //TG SZ1+TG SZ2}$$

$$\text{Ured_gen}[15,t] = \text{Uter_gen}[4,t] \text{ //Turbo Gas}$$

$$\text{Ured_gen}[16,t] = \text{Uter_gen}[5,t] \text{ //GD1+GD2+GD3}$$

$$\text{Ured_gen}[17,t] = \text{Uter_gen}[6,t] \text{ //TG1}$$

$$\text{Ured_gen}[18,t] = \text{Uter_gen}[7,t] \text{ //TG2 } \}$$



//el resto de barras no tiene generación, pero si flujo

Periodos

$$\forall_{t=1} \{ Ured_gen[1,t]=Uter_gen[1,t]$$

$$Ured_gen[2,t]=Uter_gen[2,t]$$

$$Ured_gen[3,t]=Uter_gen[3,t]$$

$$Ured_gen[4,t]=Uter_gen[4,t]$$

$$Ured_gen[5,t]=Uter_gen[5,t] \}$$

//Restricción de equilibrio hidráulico caudal entrada-salida

Periodos

$$\forall_{t=1} \{ //CHARCANI 1,2 al mismo caudal$$

$$Upas_q[1,t]=Campanario_q[t] //CHARCANI 1$$

$$Upas_q[2,t]=Campanario_q[t] //CHARCANI 2 \}$$

donde:

Upas_q: Caudal de la Unidad de pasada

Campanario_q: Caudal en Campanario(zona)

$$//Q: q(Ch5)(t)=q(Ch4)(t+1)=q(Ch6)(t+2)$$

t1-3

$$\forall_{t=1} \{ //unidades en cascada$$

$$Ureg_q[2,t]=Ureg_q[3,t+1]=Upas_q[3,t+2] \}$$

donde:

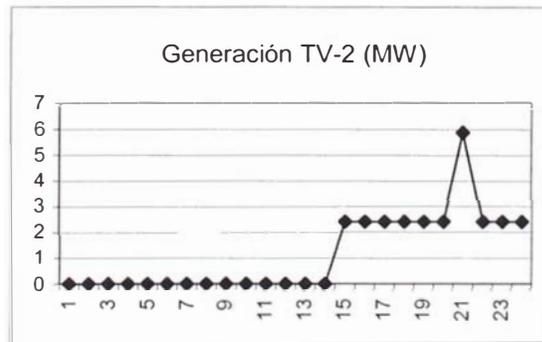
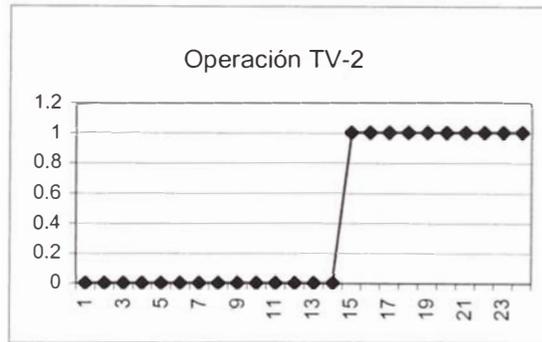
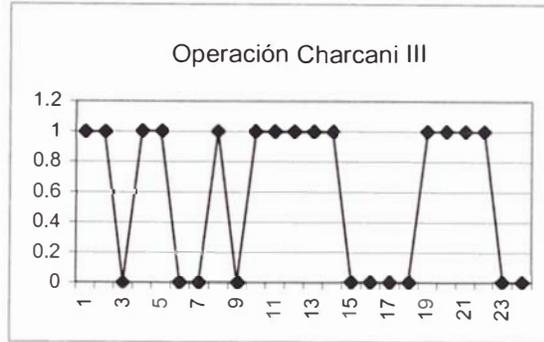
Ureg_q: Caudal de la Unidad de regulación

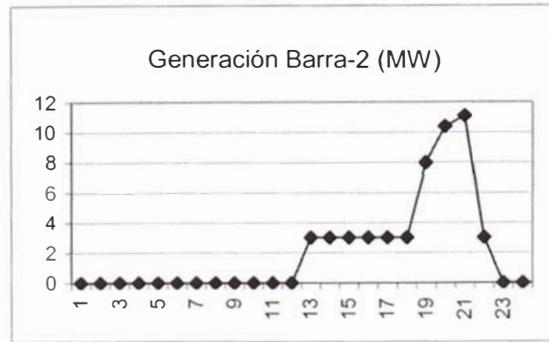
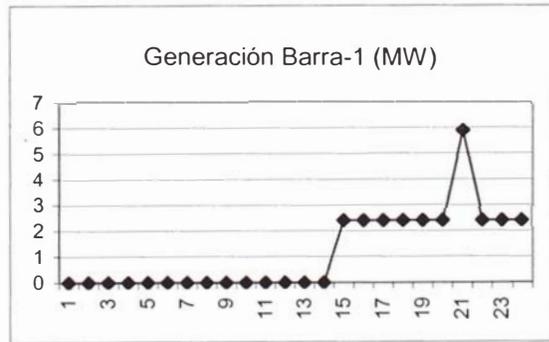
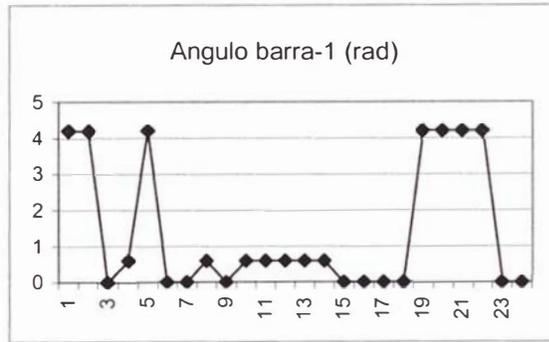
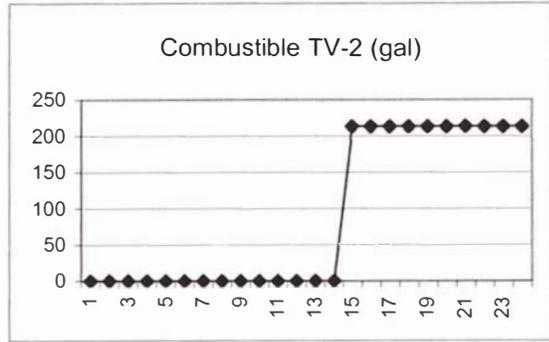
En los resultados obtenemos:

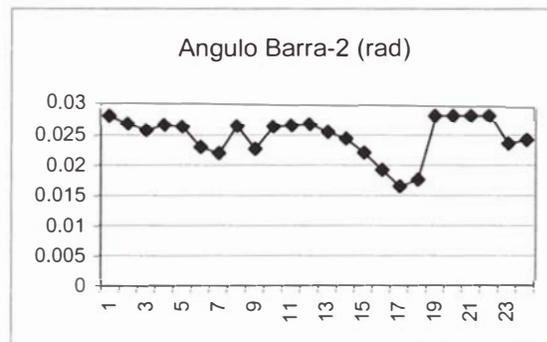
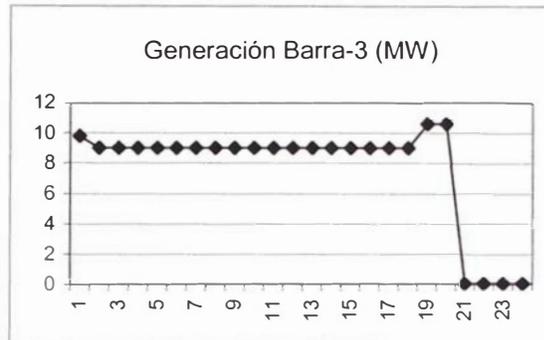
El costo óptimo de la operación asciende a 62094.0939 soles, equivalente a 17741.17 dólares americanos.



Algunas gráficas que describen el comportamiento del programa son los siguientes:









El gráfico anteriormente mostrado pertenece al unifilar que abarca todo el sistema eléctrico interconectado Nacional, pero en forma simplificada.

De similar forma que en el caso básico, son aplicables la reglas genéricas

En este diagrama se disponen de las siguientes características:

10 centrales hidráulicas de pasada.

09 centrales hidráulicas de regulación.

19 centrales de generación térmica.

94 barras.

106 líneas.

Día de estudio: 31-Mayo – 2002

Tipo de Distribución: horaria

Las unidades fueron convertidas a por unidad (p.u.).

Los cuadros cuyos valores forman parte de las restricciones, son los siguientes:

Para las centrales de pasada:

	Cod. Model	Cod. COES	Pot. Mínima	Pot. Máxima	CV	Costo Arranque	κ	Q
1	75	SICN-07	0.39	0.7506	0.00856	0	0.036614	20.5
2	67	SICN-31	0.24	0.6471	0.00856	0	0.036974	17.5
3	85	SICN-21	0.12	0.3017	0.00856	0	0.01631	18.5
4	41	SICN-62	1.2	2.6073	0.00856	0	0.033	75
5	57	SICN-37	0.0148	0.1228	0.00856	0	0.019853	50
6	38	SICN-36	0.0111	0.087	0.00856	0	0.014706	5.196
7	26	SICN-57	0.075	1.0492	0.00856	0	0.042372	24.764
8	53	SIS-03	0.015	0.349	0.00856	0	0.037935	4.6
9	7	SIS-11	0	0.0084	0.00856	0	0.0048	1.5
10	1	SIS-15	0.18	0.83	0.00856	0	0.03015	30



Para las centrales de regulación:

	Cod. Modelo	Cod. COES	Pot. Mínima	Pot. Máxima	CV	Costo Arranque	Ktiempo
1	90	SICN-49	1.2	2.52	0.00856	0	3600
2	74	SICN-30	1.26	2.45	0.00856	0	3600
3	23	SICN-18	0.116	0.2456	0.00856	0	3600
4	2	SICN-11	0.3	0.9536	0.00856	0	3600
5	39	SICN-27	0.04	0.4802	0.00856	0	3600
6	58	SICN-28	3.15	8.4153	0.00856	0	3600
7	29	SIS-22	0.15	1.4499	0.00856	0	3600
8	42	SIS-23	0.031	0.3125	0.00856	0	3600
9	10	SIS-05	0	1.162	0.00856	0	3600

Kenergía	Vol. Mínimo	Vol. Máximo	q
0.098936	20000	260000	21.9677
0.0525375	20000000	60000000	12.4
0.008504	200000000	578000000	44.8
0.041313	50000	200000	23
0.006763	15000000	25770000	71
0.0420765	4000000	7000000	100
0.056185	10000000	43000000	24.9
0.0046362	80000	275000	10.72
0.059421	80000	200000	19

Para las unidades térmicas:

	Cod. Modelo	Cod. COES	Pot. Mínima	Pot. Máxima	CV	C. Arranque
1	5	SIS-12	0	0.1562	19.28253	7
2	8	SIS-28	0.0912	0.168	2.715648	1
3	11	SICN-14	0.1334	0.2536	2.458914	1
4	12	SICN-42	0.089	0.285	4.827511	2
5	13	SICN-51	0.122	1.46716	41.80811	5126.613102
6	14	SICN-60	0.1	0.1844	1.749075	1
7	18	SIS-14	0.03	0.0555	2.655444	1
8	21	SICN-01	0.8	1.72	0.926391	314
9	30	SIS-19	0.02948	0.06015	5.61705	2
10	37	SIS-54	0.03	0.2188	3.616565	15.35352941
11	48	SICN-47	0.09	0.6613	10.58415	1446.613102



12	59	SIS-16	0.3694	1.2204	7.84529	3001
13	70	SIS-34	0.55	1.41	0.530174	52401.7476
14	71	SIS-06	0.006	0.01	2.790433	1
15	72	SIS-25	0.95	2.6079	15.98357	15309
16	78	SIS-27	0.192	0.2565	6.550678	4
17	83	SICN-55	2.5	5.4932	11.60092	18836.74333
18	88	SICN-50	1.2	2.231	9.622019	447.2301
19	94	SICN-29	0.27	0.6722	6.531747	15000

Las líneas y sus propiedades que conforman el sistema son las siguientes:

	Cod. COES	Cod. Salida	Cod. Llegada	Cod. Modelo Salida	Cod. Modelo Llegada	Susceptancia	Potencia p.u.
1	LNE-001	SICN-51	SICN-42	13	12	0.019271677	1.306634
2	LNE-002	SICN-42	SICN-14	12	11	0.009592935	1.4896
3	LNE-003	SICN-14	SICN-11	11	2	0.024588149	1.12014
4	LNE-004	SICN-14	SICN-17	11	22	0.022458493	1.4896
5	LNE-005	SICN-54	SICN-17	37	22	0.018194746	1.4896
6	LNE-006	SICN-15	SICN-54	47	37	0.031094528	2.9792
7	LNE-008	SICN-41	SICN-15	55	47	0.00941973	1.4896
8	LNE-009	SICN-41	SICN-20	55	66	0.035951825	1.4896
9	LNE-010	SICN-58	SICN-20	73	66	0.019256692	1.4896
10	LNE-011	SICN-55	SICN-58	83	73	0.112233446	1.4896
11	LNE-012	SICN-55	SICN-13	83	89	0.568636728	4.4688
12	LNE-015	SICN-13	SICN-49	89	90	0.481274292	4.4688
13	LNE-017	SICN-49	SICN-48	90	91	0.154526856	4.4688
14	LNE-019	SICN-48	SICN-02	91	87	0.404893134	4.48056
15	LNE-021	SICN-48	SICN-26	91	92	0.019006616	2.9792
16	LNE-023	SICN-26	SICN-25	92	93	0.036985557	1.3818
17	LNE-024	SICN-25	SICN-29	93	94	0.013166557	1.3818
18	LNE-025	SICN-43	SICN-48	68	91	0.035962472	2.9792
19	LNE-027	SICN-37	SICN-43	57	68	0.148580776	1.4896
20	LNE-028	SICN-37	SICN-06	57	79	0.056316302	2.9792
21	LNE-030	SICN-30	SICN-06	74	79	0.088711466	2.24028
22	LNE-031	SICN-06	SICN-46	79	84	0.05528784	3.62992
23	LNE-032	SICN-46	SICN-13	84	89	0.093953191	3.62992
24	LNE-033	SICN-06	SICN-13	79	89	0.036326306	3.62992
25	LNE-034	SICN-28	SICN-43	58	68	0.020398002	5.9584
26	LNE-036	SICN-28	SICN-26	58	92	0.007591871	1.4896
27	LNE-037	SICN-28	SICN-22	58	69	0.028161081	1.4896



