

AUTOMATIZACIÓN DE CONTRATACIÓN HORARIA DE POTENCIA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL




DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA
PROGRAMACIÓN OPERATIVA DE CORTO PLAZO



Proyecto de Investigación N° 273

“Este proyecto es cofinanciado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología - CONACYT con recursos del FEEI”

 **TETÃ REKUÁI
GOBIERNO NACIONAL**

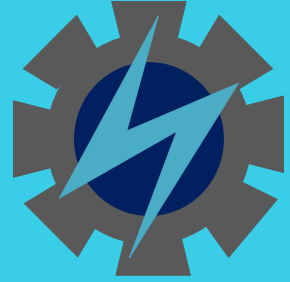
GEDIISE

**GRUPO DE ESTUDIOS
DE DESARROLLO,
INVESTIGACIÓN E
INNOVACIÓN DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS**

*UNIVERSIDAD DEL CONO SUR
DE LAS AMÉRICAS*



AUTOMATIZACIÓN DE CONTRATACIÓN HORARIA DE POTENCIA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



MsC. Ing. RODNEY D. FARIÑA MARTÍNEZ

Universidad del Cono Sur de las Américas - UCSA - Paraguay

MsC. Ing. OSCAR A. BARBOZA GIMÉNEZ

Universidad del Cono Sur de las Américas - UCSA - Paraguay

Dr. Ing. JORGE E. MENDOZA BAEZA

Universidad de Concepción - UdeC - Chile

CONSIDERACIONES INICIALES



REFERENCIAS

- LT 500kV
- LT 220kV
- LT 66kV
- Estación/subestación
- Central Hidroeléctrica Acaray
- Central Hidroeléctrica Itaipú
- Central Hidroeléctrica Yacyretá

CH-IPU

Año 2.013 - 2.427 MW	69%	1.674 MW
Año 2.019 - 3.481 MW	89%	3.100 MW

CH-ACY

Año 2.013 - 2.427 MW	21%	242 MW
Año 2.019 - 3.481 MW	4%	150 MW

CH-YAC

Año 2.013 - 2.427 MW	21%	509 MW
Año 2.019 - 3.481 MW	7%	251 MW

CONSIDERACIONES GENERALES



- Planificación de la Operación Electro-energética.
- Se debe considerar las restricciones técnicas y operativas.
- La operación eficiente del sistema de transmisión requiere una estimación precisa de la demanda.

*Costos de operación en el año 2.013 ascienden a **612 Millones** de Dólares americanos*

Donde...

51,05% Compra de energía de las Centrales de Generación **CH-IPU** y **CH-YAC**

1,41% Gastos operativos y de mantenimiento de la **CH-ACY** y **Centrales Térmicas**



- Uso de metodologías específicas para la predicción de la demanda y el despacho de potencia de corto plazo.
- Relevancia del pronóstico preciso de la curva de carga de un sistema eléctrico de potencia, ya que la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades.
- Las series de demanda de energía eléctrica son complejas, presentando tendencia y estacionalidades semanales y diarias, entre otras particularidades.