28	LNE-038	SICN-22	SICN-26	69	92	0.010436953	1.4896
29	LNE-039	SICN-28	SICN-37	58	57	0.020401438	2.9792
30	LNE-041	SICN-28	SICN-24	58	56	0.025128785	1.4896
31	LNE-042	SICN-24	SICN-58	56	73	0.008183306	1.4896
32	LNE-043	SICN-37	SICN-34	57	50	0.090852346	2.24028
33	LNE-044	SICN-01	SICN-53	21	27	0.027027148	1.862
34	LNE-045	SICN-53	SICN-56	27	43	0.011400104	1.862
35	LNE-046	SICN-56	SICN-41	43	55	0.013629373	1.862
36	LNE-048	SICN-07	SICN-21	75	85	0.087558007	0.397194
37	LNE-049	SICN-21	SICN-32	85	80	0.288024406	0.397194
38	LNE-050	SICN-32	SICN-19	80	76	0.132118547	0.401702
39	LNE-051	SICN-07	SICN-19	75	76	0.053820386	0.3969
40	LNE-052	SICN-19	SICN-50	76	88	0.365945144	0.61152
41	LNE-054	SICN-50	SICN-44	88	86	0.659739402	1.22304
42	LNE-056	SICN-44	SICN-03	86	81	0.656017318	1.22304
43	LNE-058	SICN-03	SICN-47	81	77	0.510973671	0.49784
44	LNE-059	SICN-03	SICN-31	81	67	0.049168125	0.45864
45	LNE-060	SICN-47	SICN-31	77	67	0.051794149	0.45864
46	LNE-061	SICN-07	SICN-31	75	67	0.302810078	0.54996
47	LNE-062	SICN-31	SICN-50	67	88	0.110127672	0.55076
48	LNE-064	SICN-23	SICN-52	24	31	0.022220267	0.441
49	LNE-065	SICN-38	SICN-23	15	24	0.022833824	0.441
50	LNE-066	SICN-08	SICN-38	33	15	0.051559741	1.07751
51	LNE-067	SICN-08	SICN-12	33	40	0.038263983	1.07751
52	LNE-068	SICN-12	SICN-33	40	45	0.099964049	1.07751
53	LNE-069	SICN-57	SICN-08	26	33	0.029456274	1.40542
54	LNE-070	SICN-61	SICN-09	28	34	0.073893104	5.05876
55	LNE-072	SICN-40	SICN-16	20	25	2.186958728	0.41454
56	LNE-073	SICN-16	SICN-10	25	32	0.10788307	0.33948
57	LNE-075	SICN-10	SICN-27	32	39	0.058667492	0.39514
58	LNE-077	SICN-27	SICN-35	39	49	0.102607659	0.31027
59	LNE-078	SICN-36	SICN-27	38	39	0.109769783	0.31027
60	LNE-079	SICN-36	SICN-45	38	44	0.677284822	0.34966
61	LNE-080	SICN-35	SICN-45	49	44	1.615903072	0.78086
62	LNE-082	SICN-63	SICN-62	48	41	0.049620896	4.6452
63	TNE-002	SICN-06	SICN-07	79	75	1.039717197	0.833
64	TNE-003	SICN-49	SICN-50	90	88	0.193610842	3.332
65	TNE-004	SICN-02	SICN-03	87	81	0.266183986	3.528
66	TNE-005	SICN-53	SICN-52	27	31	0.508130081	0.49
67	TNE-006	SICN-34	SICN-35	50	49	4.149377593	0.98
68	TNE-007	SICN-33	SICN-35	45	49	0.134705534	0.588
69	TNE-008	SICN-08	SICN-10	33	32	0.168265186	0.294



70	TNE-009	SICN-38	SICN-40	15	20	0.570125428	0.4312
71	TNE-012	SICN-61	SICN-57	28	26	0.330884786	1.3
72	TNE-013	SICN-15	SICN-63	47	48	0.449700949	2.352
73	TNE-014	SICN-17	SICN-18	22	23	0.110363095	0.588
74	LSE-001	SIS-23	SIS-10	42	51	0.35086242	2.646
75	LSE-004	SIS-23	SIS-13	42	35	0.189393939	1.323
76	LSE-005	SIS-23	SIS-22	42	29	0.091529327	1.323
77	LSE-006	SIS-13	SIS-22	35	29	0.177070754	1.323
78	LSE-007	SIS-22	SIS-09	29	17	0.023496782	0.98
79	LSE-008	SIS-09	SIS-28	17	8	0.020349238	0.98
80	LSE-009	SIS-28	SIS-11	8	7	0.019472786	0.735
81	LSE-010	SIS-11	SIS-21	7	6	0.022469931	0.735
82	LSE-011	SIS-21	SIS-12	6	5	0.230629115	0.587951
83	LSE-012	SIS-12	SIS-08	5	4	0.147793444	0.588
84	LSE-013	SIS-08	SIS-01	4	3	0.020684697	0.735
85	LSE-014	SIS-28	SIS-04	8	9	0.024083473	0.735
86	LSE-015	SIS-04	SIS-05	9	10	0.046838438	0.735
87	LSE-016	SIS-05	SIS-14	10	18	0.025407756	0.735
88	LSE-17B	SIS-14	SIS-19	18	30	0.053699636	0.735
89	LSE-018	SIS-30	SIS-07	63	65	0.022522878	0.588
90	LSE-019	SIS-07	SIS-25	65	72	0.139987303	0.588
91	LSE-020	SIS-31	SIS-02	60	52	0.055669988	0.735
92	LSE-021	SIS-03	SIS-29	53	64	0.037320841	0.245
93	LSE-022	SIS-29	SIS-27	64	78	0.074259558	0.245
94	LSE-023	SIS-17	SIS-25	62	72	0.034325336	1.274
95	LSE-024	SIS-31	SIS-30	60	63	3.954913981	0.588
96	LSE-026	SIS-24	SIS-18	46	61	0.038161137	2.94
97	LSE-027	SIS-17	SIS-31	62	60	0.048416326	0.98
98	LSE-28A	SIS-17	SIS-06	62	71	0.135457304	3.4888
99	LSE-029	SIS-17	SIS-30	62	63	0.048416326	0.98
100	LSE-030	SIS-30	SIS-06	63	71	0.063566163	0.588
101	TSE-001	SIS-02	SIS-03	52	53	0.204741821	0.294
102	TSE-002	SIS-18	SIS-17	61	62	0.103305785	5.88
103	TSE-003	SIS-24	SIS-23	46	42	0.561797753	2.94
104	LSE-03A	SIS-10	SIS-33	51	54	0.082376394	0.784
105	LSE-03B	SIS-33	SIS-16	54	59	0.029604017	0.784
106	LSE-031	SIS-18	SIS-34	61	70	0.070855352	7.84

Período de estudio: 1 día

El número de variables está dado por:

$(4*UnPasada + 6*UnRegula + 4*UnTer + 2*Red_barras)*Periodos$



$(4*10 + 6*9 + 4*19 + 2*94)*24=8592$ **variables por día con intervalos de una hora**

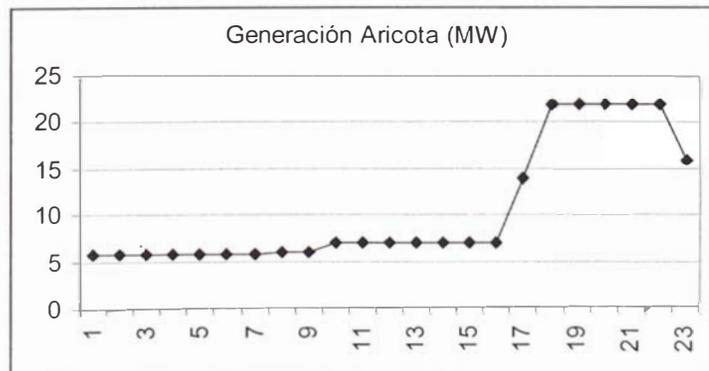
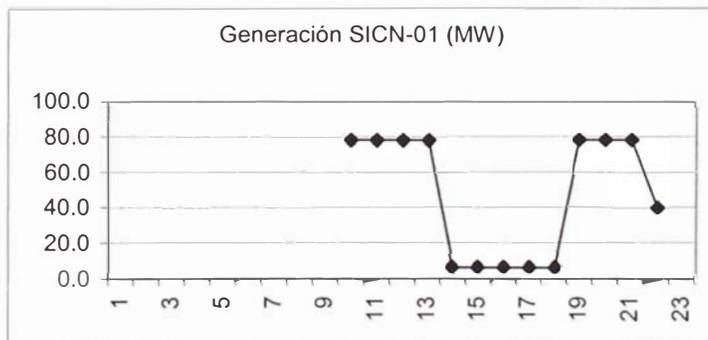
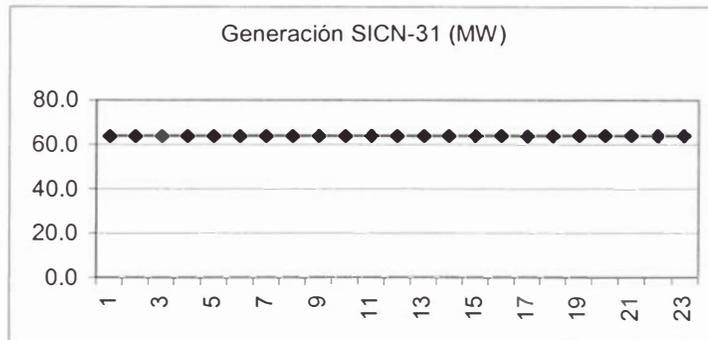
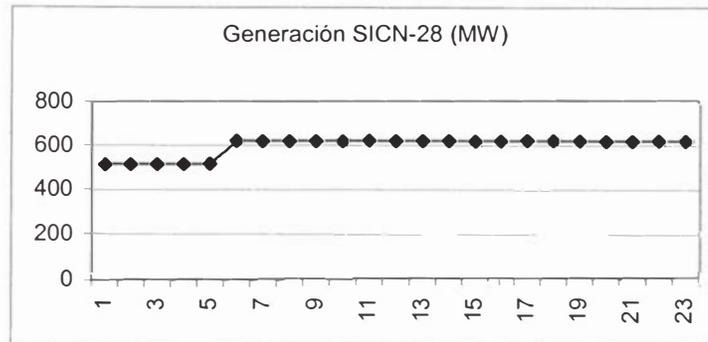
$8592*7 = 60144$ variables por semana por hora.

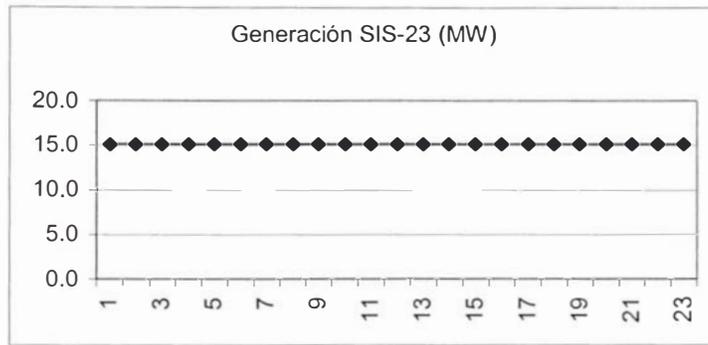
$60144*2=120288$ variables por semana en bloques de media hora.

En cuanto al costo de operación, este asciende a 520041.08 soles, aproximadamente 148583.17 dólares americanos.



Algunos gráficos de la programación son los siguientes:







3.3. Coordinación en tiempo real del Sistema Eléctrico

3.3.1. Descripción del problema

Las empresas eléctricas en conjunto no dejan de generar energía las veinticuatro horas del día con la finalidad de cubrir la necesidad de suministro eléctrico de sus consumidores, entre los que se encuentran las empresas de diversa índole, entre las que destacan las industriales, y los hogares. Por ello, es necesario hacer un control de la calidad del servicio todo el tiempo, las veinticuatro horas del día, todos los días del año. No olvidemos que el despacho de energía eléctrica obedece a un plan, el cual fue analizado en el sub-capítulo anterior.

El trabajo de coordinación se lleva a cabo bajo conexiones con las empresas y su centro de control. Normalmente entre empresas y el ente que coordina su trabajo existen sistemas automatizados, entre los que se encuentra el SCADA.

Mediante el SCADA, palabra que proviene de las siglas Supervisory Control And Data Acquisition - adquisición de datos y control de supervisión - , se reciben e intercambian las señales de las empresas, cuyas señales sirven para una toma de decisiones en el llamado tiempo real.

El objetivo de este sub-capítulo es presentar el análisis de un sistema experto y las bondades del mismo, así como la arquitectura necesaria para que pueda cumplirse una adecuada toma de decisiones, planeando y coordinando adecuadamente la operación del Sistema eléctrico interconectado Nacional en tiempo real, teniendo un sistema experto que apoya la toma de decisiones del Coordinador. La adecuada toma de decisiones está relacionada a los puntos vistos anteriormente, como el cumplimiento del plan diario, la optimización, y si se diera el caso, de la re-programación de la operación.

Finalmente, todos los estudios elaborados páginas atrás tienen una gran importancia por ser aplicados e integrados en este sub-capítulo.



3.3.2. Planteamiento del problema

3.3.2.1. Aspectos a considerar. Problemas y soluciones

Los aspectos necesarios para lograr una adecuada toma de decisiones en el tiempo real para que el sistema experto funcione adecuadamente son los siguientes:

a) Adecuada transmisión y recepción de señales

Un aspecto fundamental para la toma de decisiones en tiempo real es el disponer de las señales SCADA con una calidad de dato adecuada, es decir, que el dato no se encuentre ni invalido, ni congelado, ni indeterminado.

En la calidad del dato se refleja la adecuada recepción de las señales.

Cada señal tiene una fecha hora sincronizada al GPS (Global Position System – Sistema de posicionamiento global), un valor de señal, una calidad asociada y en algunos casos milisegundos de envío del dato.

La calidad de la señal se resume en los bits 1 y 2.

Las combinaciones de los bits de calidad son las siguientes:

00: válido

01: congelado

10: indeterminado

11: no válido

Para conocer la conexión y desconexión de las empresas se usa una variable usada por el ICCP, donde +1 significa que la señal esta en espera de conexión y +2, cuando se intercambian señales.

El valor de la variable mencionada es necesaria para conocer el estado de las conexiones de las empresas.

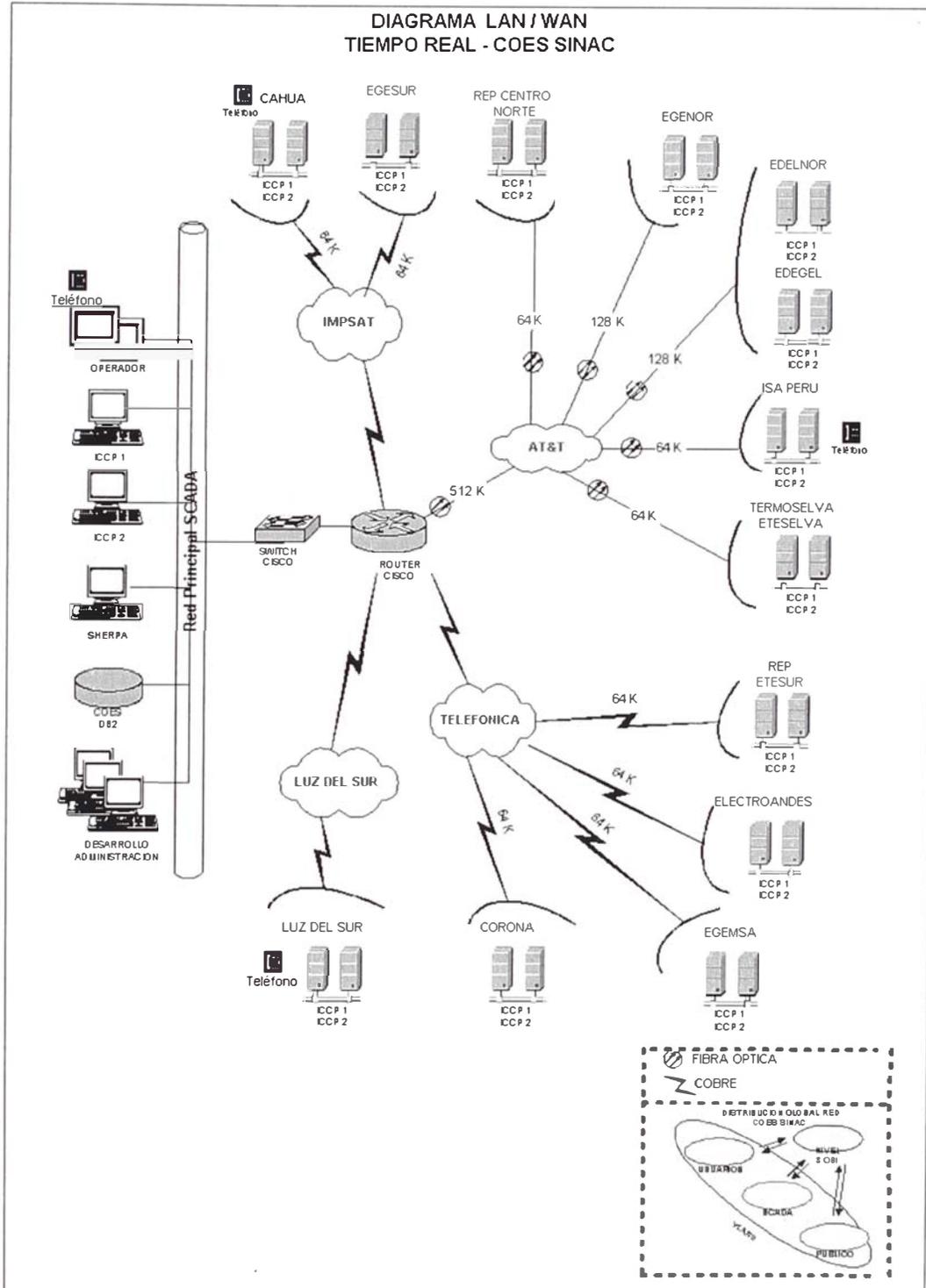


Si las señales del SCADA no son válidas, debe activarse el estimador de estados, que se detalla en las siguientes páginas.

Además, debe existir una adecuada recepción de las señales entre los equipos electrónicos que conforman el SCADA de cada centro de control como son: los PLC (Controladores Lógico Programables), los Adquisidores de Datos, los Controladores mono y multilazo, las RTU (Unidades Terminales Remotas), los secuenciadores o dispositivos de control numérico, los lectores de información codificada (código de barras, Rfid, etc.) y los instrumentos inteligentes (Analizadores eléctricos, químicos, caudalímetros, etc.).



El gráfico que representa la red LAN/WAN es el siguiente:



**b) Estimador de Estados**

Su objetivo inicial es el de minimizar el error para dar un valor estimado de las señales.

$e = Z - h(x)$, donde Z : valor Scada

$h(x)$: función no lineal que expresan las cantidades medidas en términos de las variables de estado

- Suma de Errores con ponderación : $\frac{1}{\sigma^2}$, donde: σ^2 : varianza

$$S = \sum e^2 / \sigma^2 = \frac{(z_1 - h_1(x))^2}{\sigma_1^2} + \dots + \frac{(z_n - h_n(x))^2}{\sigma_n^2}$$

Matricialmente, tenemos:

$$H * R^{-1} * \Delta = \begin{bmatrix} 0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial h_m}{\partial x_1} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial h_1}{\partial x_n} & \dots & \frac{\partial h_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & 0 \\ 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_n^2} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} z_1 - h_1(x) \\ \dots \\ z_n - h_n(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Donde $h_i(x)$ es de la forma

$$h_i(x) = h_i(x^{(0)}) + \sum_j \Delta x_j^{(0)} * \left. \frac{\partial h_i}{\partial x_j} \right|_{(0)}$$



En dos iteraciones consecutivas tendremos:

$$\begin{bmatrix} x_1^{(k+1)} \\ \dots \\ x_n^{(k+1)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_1^{(k)} \\ \dots \\ x_n^{(k)} \end{bmatrix} = (H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - h_1(x^k) \\ \dots \\ z_n - h_n(x^k) \end{bmatrix}$$

Se continúa con las iteraciones hasta obtener: $|x_i^{k+1} - x_i^k| < \varepsilon$ para cada i



La estructura de la matriz Z:

$$\begin{array}{l}
 \left[\begin{array}{c} z_1 \\ \dots \\ z_n \\ \hline z_{n+1} \\ \dots \\ z_{2n} \\ \hline z_{2n+1} \\ \dots \\ z_{3n} \\ \hline z_{3n+1} \\ \dots \\ z_{3n+B} \\ \hline z_{3n+B+1} \\ \dots \\ z_{3n+2B} \\ \hline z_{3n+2B+1} \\ \dots \\ z_{3n+3B} \\ \hline z_{3n+3B+1} \\ \dots \\ z_{3n+4B} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} |V_1| \\ \dots \\ |V_n| \\ \hline P_1 \\ \dots \\ P_n \\ \hline Q_1 \\ \dots \\ Q_n \\ \hline \dots \\ P_{ij} \\ \dots \\ \hline \dots \\ P_{ji} \\ \dots \\ \hline \dots \\ Q_{ij} \\ \dots \\ \hline \dots \\ Q_{ji} \\ \dots \end{array} \right] \left\{ \begin{array}{l} N_magnitudes_de_voltaje_|V_i| \\ \\ N_inyecciones_P_i_a_la_barra \\ \\ N_inyecciones_Q_i_a_la_barra \\ \\ B_flujos_de_línea_P_{ij} \\ \\ B_flujos_de_línea_P_{ji} \\ \\ B_flujos_de_línea_Q_{ij} \\ \\ B_flujos_de_línea_Q_{ji} \end{array} \right.
 \end{array}$$

donde :

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n V_{in}| * \text{Cos}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$



$$Q_i = - \left\{ |V_i|^2 B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n V_{in}| * \text{Sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \right\}$$

La estructura de la matriz H – Matriz jacobiana:

$$H_k = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial h_1}{\partial x_1} \right|^{(k)} & \left. \frac{\partial h_1}{\partial x_2} \right|^{(k)} & \dots & \left. \frac{\partial h_1}{\partial x_{n_s}} \right|^{(k)} \\ \left. \frac{\partial h_2}{\partial x_1} \right|^{(k)} & \left. \frac{\partial h_2}{\partial x_2} \right|^{(k)} & \dots & \left. \frac{\partial h_2}{\partial x_{n_s}} \right|^{(k)} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left. \frac{\partial h_{n_m}}{\partial x_1} \right|^{(k)} & \left. \frac{\partial h_{n_m}}{\partial x_2} \right|^{(k)} & \dots & \left. \frac{\partial h_{n_m}}{\partial x_{n_s}} \right|^{(k)} \end{bmatrix}$$

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| * \text{Cos}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$Q_i = - \left\{ |V_i|^2 B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| * \text{Sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \right\}$$

$$P_{ij} = -|V_i|^2 G_{ij} + |V_i V_j Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$Q_{ij} = - \left\{ |V_i|^2 \left(\frac{B'_{ij}}{2} - B_{ij} \right) + |V_i V_j Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right\}$$

B'_{ij} : Susceptancia de carga de la línea

$- B_{ij}$: Susceptancia serie con que contribuye la línea i-j a la auto-susceptancia B_{ii}

G_{ij} : Conductancia de la línea i-j

Y_{ij} : Admitancia de la línea i-j

V_i : Tensión en la línea i

θ_{ij} : Angulo de fase de la línea i-j

δ_i : Ángulo de referencia del elemento i



$$(1) \quad \frac{\partial |V_i|}{\partial \delta_j} = 0, \forall i, j$$

$$(2) \quad \frac{\partial |V_i|}{\partial |V_j|} = 0, i \neq j$$

$$\frac{\partial |V_i|}{\partial |V_i|} = 1$$

$$(3) \quad \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \text{Sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$(4) \quad \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i|G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_n Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$(5) \quad \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| * \text{Cos}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$(6) \quad \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i|B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_n Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$(7) \quad \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$



$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = |V_i V_j Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$(8) \quad \frac{\partial P_{ij}}{\partial |V_j|} = |V_i Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial |V_i|} = 2|V_i|G_{ij} + |V_j Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$(9) \quad \frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_j} = |V_i V_j Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$$

$$\frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_i} = -|V_i V_j Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$$

$$(10) \quad \frac{\partial P_{ji}}{\partial |V_j|} = 2|V_i|G_{ij} + |V_i Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$$

$$\frac{\partial P_{ji}}{\partial |V_i|} = |V_j Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$$

$$(11) \quad \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} = |V_i V_j Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$(12) \quad \frac{\partial Q_{ij}}{\partial |V_j|} = -|V_i Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial |V_i|} = -2|V_i| \left(\frac{B_{ij}^*}{2} + B_{ij} \right) - |V_j Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$(13) \quad \frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_j} = |V_i V_j Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$$



$$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_i} = -|V_i V_j Y_{ij}| * \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$$

$$(14) \quad \frac{\partial Q_{ji}}{\partial |V_j|} = -2|V_i| \left(\frac{B'_{ij}}{2} + B_{ij} \right) - |V_i Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$$

$$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial |V_i|} = -|V_j Y_{ij}| * \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$$

c) Base de conocimientos

La base de conocimientos del sistema experto debe ser alimentada con las reglas generales de despacho y coordinación, las cuales son aplicables por sectores de diferentes niveles de tensión.

Los procedimientos aprobados deben ser implementados como conocimiento experto para que el mismo apoye la toma de decisiones.

d) Base de Datos histórica

La base de datos histórica es importante para recoger algunos parámetros de importancia para el estimador de estados.

Esta base de datos debe contar con información estadística que se encuentra procesada en línea y que cuenta con algunos parámetros basados en estadísticas. Cuenta con tablas que tienen pocos registros pero que son de gran importancia para el proceso. El tener pocos registros en las tablas tiene por finalidad acelerar el proceso de selección de los registros adecuados con la calidad adecuada.



e) **Base de datos en Tiempo real**

Dado que la información debe ser de la mejor calidad posible y obtenida en un tiempo muy rápido, debido a que se debe tener la capacidad de estimar valores normalmente de más de quinientos puntos ICCP en caso se pierda la conexión con alguna empresa, y con la finalidad que el sistema experto pueda funcionar ofreciendo una respuesta adecuada.

Además, los valores obtenidos por el SCADA son dinámicos en el tiempo y este tipo de base de datos apoya su gestión y procesamiento en un tiempo adecuado para la toma de decisiones.

Este tipo de base de datos se encuentra residente en memoria y sus valores son accesados por referencia. Las rutinas elaboradas en C++ apoyan la obtención de los datos.



3.3.2.2. Variables a controlar

Las variables a controlar y que fueron descritas previamente son:

- a) La frecuencia
- b) La tensión
- c) La potencia activa
- d) La potencia reactiva
- e) La carga
- f) Los bancos de condensadores. Estos bancos se encuentran relacionados a barras del sistema. Estos se colocan de acuerdo a un estudio que respalde su instalación.

Se debe tomar en cuenta que las órdenes del coordinador están referidas a subir la tensión en determinada zona. La cantidad es determinada por el centro de control de cada zona a la que se le de una orden de este tipo.

- g) Los reactores. Las Similar al caso anterior, pero en este caso las ordenes están referidas a disminuir la tensión en determinada zona que conforma el sistema eléctrico interconectado nacional.
- h) Capacidad de línea. Es un factor importante, ya que toda línea tiene una capacidad de transporte de energía eléctrica.



3.3.2.3. Relación entre variables y Diagrama causal

Las relaciones causales son las siguientes:

a) Frecuencia – Potencia activa (generada)

Al tener una mayor frecuencia del sistema quiere decir que hay una mayor oferta, es decir generación de las diversas centrales conformantes del sistema mayor a la carga del sistema.

A mayor potencia activa se tendrá una mayor frecuencia, considerando situaciones estables en la carga, es decir, en el consumo de la energía eléctrica.

b) Frecuencia – Carga

Al tener una mayor carga entrante al sistema, y considerando situaciones estables en la generación, se observara una caída de la frecuencia del sistema.

A mayor frecuencia del sistema tendremos una carga que salió en breves lapsos de tiempo del sistema.

En el caso de una falla, si la frecuencia aumenta, para mantener el equilibrio frecuencia – carga, se requerirá que ingrese una carga para mantener estable el sistema.

c) Carga – Reserva rotante

Como tenemos un sistema dinámico en el tiempo, es necesario tener una reserva rotante, tal que reaccione ante las causas de subida y baja de carga en el sistema. Por tanto, a mayor carga dispondremos de menor reserva rotante, la cual debe analizarse si es conveniente, por seguridad del sistema, si ingresa una nueva central para dejar a un valor constante la reserva rotante a lo largo del día. Este análisis, depende de muchos factores, pero el más crítico es el bloque horario en el



que se presenta. Si se presenta la situación en un bloque horario de máxima demanda es muy probable que se den órdenes de arranque de centrales termoeléctricas para su ingreso en un corto periodo de tiempo, el cuál es normalmente de quince minutos, algunas de menor lapso de tiempo.

d) Generación de regulación – Reserva rotante

Los equipos que dan el servicio de generación de regulación son las centrales hidráulicas de Huinco y Charcani V.

Referidos al punto anterior, tenemos que a mayor generación de regulación se dispondrá de menor reserva rotante del sistema.

e) Generación de regulación – Potencia activa (regulada)

Se tiene la relación: A mayor generación de regulación contribuirá a disponer de mayor potencia activa en el sistema

f) Carga – Capacidad de línea

A mayor carga, se tendrá cubierta la capacidad de línea a un nivel máximo, ya que como vimos en el sub-capítulo anterior la ejecución de la coordinación esta basada a un plan de programa diario.

g) Carga – Generación de regulación

A un cambio positivo en la carga se dispondrá en forma automática de una generación de regulación, que contribuya a mantener el equilibrio del sistema.



h) Generación de regulación – Costo de operación

A una mayor generación de regulación se tendrá de un mayor costo de operación, ya que se invierte para asegurar la calidad del suministro eléctrico con una generación de regulación que automáticamente trabaja para regular los cambios bruscos en carga y generación del sistema. Es necesario disponer de este tipo de unidades para asegurar la continuidad del servicio.

i) Capacidad de línea – Costo de operación

Al usar al máximo la capacidad de línea se utilizará mejor los recursos, lo que implica una optimización en los costos. Por seguridad del sistema, se trabaja a un porcentaje de la capacidad de línea para evitar fallas del sistema, particularmente de las líneas de transmisión.

j) Capacidad de línea – Tensión – Banco de condensadores

A mayor uso la capacidad de línea, se tendrá una menor tensión en zonas conformantes del sistema.

Al tener una mayor tensión quiere decir que se dispone de bancos de condensadores que se encuentran operando, y se requiere que menos de ellos operen para mantener la tensión estable.

A mayor cantidad de banco de condensadores operando en el sistema implicará una mayor tensión. Esta tensión afecta a una zona y puede ser perjudicial para el sistema.



k) Tensión – Reactor

A mayor tensión es un indicativo tener pocos reactores operando, por tanto, se requerirá de que una mayor cantidad de ellos operen para asegurar la calidad del servicio.

A mayores reactores operando para el sistema se tendrá una menor tensión por zonas y, en un período corto de tiempo, en el sistema.

l) Potencia activa – reactiva

Las máquinas al generar una potencia activa generarán una mayor potencia reactiva, efecto que puede ser variado con el uso de reactores y bancos de condensadores para mantener el equilibrio del sistema.

m) Tensión – Potencia reactiva

A mayor tensión se tendrá una mayor potencia reactiva. Al tener una gran potencia reactiva se tendrá una mayor tensión en el sistema.

n) Capacidad de línea – Tensión

Al aumentar el flujo de potencia en una línea se observará una caída de tensión, la cual puede ser contrarrestada con la operación de los bancos de condensadores.

o) Mantenimiento programado – Capacidad de línea

Al tener un aumento en la cantidad de mantenimientos programados, implica que habrá una parte de red no operativa por períodos de tiempo que son normalmente de ocho horas. Implica que habrá un mayor uso de las líneas, lo cual obedece a un plan de programación diaria. Los mantenimientos obedecen a estudios y



normalmente los importantes se realizan los días domingo, día en el cual la demanda es menor referida al resto de los días de la semana.

p) Mantenimiento programado – Falla – Probabilidad de falla

A mayor mantenimiento programado se tendrá una menor tasa de falla en el sistema, lo que implica que su probabilidad de falla disminuye respecto a no hacerle mantenimiento a un equipo conformante del sistema.

q) Falla - Costo de operación

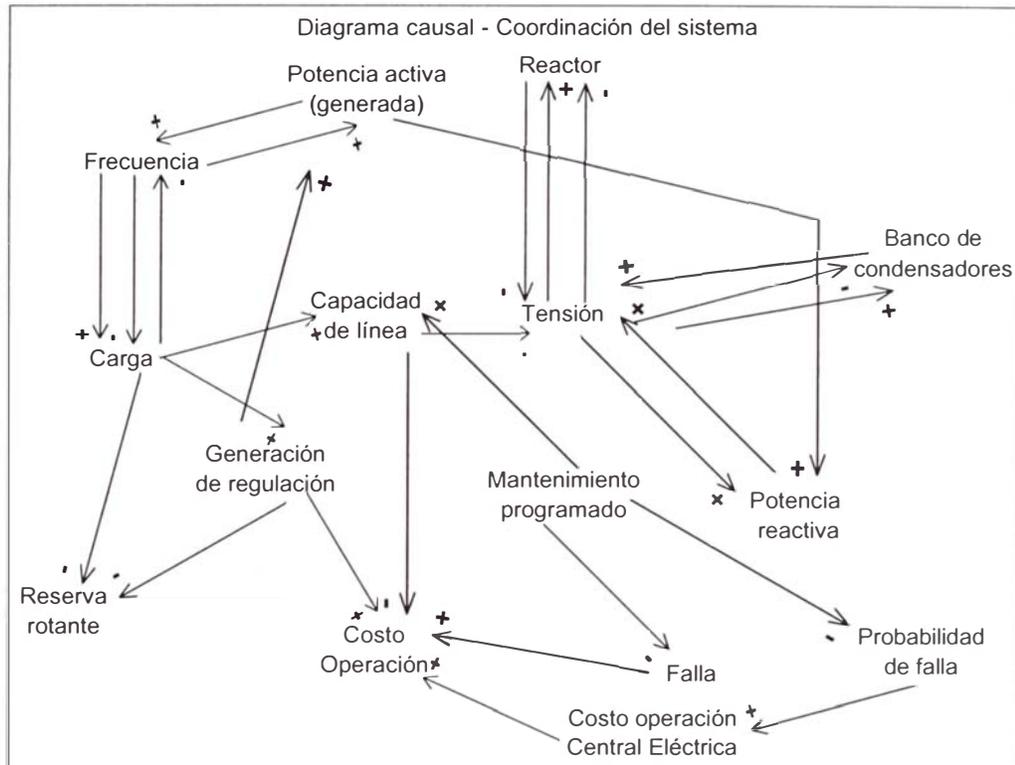
Al existir fallas en el sistema se observará un aumento del costo de operación, ya que en el mejor de los casos se utilizará unidades térmicas caras, y en el peor se observará aislamientos del sistema, lo que creará una generación a un costo elevado, donde normalmente operan las unidades más caras y de rápida respuesta

r) Probabilidad de falla – Costo de operación de central eléctrica – Costo de operación del Sistema

Al tener una mayor probabilidad de falla, se tendrá un mayor costo de operación de la central eléctrica, por tanto, un mayor costo de operación del sistema



El diagrama causal es el siguiente:





3.3.2.4. Software a usar

El software a usar es CLIPS, el cual es un lenguaje que soporta paradigmas múltiples como la programación que este basada en reglas, orientada a objetos y por procedimientos.

La palabra CLIPS proviene de las siglas C Language Integrated Production System, la cual significa: Sistema de producción integrada en lenguaje C.

Los elementos básicos del sistema experto son :

- a) La lista de hechos, los cuales contienen datos de los que se derivan la inferencia
- b) La base de conocimiento: la que comprende todas las reglas
- c) Mecanismo de inferencia: que controla la ejecución global.

El lenguaje de programación por procedimientos que proporciona CLIPS tiene características parecidas a lenguajes como C++, Ada y Pascal. Su sintaxis es parecida al LISP.

Los orígenes de este software datan de 1984 en la NASA. La versión prototipo de CLIPS fue desarrollado en la primavera de 1985 en poco más de dos meses.

Por su portabilidad, extensibilidad, capacidades y bajo costo, CLIPS ha sido ampliamente aceptado por los gobiernos, industria e instituciones de educación de los Estados Unidos de América.

CLIPS es ahora mantenido como software de dominio publico. Cuenta con manuales para hacer desde la programación en Shell hasta el uso de rutinas en C++ para elaborar un sistema integrado.

Un ejemplo de algunas rutinas de CLIPS en código C++, así como un ejemplo simple se puede ver en el Anexo.



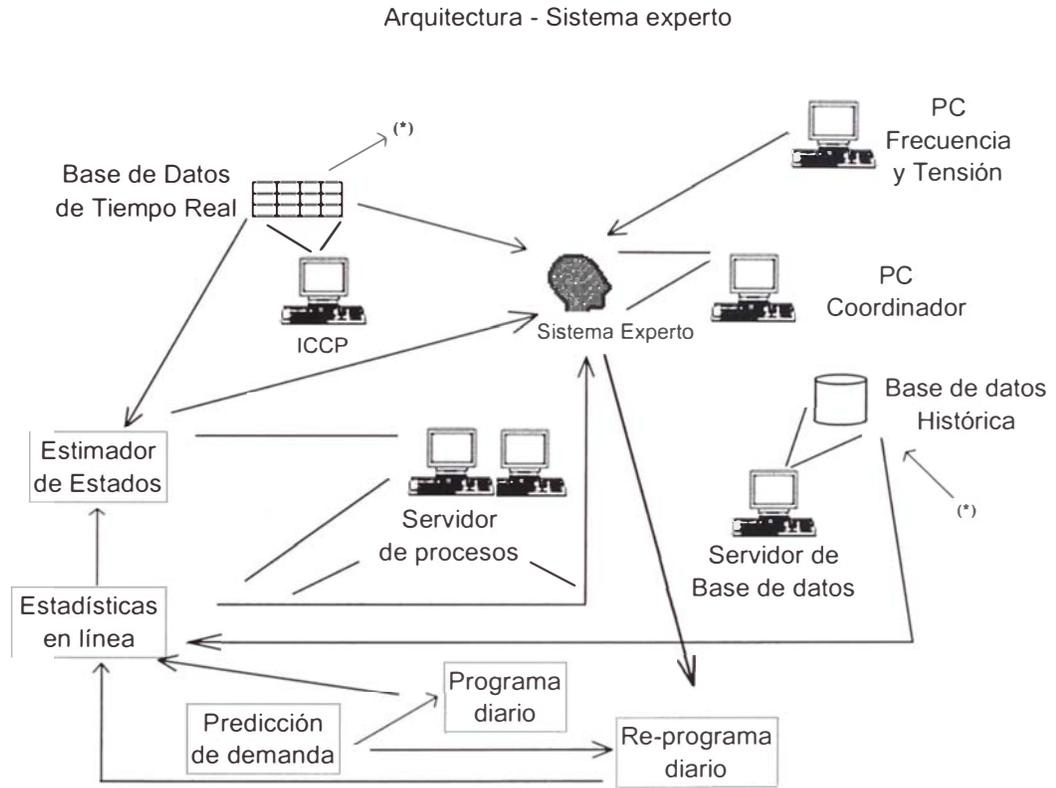
3.3.2.5. Arquitectura del Sistema

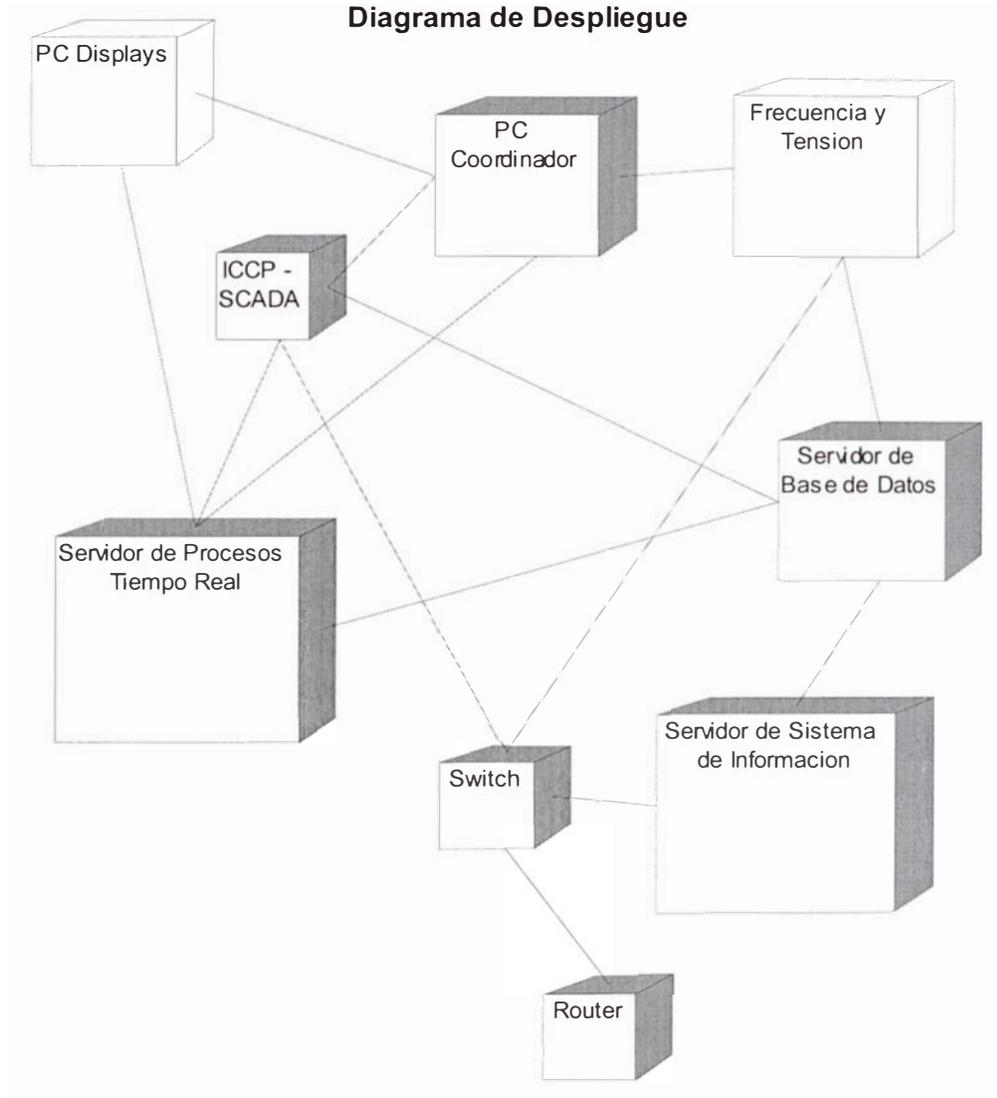
Las características para la adecuada operación del sistema experto son las siguientes:

- a) El servidor ICCP tiene una base de datos de tiempo real, la que está almacenada en memoria. Para un rápido acceso a la misma se encuentran alojados los datos en la memoria RAM del mismo. Estos datos son útiles al sistema experto.
- b) El objetivo del estimador de estados, como su nombre lo indica es estimar los valores en caso de pérdida de algún enlace entre las empresas y el centro de control principal del Sistema eléctrico interconectado Nacional.
- c) Las estadísticas en línea son elementos de apoyo para el sistema experto y para el estimador de estados. Todo el tiempo deben actualizarse.
- d) La base de datos apoya la gestión de las estadísticas en línea
- e) El programa diario, que previamente utiliza un sistema de optimización es cargado en las estadísticas en línea para analizar su cumplimiento.
- f) El programa diario es respaldado por la información proporcionada por la predicción de la demanda.
- g) El proceso de re-programación usa el mismo proceso que el de una programación normal, con la diferencia que se optimiza la operación para el resto del día. Se apoya en la re-predicción de demanda
- h) Las estadísticas en línea son apoyadas por una re-programación, si en caso hubiera.
- i) El sistema experto puede ordenar que se haga una re-programación según la información recolectada de las estadísticas en línea.
- j) El sistema experto se apoya de la frecuencia y tensión, también, para tomar una adecuada decisión y que ésta sea dada en un momento oportuno.



La arquitectura del sistema gráficamente es la siguiente:







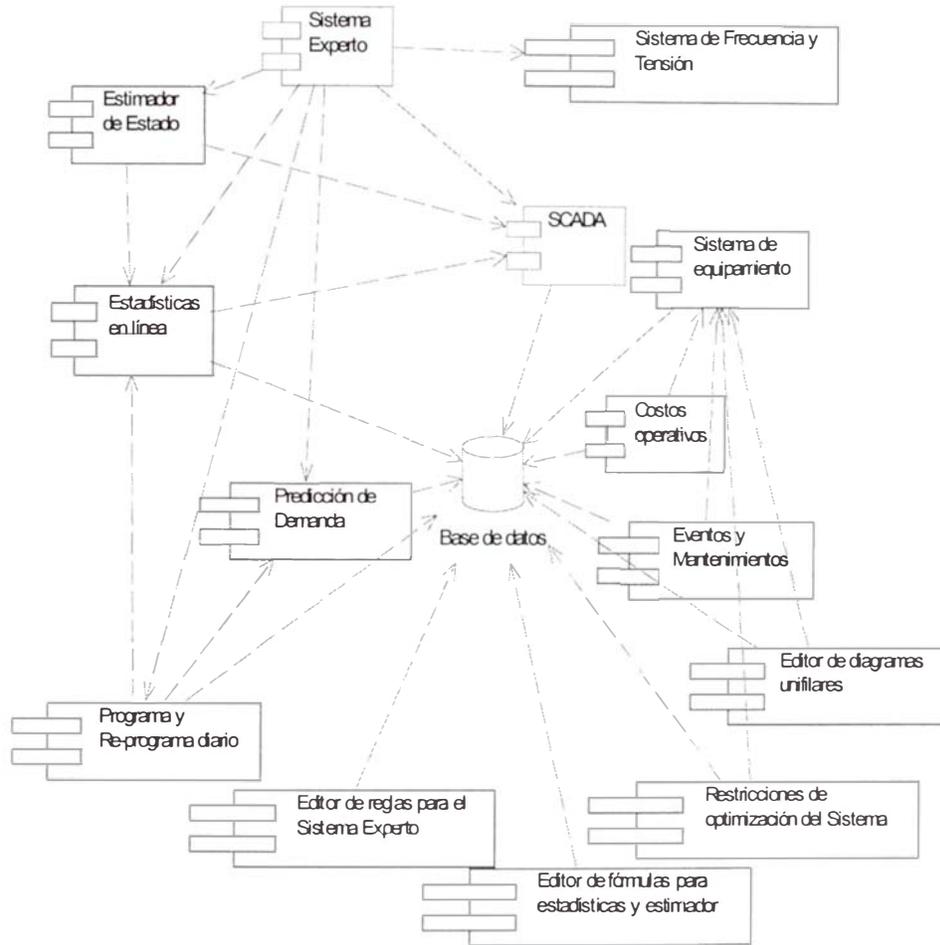
Consideraciones:

- a) La PC de frecuencia y tensión muestran datos de diferentes sub-estaciones importantes. Se encuentran conectadas a otras PC y GPS, ambos remotos, que recogen los datos que luego son solicitados por la PC ubicada en el centro de control.
- b) PC displays. Muestra los diagramas unifilares con medidas y estados, la cual esta conectado al servidor de procesos en tiempo real.
- c) El ICCP-SCADA recibe, calcula y reenvía señales de y a las empresas integrantes del sistema eléctrico Interconectado Nacional. Envía datos a la Base de datos circular.
- d) PC coordinador contiene las reglas de negocio del sistema, las que son ejecutadas dependiendo de los valores obtenidos del ICCP, de la PC de frecuencia y tensión y del servidor de procesos en tiempo real. Envía mensajes a la PC displays para la toma de decisiones.
- e) Servidor de procesos en tiempo real. Ejecuta la predicción de la demanda, las estadísticas en línea, la estimación de estados, el programa a ejecutar y el re-programa. Toma en cuenta los datos almacenados en la base de datos como los eventos y mantenimientos. Recibe además datos tomados de la base de datos en tiempo real (BDTR) para sus cálculos.
- f) Servidor de Sistema de Información. Almacena los eventos, mantenimientos, costos de operación, entre otros. Información que también es ingresada por las empresas usando conexión WAN.

En este sistema se diseñan los unifilares en forma dinámicamente y enlazan al sistema de equipamiento, tal que sean de base para la ejecución del sistema experto y la toma de decisiones.



Diagrama de Componentes





3.3.2.6. Implementación de un sistema experto

3.3.2.6.1. Operación en condiciones normales manteniendo el equilibrio entre oferta y demanda

Para una operación normal se dispone de las reglas mostradas en el formato siguiente, para una próxima automatización de la generación de reglas:

Hechos	Rango	Reglas																
		valor mínimo	valor máximo	regla 1	regla 2	regla 3	regla 4	regla 5	regla 6	regla 7	regla 8	regla 9	regla 10	regla 11				
C Capacidad de línea[i] alerta 1	$CL[i]*0.90$	$<CL[i]*0.95$	S															
A Capacidad de línea[i] alerta 2	$CL[i]*0.95$	$CL[i]$		S														
U Hay generación local disponible			S	N														
S Estado alerta 2 en tiempo máximo		20 min	S		S													
A Desviación de parámetros	t=30				S													
		Dif. Potencia >40MW			S													
Reserva rotante	10MW					S												
Demanda>oferta	5 min						S	S										
Bloque de media demanda	15:00 h.	18:00 h.						S										
Mantenimiento-Salida y entrada de equipos									S									
Fuera de rango mínimo	59.64 hz.										S							
Fuera de rango máximo		60.35 hz.											S					
Caída de tensión																	S	
Aumento de tensión																		S
E Arranque equipos locales				X														
F Bajar frecuencia. Bajar generación externa				X									X					
E Rechazar carga					X													
C Re-predicción de demanda						X												
T Re-programación						X												
O Ordenar arranque equipos - Economía servicio							X											
Ordenar salida de equipos térmicos								X									X	
Ordenar salida de equipos hidráulicos									X									
Cargar nuevo programa para el resto del día										X								
Ordenar generación de máquinas de rápida acción											X							
Rechazo automático de carga												X						
Maniobras de equipos de compensación reactiva																	X	
Ordenar re-programa. Situación supera...		30 min.															X	
Uso de reserva fría	20 min.																X	
Reducción de generación reactiva																		X
Cambio manual de tensión																		X
Rechazo automático de carga	15 min.																	X



3.3.2.6.2. Operación ante colapso total del sistema. Análisis Centro-Norte

No olvidemos que las reglas dadas en el ítem anterior también son válidas para el desarrollo del presente.

Las zonas conformantes del sistema se pueden disgregar en las siguientes:

a) Zona Norte:

- Área 1: Conformada por la Nueva Central Térmica de Tumbes y las subestaciones Zorritos y Tumbes.
- Área 2: Conformada por las centrales térmicas de Malacas, Talara y Verdún y las subestaciones Talara y Malacas.
- Área 3: Conformada por las central hidráulica Curumuy y las centrales térmicas de Piura, Sullana y Paita y las subestaciones de Piura Oeste y Piura Centro.
- Área 4: Conformada por la central hidráulica de Carhuaquero y la central térmica de Chiclayo y la subestación Chiclayo Oeste.
- Área 5: Integrada por la central hidráulica Gallito Ciego y la central térmica de Pacasmayo, y las subestaciones de Gallito Ciego y Guadalupe.
- Área 6: Integrada por la central térmica de Trujillo Sur y la subestación Trujillo Sur así como la subestación Cajamarca Norte.
- Área 7: Integrada por las centrales hidráulicas Cañón del Pato y Pariac, la central térmica de Chimbote y las subestaciones de Chimbote 1, Chimbote 2 y Huallanca.

b) Zona Centro:

Área 8: Integrada por la central hidráulica Cahua, la central térmica de Paramonga y las subestaciones de Paramonga Nueva y Paramonga Existente.



- Área 9: Integrada por las centrales hidráulicas Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampani, las centrales térmicas de Santa Rosa y Ventanilla y las subestaciones de Ventanillas, Chavarría, Santa Rosa, San Juan y Callahuanca.
Área 10: Integrada por la central térmica de San Nicolás y las subestaciones de San Nicolás y Marcona.
- Área 11: Integrada por las centrales hidráulicas de Yaupi, Malpaso, Pachachaca Oroya, Huanchor, la central térmica de Aguaytía y las subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paragsha II, Huánuco, Carhuamayo y Oroya Nueva.
- Área 12: Integrada por las centrales hidráulicas de Mantaro, Restitución, Yanango y Chimay, y las subestaciones de Campo Armiño, Huancavelica, Huayucachi, Pachachaca, Pomacocha, Independencia, Ica, Ayacucho y Socabaya.

c) Zona Sur Oeste:

- Área 14: Integrada por las centrales hidráulicas de Charcani I, II, III, IV, V y VI, y las centrales térmicas de Chilina, Mollendo y las subestaciones asociadas.
- Área 15: Integrada por las centrales térmicas de Ilo 1, Ilo 2 y Moquegua y las subestaciones asociadas.
- Área 16: Integrada por las centrales hidráulicas de Aricota 1, Aricota 2, las centrales térmicas de Calana y Para y las subestaciones asociadas.

d) Zona Sur Este:

- Área 17: Integrada por la central hidráulica de San Gabán y las subestaciones Azángaro, Juliaca, Puno y Bellavista así como otras subestaciones asociadas.
- Área 18: Integrada por la central hidroeléctrica Machupicchu y las subestaciones Cachimayo, Quencoro, Dolorespata y Tamburco.



Las reglas dadas a continuación pueden ser aplicables ante la presencia de sistemas aislados, no necesariamente para el colapso total del sistema. El caso genérico esté orientado a la recuperación de todo el sistema asumiendo que el todo se encuentra en un estado de colapso.

Las reglas para la operación ante un colapso total del Sistema eléctrico interconectado Nacional, haciendo un análisis detallado para el Sistema Centro Norte, son las siguientes:

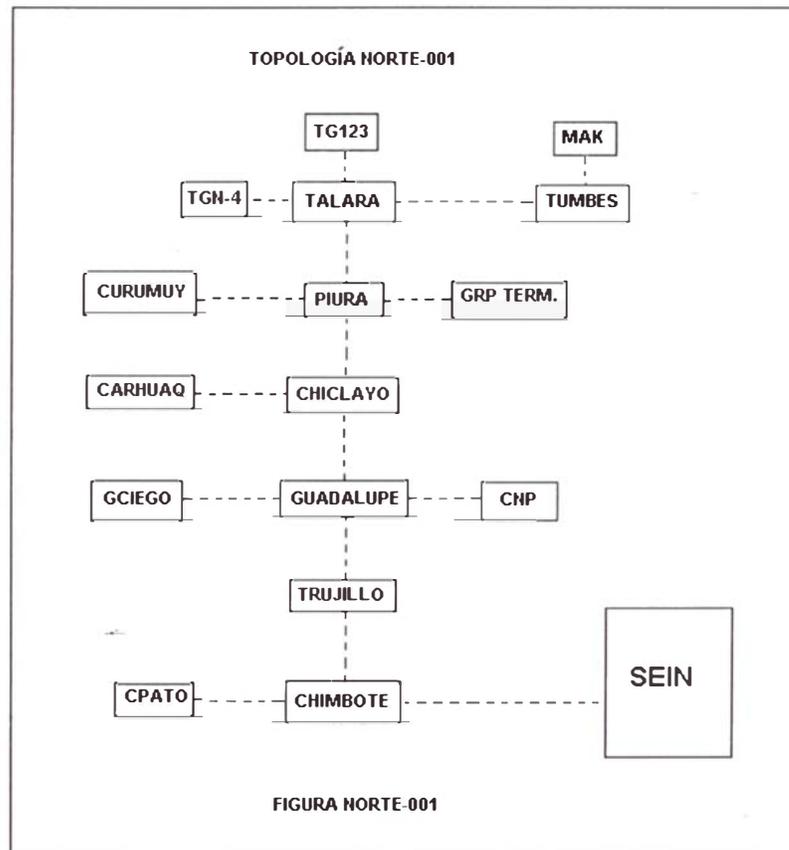
	Hechos	Rango		Reglas																
		valor mínimo	valor máximo	regla 12	regla 13	regla 14	regla 15	regla 16	regla 17	regla 18	regla 19	regla 20	regla 21							
C	L-215 con flujo=0			S			S			S	S	S	S							
A	L-1008 y L-2030 con flujo=0				S			S												
U	L de 220 Kv - Transmantaro Flujo=0					S			S											
S	Fc=Fn	15 seg					S													
A	Fso=Fe	15 seg						S												
	Fcn=Fs	20 seg							S											
	Reactor Talara MVAR=0									S										
	TGN-4 malacas Potencia=0										S									
	Cañón del Pato con flujo>0																S			
	Zona-norte Frec	59.9 hz.	60.1 hz.															S		
E	Mensaje: Sincronizar Centro y norte				X															
F	Sincronizar Centro y norte(Fc=Fn)				X															
E	Frecuencia maestra:Centro				X															
C	Mensaje: Sincronizar Sur-Oeste y Sur-Este					X														
T	Sincronizar Sur-Oeste y Este(Fso=Fe)					X														
O	Frecuencia maestra:Sur-Oeste					X														
	Mensaje: Sincronizar Centro-Norte y Sur						X													
	Sincronizar Centro-Norte y Sur(Fcn=Fs)						X													
	Frecuencia maestra:Centro-Norte						X													
	Energizar L-215 y activarla							X												
	Energizar L-1008 y L-2030 y activarla								X											
	Energizar Lineas Transmantaro y activarlas									X										
	f_sincronizar(220 kV, L-249,5 seg.) //Talara-Zorritos - Area 1y2												X							

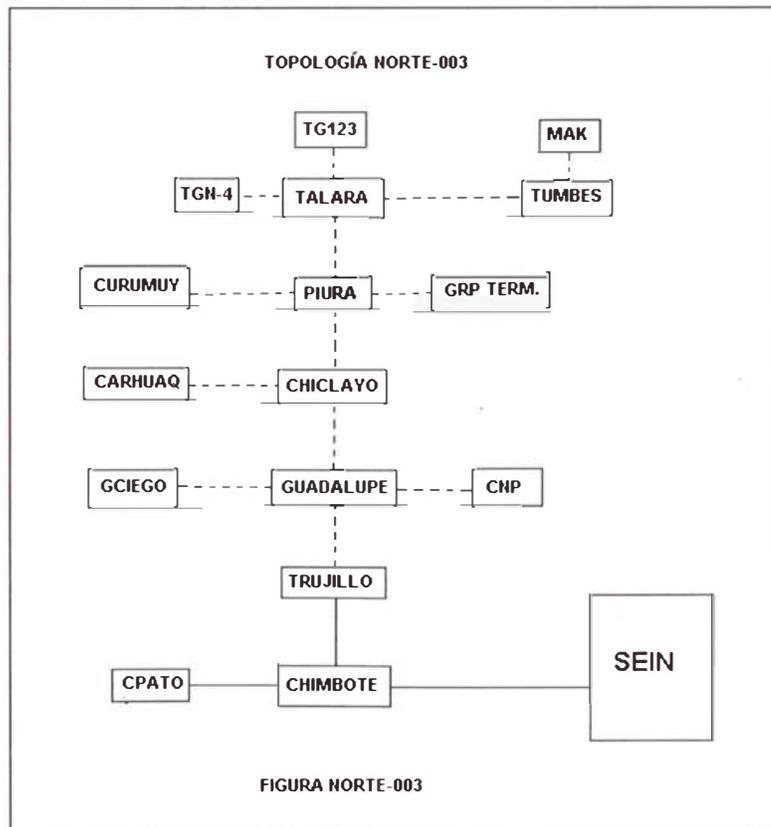
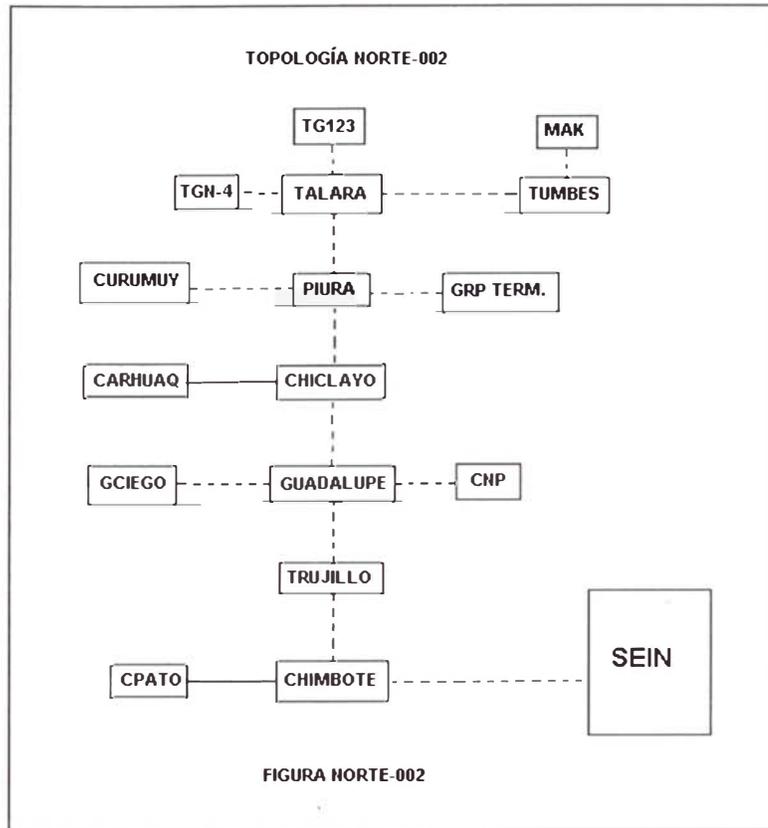


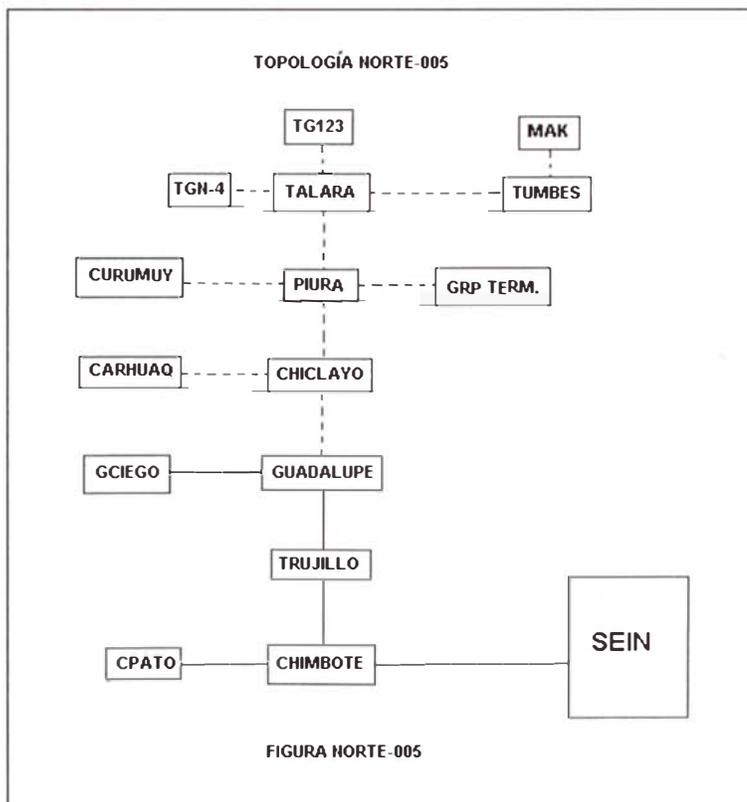
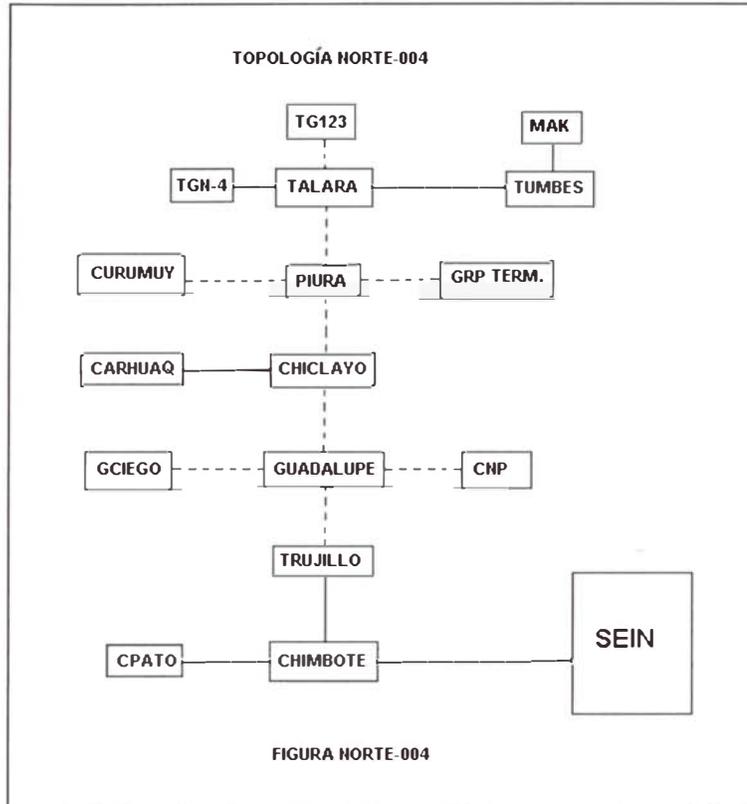
3.3.3. Ejecución

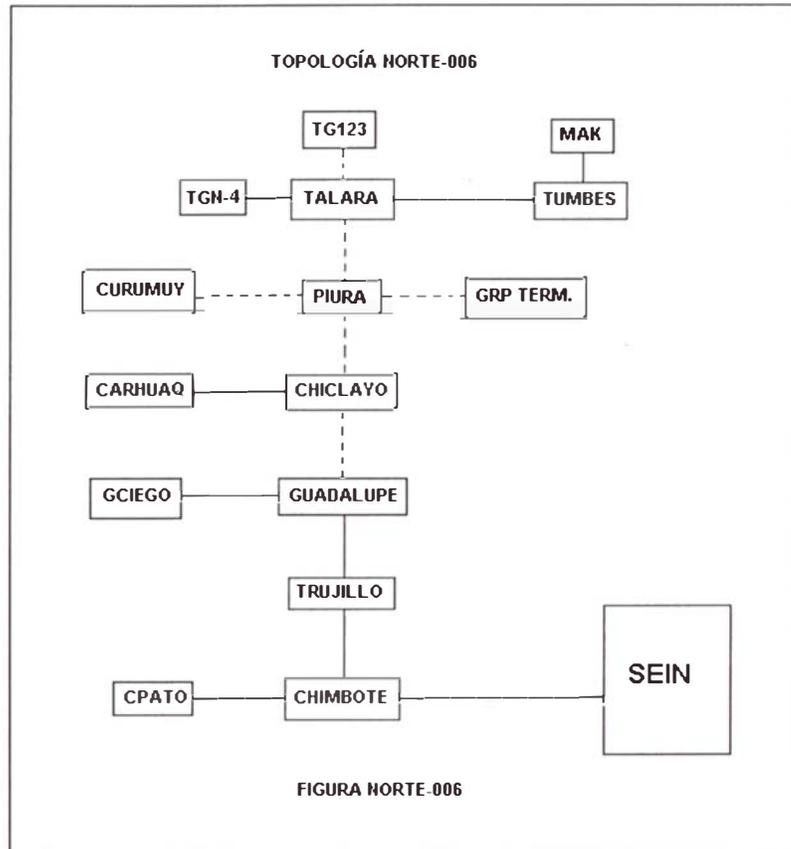
3.3.3.1. Coordinación en tiempo real. Análisis Centro-Norte

Veamos la implementación de las reglas representadas gráficamente:









CAPÍTULO IV

ANÁLISIS COSTO BENEFICIO



ANALISIS COSTO – BENEFICIO

El análisis costo-beneficio nos sirve para representar en números la viabilidad o no de un proyecto determinado.

Analizando cada etapa del proyecto, desde los equipos hasta los recursos humanos necesarios, para lograr un adecuado desempeño del trabajo ligado a la programación y coordinación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, tenemos:

a) Aspectos comunes

Estos aspectos están relacionados a los sub-sistemas analizados en el presente tema de tesis, y son: la predicción de la demanda, la optimización de la operación y la coordinación en tiempo real. Al generalizar los primeros procesos se da opción para que la re-programación de la operación también se lleve a cabo.

Los sistemas de información toman en consideración las conexiones a las empresas integrantes del sistema tomando como base los datos del SCADA, tanto para predicción de demanda como para tiempo real.

En cuanto a la optimización de la operación se debe tener comunicación, a través de una red LAN/WAN, para el ingreso de los mantenimientos en el sistema de información que son propuestos por personal de cada empresa para posterior aprobación. Se hace la programación de mantenimientos



considerando la función principal de la organización, la cual es la minimización de los costos operativos.

La tabla de costos por perfil es el siguiente:

Personal	Costo (US\$/día)
Ing. De Sistemas (IS)	60
Ing. Eléctrico (IE) (Especialista en sistemas eléctricos)	80
Practicante Ing. Eléctrico(PIE)	35

Hardware, software y comunicaciones	Costo (US\$)
Licencia de Software	
a) Base de Datos: Oracle. Para trabajar con dos procesadores	100000
b) Modelador de Base de datos: Erwin	4000
c) Visual Studio .Net. Y migración de la aplicación al sistema UNIX con el Sistema Mono	3000
d) UNIX	0
e) Licencia Windows 2003 Server	2670
Hardware	
Servidor de Base de Datos. 2 procesadores	5000
I.- Router	
1 CISCO3662-AC Dual 10/100 E Cisco 3660 6-slot Modular Router-AC with IP SW	11959
2 CAB-AC Power Cord,110V	0
1 S366CP-12105YB Cisco 3660 Series IOS IP PLUS	690
1 MEM3600-8U64FS 8-to-64MB Flash Factory Upgrade for the Cisco 3600	2267
1 MEM3660-32U256D 32-to-256MB DRAM Factory Upgrade for the Cisco 3660	11357
1 NM-2FE2W 2 10/100 Ethernet 2 WAN Card Slot Network Module	3155
2 WIC-2T 2-Port Serial WAN Interface Card	1380
2 NM-4T 4-Port Serial Network Module	5915
1 NM-4B-S/T 4-Port ISDN-BRI Network Module	1084
1 PWR-3660-AC AC Power Supply for Cisco 3660	493



8 CAB-V35MT V.35 Cable, DTE, Male, 10 Feet	737	
4 CAB-SS-V35MT V.35 Cable, DTE Male to Smart Serial, 10 Feet	368	
II. Switch		
1 WS-C4003-S1 Cat4000 Chassis(3-slot), Supervisor,1 AC PS, Fan Tray	7108	
1 CAB-7KAC AC Power Cord North America	0	
1 SC4K-SUP-6.3.1 Catalyst 4K Supervisor Flash Image, Release 6.3.1	0	
1 WS-X4232-L3 Catalyst 4000 E/FE/GE L3 Module, 2-GE(GBIC),32-10/100	14782	
UPS	10000	
Mantenimiento anual	10708*	
Serv. Comunicaciones Ethernet		
Conexión	10620	
Servicio mensual	24270*	
	196585	Inversión
	301948	Costo operativo anual
* Costo operativo		

Aspectos a considerar:**- Licencia de Software**

(c) Visual Studio Net. Y migración de la aplicación al sistema UNIX con el Sistema Mono

Al comprar la licencia de desarrollo para Visual Studio.net se debe tomar en cuenta que se hará una migración del aplicativo usando el sistema Mono para que sea usado en el entorno Unix. La parte a migrar, y que se hará automáticamente con el sistema Mono, es todo lo relacionado a la coordinación en tiempo real, ya que se tiene un uso intensivo de Hardware.

- Cálculo de la inversión en hardware, software y comunicaciones

Se consideran todos los puntos expuestos excepto el mantenimiento anual de hardware y el servicio mensual de conexión, por lo que tenemos: 100000 + 4000+ 3000 + 0 + 2670 + 5000 + 11959 + 0 + 690 + 2267 + 11357 + 3155 +



1380 + 5915 + 1084 + 493 + 737 + 368 + 7108 + 0 + 0 + 14782 + 10000 + 10620 = US\$/. 196585

- **Cálculo del costo operativo anual de hardware, software y comunicaciones**

Mantenimiento anual de Hardware + 12*servicio mensual de conexión = 10708+12*24270 = US\$/. 301948

b) Predicción de demanda

	Actividades	Días estimados		Costo (US\$)
		IS	IE	
1	Determinación de zonas por tipos de carga			
	a) Determinar zonas con cargas no residenciales		8	640
	b) Determinar zonas representativas de cargas residenciales		4	320
2	Clasificar y sistematizar datos de demanda de acuerdo a zonas y por tipo de carga	15		900
3	En cargas residenciales elaborar pronósticos climáticos para la determinación de la demanda(*)			1000*
4	En cargas no residenciales elaborar pronósticos basados en demandas históricas para la determinación de la demanda	25		1500
5	Sistematizar el Establecimiento de demanda base a las demandas conocidas a priori en cargas no residenciales	5		300
6	Sistematizar la recolección de datos de la estación meteorológica	4		240
7	Creación de base de datos que interactúa con la red neuronal	2		120
8	Diseño e implementación de la arquitectura de red	20		1200
9	Pruebas, depuración y optimización del proceso	12		720



10	Interfaz de usuario que automatiza el proceso completo	20		1200	
11	Sistematizar ajustes de predicción en línea a lo largo del día	15		900	
12	Automatizar el comportamiento de demanda en días comunes y atípicos	25		1500	
		143	12	9540	Inversión
				12000	Costo operativo anual
	(*) Costo operativo mensual				

Aspectos a considerar:

- De acuerdo a la complejidad de cada módulo a elaborar se tendrán unos días estimados de trabajo.
- Para el cálculo del costo de la actividad i se aplicará la fórmula:

$$\sum_{j=1}^{personal} Costo_diario_j * nro.días_j$$

Cálculo de la inversión en personal

Se consideran todos los costos de la tabla excepto la actividad 3, ligada a predicción de variables climáticas, por lo que tenemos: 640 + 320 + 900 + 1500 + 300 + 240 + 120 + 1200 + 720 + 1200 + 900 + 1500 = US\$/. 9540

Cálculo del costo operativo anual de servicios

Se refiere a la predicción de variables climáticas: 12*costo mensual de servicio = 12*1000 = US\$/. 12000

Hardware, software y comunicaciones		Costo (US\$)
Licencia de Software		
	Licencia de software estación meteorológica(incluido con la estación)	0
Hardware		
	Estación meteorológica	4000
	PC	1500
		5500



Aspectos a considerar:

- La licencia de software de uso de la estación está incluida en el costo del equipo.
- **Cálculo de la inversión en hardware, software y comunicaciones**

Para este cálculo se encuentran incluidos todos los puntos de la tabla: 0 + 4000 + 1500 = US\$/. 5500

c) Optimización de la operación

Actividades	Días estimados		PIE	Costo (US\$)
	IS	IE		
1 Creación de un sistema de equipamiento considerando propiedades comunes por grupo de equipos (generadores - generación mínima, máxima, tiempo mínimo de arranque, constante de conversión - , embalses -volumen mínimo, máximo, muerto -, líneas - capacidad - , ductos - tiempo de viaje del agua -, bancos de condensadores, etc)	40	25		4400
2 Creación de un editor visual de diagramas unifilares, que vincule el equipamiento del sistema con su disposición física, empresa, zona, etc.	75			4500
3 Creación de módulo de costos por fuente de energía y vínculo con equipos asociados por zonas	45			2700
4 Automatización de los eventos y mantenimientos del sistema ligados a mantenimiento de equipos. Registro de equipos asociados	20	7		1760
5 Automatización de procesos ligados al estudio de la reserva rotante	25	30		3900
6 Ingreso de datos para el sistema de equipamiento en la capa de equipos y modelos		15	120	5400
7 Diseño e implementación de la arquitectura de red neuronal del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	60			3600
8 Creación de restricciones del modelo de optimización	20	35		4000
9 Pruebas, depuración y optimización del proceso	15			900
10 Interfaz de usuario que automatiza el proceso completo	18	5		1480



11	Creación de esquema de Base de Datos histórica que contenga el plan, semanal y diario programado, re-programado y ejecutado	25			1500
		343	117	120	34140

Inversión

Aspectos a considerar:

- De acuerdo a la complejidad de cada módulo a elaborar se tendrán unos días estimados de trabajo.
- Para el cálculo del costo de la actividad i se aplicará la fórmula:

$$\sum_{j=1}^{personal} Costo_diario_j * nro.días_j$$

- **Cálculo de la inversión en personal**

Para este cálculo se necesitan de todas las actividades descritas en la tabla anterior. Así tenemos: 4400 + 4500 + 2700 + 1760 + 3900 + 5400 + 3600 + 4000 + 900 + 1480 + 1500 = US\$/. 34140

Hardware, software y comunicaciones		Costo (US\$)
Hardware		
	PC	1500
		1500

Aspectos a considerar:

- 1 PC para la realización de los cálculos

- **Cálculo de la inversión en hardware, software y comunicaciones**

US\$/. 1500



d) Coordinación en tiempo real

Actividades	Días estimados			Costo (US\$)
	IS	IE	PIE	
1 Coordinación entrega puntos ICCP de empresas		100		8000
2 Configuración de puntos ICCP	60			3600
3 Integración del sistema de equipamiento con las señales del sistema Scada	5		15	825
4 Determinación de puntos ICCP estratégicos de medidas y estados, incluidos los de frecuencia y tensión por zonas (sub-sistemas)		10		800
5 Ampliación de funcionalidad del editor: Creación de puntos dinámicos, generación de alarmas, operatividad de conexiones	20			1200
6 Creación de estadísticas en línea	2			120
7 Creación de una base de datos histórica de estadísticas, de cambios de estado y de medidas en las señales	4			240
8 Creación de un estimador de estados	30			1800
9 Relacionar elementos del sistema de equipamiento con el estimador de estados para el procesamiento de señales	2	20		1720
10 Determinación de sub-sistemas aislados tal que no tengan problemas de generación al trabajar independientemente		2		160
11 Elaboración de Planes de contingencia para la operación del sistema Eléctrico Interconectado Nacional, considerando diferentes escenarios		180		14400
12 Proceso que relacione el programa diario programado y ejecutado	10			600
13 Reglas que gobiernan estado general de equipos relacionados a : Tensión, Frecuencia, Sobrecargas de líneas, Sobrecargas de transformadores, Límites en generadores	15			900
14 Creación y pruebas de reglas que considere maniobras en:				0
I.- Operación del sistema en condiciones normales (parámetros en rangos normales)	10	4		920
II.- Operación en condición de contingencia				
a) Centro. Zona: I,II,III,IV,V,VI,VII,VIII	25	7		2060
b) Norte. Zona: I,II,III,IV,V,VI	25	5		1900
c) Sur-Oeste. Zona: I,II,III,IV	20	4		1520
d) Sur-Este. Zona: I,II,III,IV,V,VI,VII,VIII,IX,X,XI	45	20		4300



III.- Colapso Total del Sistema				
a) Recuperación por Zonas Centro, Norte, Sur-Oeste, Sur-Este	25	10		2300
b) Sincronización de las zonas	15	5		1300
IV.- Orden de re-programación	2	1		200
	315	368	15	48865

Inversión

Aspectos a considerar:

- En la actividad 2, Configuración de puntos ICCP, se toman en cuenta las pruebas a realizar por empresa, analizando conexiones, grupos de señales, estampa de tiempo en origen y destino por señal.
- En la actividad 5, Ampliación de funcionalidad del editor, se considera que el sistema a realizar ofrezca no sólo apoyo a la toma de decisiones al propio sistema experto, sino también al coordinador para que pueda validar las sugerencias dadas.
- En la actividad 6, Creación de estadísticas en línea, es necesario contar con estadísticas simplificadas del sistema que representen la realidad y ayude a otros sistemas la obtención rápida de los mismos, ya que cuanto más calidad de datos se tenga, más eficientemente se ofrecerán resultados.
- Se debe considerar la no existencia de datos, por pérdida de conexión con cualquier otra empresa, como razón principal. Para ello se considera la actividad 8, la cual consiste en la creación de un estimador de estados. Estima valores de las señales a futuro, las que no se cuentan en tiempo real.
- En la actividad 11, elaboración de planes de contingencia, será la base para la creación de las reglas que dominan el sistema eléctrico, basada en la experiencia.
- En la actividad 12, Proceso que relacione el programa diario programado y ejecutado, se toma en cuenta para analizar en línea si el plan programado va conforme al plan ejecutado de la operación.
- En la actividad 13, Reglas que gobiernan estado general de equipos relacionados, se crean reglas de las que se basará también el sistema experto.



- En la actividad 14, se adjunta al final del presente capítulo las zonas que se consideran y los equipos que la conforman por caso.
- De acuerdo a la complejidad de cada módulo a elaborar se tendrán unos días estimados de trabajo.
- Para el cálculo del costo de la actividad i se aplicará la fórmula:

$$\sum_{j=1}^{personal} Costo_diario_j * nro.días_j$$

- **Cálculo de la inversión en personal**

Todas las actividades se toman en cuenta para el cálculo de la inversión. Tenemos: 8000 + 3600 + 825 + 800 + 1200 + 120 + 240 + 1800 + 1720 + 160 + 14400 + 600 + 900 + 0 + 920 + 2060 + 1900 + 1520 + 4300 + 2300 + 1300 + 200 = US\$/. 48865

Hardware, software y comunicaciones		Costo (US\$)
Licencia de Software		
	CLIPS(C Language Integrated Production System)	0
	Adquisición de Software que gestione las señales SCADA y que soporte el protocolo TASE_2	54929
Hardware		
	Servidor ICCP	2900
	Servidor ICCP - respaldo	2900
	Servidor de Procesos	2900
	Sistema Operativo UNIX	0
		63629
		Inversión

Aspectos a considerar:

- CLIPS es un software libre de costo
- Dos servidores ICCP es lo habitual según planes de contingencia.



- **Cálculo de la inversión en hardware, software y comunicaciones**

Todos los puntos se consideran para evaluar la inversión. Tenemos: $0 + 54929 + 2900 + 2900 + 2900 + 0 = \text{US\$} 63629$

e) Resumen del proyecto

De los puntos anteriormente mencionados hacemos un resumen para visualizar fácilmente e integrar resultados.

	Inversión	Costo Operativo
Aspecto común	196585	301948
Predicción demanda	15040	12000
Optimización	35640	0
Coordinación en tiempo real	112494	0
	359759	313948

Nota: Base anual

f) Estimado anual de operaciones

Evaluando la operación de veintiséis días, se tiene la operación programada y ejecutada contando con los recursos actuales. Nos enfocamos en base a la diferencias para evaluar resultados y ahorros que habrían por año.

		Mes: abril - mayo 2003	Base : US\$	
	Programado	Ejecutado	Diferencia	
semana 16	Abril			
20	17132.45348	41271.61429	-24139.1608	
21	54174.36932	46531.3	7643.06932	
22	68844.85692	133058.2943	-64213.4374	
23	160181.9697	213065.3171	-52883.3475	
24	106138.9283	119146.5	-13007.5717	
25	127167.277	131049.42	-3882.14298	
semana 17	Abril-mayo			
26	77450.59689	68154.40571	9296.19117	



27	59599.17015	73587.94857	-13988.7784
28	98459.02806	105849.4514	-7390.42337
29	110956.7271	127429.3857	-16472.6587
30	94629.59628	95860.17429	-1230.578
01-May	165278.5386	168643.5286	-3364.98996
2	95758.97489	138160.7714	-42401.7965
semana 18	Mayo		
3	95569.6968	137625.2029	-42055.5061
4	70734.06278	120590.6543	-49856.5915
5	116201.3868	131782.62	-15581.2332
6	149217.7537	107492.3429	41725.4109
7	147030.1506	116695.18	30334.9706
8	159543.1083	122362.96	37180.1483
9	165995.6753	76890.70857	89104.9667
semana 19	Mayo		
10	67832.13086	66415.10857	1417.02229
11	34922.95569	38956.89429	-4033.9386
12	71670.36589	88634.39143	-16964.0255
13	74562.30104	93156.19714	-18593.8961
14	75354.88585	83937.26	-8582.37415
15	91675.47989	89479.72857	2195.75132
		Suma US\$/.	-179744.92
		Aproximación 99%	-177947.471
		Estimación anual	-2498108.72

Aspectos a considerar:

- La suma es de los datos mostrados en filas anteriores
- Se estima un error del 1% debido a la aleatoriedad de fallas, mantenimientos correctivos, cambios climáticos no previstos, principalmente. En números, tenemos: $0.99^* (-179744.92) = \text{US}\$/.- 177947.471$
- La estimación anual se calcula de la siguiente manera: Aproximación/Nro. De días * 365 días por año = $-177947.471/26^*365 = \text{US}\$/.- 2498108.72$

**g) Estudio costo-beneficio**

Años	0	1	2	3
Ingresos		2498108.723	2498108.723	2498108.723
Egresos				
a) Inversión	-359759			
b) Gasto anual		-313948	-313948	-313948
Total	-359759	2184160.723	2184160.723	2184160.723
Tasa de descuento	0.15			
Valor presente al 15% año	-359759	1899270.194	1651539.299	1436121.129
Valor presente al 15% año acumulado	-359759	1539511.194	3191050.492	4627171.622
Tasa interna de retorno	605%			
Rentabilidad	1286.19%			
Recuperación de la inversión	-2.804206957	-2.804206957	2.8 meses	
Valor actual neto (US\$)	4627171.622			

Aspectos a considerar:

- Horizonte del proyecto: tres años
- Tasa de descuento: 15%



Factores críticos de éxito

a) Predicción de demanda

- Es importante contar con data climática histórica y pronósticos adecuados para elaborar predicciones en demanda.
- Hacer una división por zonas importantes y no constantes en el tiempo y que agrupadas ofrecen una idea de la demanda global del sistema.
- Tomar en cuenta días atípicos que varían el comportamiento normal del sistema.

b) Optimización de la operación

- Conocer con anticipación los mantenimientos predictivos.
- Adecuada programación de mantenimientos correctivos.
- Contar con costos de insumos para la generación de energía eléctrica actualizados, tales como costo de combustible y el valor del agua semanal, entre otros.

c) Coordinación en tiempo real

- Experiencia plasmada en el sistema experto
- Estimador de estado adecuado y operativo
- SCADA contando con medidas necesarias para tomar decisiones en tiempo real
- Sistema de estadísticas en línea operativo



Matriz de criticidad de factores

	Responsable					
	Empresas integrantes	Grandes clientes	Consultores externos	Operador Sist. de información	Operador y Sist. Información Toma de decisiones	Operador Sist. Tiempo Real
Predicción de demanda						
Data climática histórica			X	X		
Data de demanda histórica	X	X		X		
Pronóstico de clima			X			
Conocer plan de demanda de grandes clientes	X	X		X		
Optimización de la operación						
Adecuado pronóstico de demanda				X	X	
Sistema de equipamiento actualizado	x	X		x	X	X
Editor visual para rapidez de formulación						x
Costos actualizados por equipo integrante	x			x	X	X
Conocer la reserva rotante del sistema	X			x	x	
Conocer los mantenimientos de equipos	X	X		x	X	X
Coordinación en tiempo real						
Adecuada optimización de la operación				X	x	
Experiencia plasmada en las reglas				X	x	x
Velocidad de re-programación				x	x	
Gestión de alarmas visuales y de texto				X	x	
Estimador operativo				x	x	
Estadísticas en línea	x	X		x	x	
Relación actualizada de equipos y propiedades	x			x	X	X

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CONCLUSIONES

5.1. Como sub-sistemas

5.1.1. Pronóstico de la Demanda en el corto plazo

- Usando principios de redes neuronales artificiales es posible obtener una adecuada predicción de la demanda para el corto plazo y descartar, por tanto, los factores irrelevantes al sistema de estudio.
- Es necesario que la red neuronal 'entrene' con los datos de entrada y de salida, ajustando sus pesos. Este tiempo puede tomar algunas horas pero solo se ejecutará este proceso al inicio –nacimiento de la red-, luego de ello su entrenamiento es progresivo y sólo tomará algunos segundos para entrenar su nuevo comportamiento y dar la respuesta adecuada en el pronóstico de la demanda para el corto plazo. Ofrece un aprendizaje continuo y con 'memoria'.
- La red neuronal de estudio no impuso presupuestos de partida, como el tipo de dependencia funcional o la distribución gaussiana de los datos, ofreciendo una precisión adecuada y esperada en los resultados obtenidos.
- Fue necesario agregar una variable que absorba las diferencias notorias, como los fines de semana largos, paros nacionales, entre otros. De esta manera se aumenta precisión a la predicción de la demanda.



- La naturaleza de red usada es ampliable a la predicción de las variables de entrada, en este caso, las variables climáticas para obtener una buena calidad en el valor de salida. No olvidemos que de la calidad de las variables de entrada obtendremos un adecuado valor de salida de red.
- Al obtener variables climáticas, es posible también, predecir los comportamientos de los ríos, donde ellos 'nacen', mas no a su operación, ya que ésta se encuentra ligada a la optimización de la misma. De esta manera, con una adecuada predicción, obtendremos una optimización adecuada.

El uso de momentum en la red neuronal artificial evita el 'entrampamiento' en una solución que no es realmente la óptima.

5.1.2. Programación y Despacho óptimo

- Al obtener una solución, ésta se puede almacenar, para luego ser la misma en el punto de partida para hallar el costo óptimo de operación del siguiente proceso, es decir, de la nueva configuración del sistema. Este proceso normalmente toma menos tiempo que empezar cada proceso con el vector solución igual a cero.
- La estructura de red neuronal planteada permite analizar el modelo primal y dual a la vez, con el objeto de acelerar la convergencia y poder realizar un estudio de análisis de sensibilidad con facilidad.
- El análisis de red propuesta muestra una completa estabilidad para alcanzar la convergencia a la solución exacta.
- La arquitectura de red neuronal propuesta ofrece la capacidad de resolver sistemas lineales y no lineales, ofreciendo adecuada performance para los modelos no lineales. Aspecto que normalmente en los programas comerciales son lentos de manera relativa, en alcanzar la solución óptima.



5.1.3. Coordinación en tiempo real del Sistema Eléctrico

- El sistema experto es de gran ayuda al presentarse fallas simultáneas en diversos puntos críticos de la red del Sistema eléctrico interconectado Nacional, resolviendo éste de una manera adecuada y eficiente el problema de la calidad del servicio, hasta lograr la integración de sistemas aislados, en caso se creen, o evitando su creación, conservando la economía del servicio y la calidad de suministro y de producto.
- Es posible usar un sistema experto de coordinación en cada zona importante del Perú, es decir zonas representativas en el consumo de energía eléctrica para que al crearse sistemas aislados estos puedan trabajar coordinadamente para unir el sistema, conservando la economía del abastecimiento del suministro eléctrico y la calidad del servicio.
- Para no saturar el uso de red principalmente, solo es necesario que el sistema experto obtenga los cambios de las señales para, que de acuerdo a ello, tomar una adecuada decisión en el tiempo adecuado, siendo éste el menor posible. De ésta manera se evita redundancia y el sistema experto trabajaría sólo con la información necesaria para hacer una adecuada gestión de la misma.
- El sistema experto es capaz de inferir nuevas reglas a partir de las ya dadas, ya que éste en su motor de inferencias tiene implementado el algoritmo de operación con cuantificadores elementales y lógicos, como la lógica de predicados de primer orden.
- El sistema experto sirve como elemento de capacitación y evaluación para todo tipo de problemas relacionados, en este caso, a la coordinación de la operación en tiempo real.

Teniendo, el sistema experto, una base de conocimientos, y la configuración de la red eléctrica se puede probar en él los procedimientos, previos a su aprobación por las empresas integrantes y del directorio.



5.2. Como un sistema integrado

- Adecuada predicción de demanda, aspecto que permite obtener una evaluación óptima de la operación. Al tener una adecuada predicción de la demanda se obtendrá un costo óptimo de la operación, acorde con la razón de ser de la organización.

Creación de programación del servicio con un costo estratégico adecuado, con la posibilidad de elaborar re-programaciones en caso se presenten desviaciones entre demanda pronosticada y ejecutada.

- Monitoreo en línea de las variables permitiendo detectar problemas en diversas zonas de la red, encontrando una solución adecuada a problemas que se presenten en la misma, con el objetivo de mantener la calidad del servicio.
- Asegurar la calidad de suministro, aspecto relacionado a la tensión del sistema
- Asegurar la calidad de producto, factor ligado a la frecuencia del sistema



RECOMENDACIONES

De acuerdo a lo expuesto en el presente tema de tesis, se hacen las siguientes recomendaciones:

5.3. Como sub-sistemas

5.3.1. Pronóstico de la Demanda en el corto plazo

- Determinación de tipos de cargas por zonas y agruparlas de acuerdo a su comportamiento.
- Para lograr un adecuado pronóstico y de acuerdo al tipo de zona de estudio, se hace el mencionado proceso tomando como base demandas históricas y variables climáticas.
- Ante un cambio no esperado en las variables climáticas, se debe hacer un nuevo pronóstico de las mismas para un posterior programa óptimo de operación, si el caso lo amerita
- Sistematizar la recolección de datos para un adecuado tratamiento de la información.

5.3.2. Programación y Despacho óptimo

- Crear un sistema de equipamiento que considere todas las propiedades por tipo de equipo y que se encuentren ligados a las señales del SCADA. Debe tener histórico de cambios en las propiedades por equipo.
- Crear un editor de diagramas unifilares que vincule los equipos del Sistema eléctrico Interconectado Nacional para facilitar los estudios.
- Crear un módulo de costos por fuente de energía y que se encuentren vinculados con los equipos.
Crear restricciones genéricas, las cuales fueron detalladas, y aplicables a todo el Sistema en cualquier estado de los equipos.
- Considerar reducción por zonas para acelerar el proceso de optimización.



- Eliminar, en tiempo de ejecución, variables redundantes y que no aportan cambios al programa de optimización. El no eliminarlas traería como consecuencia un aumento en el tiempo de procesamiento.

5.3.3. Coordinación en tiempo real del Sistema Eléctrico

- Determinación de puntos ICCP estratégicos para la toma de decisiones
- Creación de reglas genéricas y almacenarlas en la Base de datos para actualizar el modelo y contrarrestar el hecho que sostiene que un sistema experto es estático. Sistema dinámico de aprendizaje
- Crear estadísticas en línea y estimador de estados para apoyar el proceso de coordinación.
- Gestión de alarmas y sugerencias al coordinador. Se puede evaluar una futura automatización como la implementación de ordenes remotas.

5.4. Como un sistema integrado

Se necesita datos con calidad adecuada. Implantar un sistema que consistencie la calidad de los mismos.

- Automatizar los procesos y mostrar alarmas en caso se tengan problemas y no se logren los resultados en el tiempo estimado para ejecutar un plan de contingencia posterior
- De lo anterior: Contar con una bitácora de actividades, a manera de respaldo, para detectar rápidamente el problema, si se presentara.

BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFIA

Análisis de Sistemas de Potencia. John J. Grainger - William D. Stevenson Jr. ISBN 970-10-0908-8. Mc. Graw Hill editores. Mexico. Año 1996.

CLIPS. Advanced programming guide. Joseph C. Giarratano y Gary Riley. Versión 6.2. 234pp. Marzo 2002.

CLIPS. Architecture manual. Joseph C. Giarratano y Gary Riley. Versión 5.1. 457pp. Enero 1992.

CLIPS. Basic programming guide. Joseph C. Giarratano y Gary Riley. Versión 6.2. 398pp. Marzo 2002.

CLIPS. Interfaces guide. Joseph C. Giarratano y Gary Riley. Versión 6.2. 116pp. Marzo 2002.

CLIPS. User guide. Joseph C. Giarratano. Versión 6.2. 162pp. Marzo 2002.

Compensación económica por regulación primaria y secundaria de frecuencia del Sistema Interconectado Sur.(Ex) COES-SUR. Año 2000.

Cortocircuito. Geraldo Kindermann. ISBN 85-241-0368-X. Brasil. 214pp. Año 1997

Determinación de los costos de arranque-parada, rampas de carga y descarga de las unidades de vapor de la central térmica ILO1. Energía del Sur S.A.-ENERSUR S.A. Febrero 2001

Grandes sistemas eléctricos. Métodos matriciais. Homer E. Brown. Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Brasil. Año 1977.

Inteligencia artificial. Una nueva síntesis. Nils J. Nilsson. ISBN 1-55860-467-7. Stanford University. Mc Graw Hill editores. Impreso en España. 458 pp. Año 1998.



Inteligencia Artificial: un enfoque moderno. Stuart J. Russell y Peter Norvig. ISBN 968-880-862-X. Prentice Hall Hispanoamericana Editores. Impreso en México. Hecho en los Estados Unidos de América. 979pp. Año 1996.

Neural network and fuzzy logic applications in C/C++. Stephen T. Welstead. ISBN 0-471-30974-5. John Wiley y Sons editores. 494pp. Año 1994.

Power generation, operation and control. Allen J. Wood. Bruce F. Wollenberg. ISBN 0471586994. Segunda edición. Enero 1996.

Power system stability and control. Prabha Kundur. ISBN 0-07-035958-X. EPRI editores. 1176pp. Año 1993.

Rechazo automático de carga-Generación del SEIN. El estudio comprende: Rechazo automático de carga(RAC) de mínima frecuencia, Rechazo automático de carga de mínima tensión y Rechazo automático de generación por relés de sobre-frecuencia. CESI consultores. Italia. Año 2003.

Redes neuronales. Algoritmos, aplicaciones y técnicas de programación. James A. Freeman - David M. Skapura. ISBN 0-201-60115-X. Addison-Wesley Iberoamericana editores. Estados Unidos. 431pp. Año 1993

Redes neuronales artificiales. Fundamentos, modelos y aplicaciones. José R. Hilera y Victor J. Martinez. ISBN 970-15-0571-9. Alfaomega-Rama editores. Impreso en Colombia. Hecho en España. 391pp. Año 2000.

Redes neuronales y sistemas difusos. Bonifacio Martín del Brío y Alfredo Sanz Molina. ISBN 970-15-0733-9. Segunda edición. Universidad de Zaragoza. Alfaomega-Rama editores. Impreso en México. 399pp. Año 2002.

Sistemas expertos. Principios y programación. Joseph Giarratano y Gary Riley. ISBN 970-686-059-2. International Thomson editores. Tercera edición. Impreso en México. Hecho en los Estados Unidos de América. 596pp. Año 2001.



State estimation in electric power systems. A generalized approach. A. Monticelli. ISBN 0792385195. Kluwer Academic Publishers. Impreso en Estados Unidos. 494pp. Año 1999

Structure and interpretation of computer programs. Harold Abelson, Gerald Jay Sussman y Julie Sussman. ISBN 0-262-51087-1. Massachusetts Institute of Technology. Segunda edición. cuarta re-impresión. Año 1999.

The Nonlinear workbook. Chaos, fractals, cellular automata, neural networks, genetic algorithmics, fuzzy logic with C++, Java, symbolic C++ and reduce programs. Willi-Hans Steeb. ISBN 981-02-4025-2. Rand Afrikaans University. World Scientific. Impreso en Singapur. 585pp. Año 2001.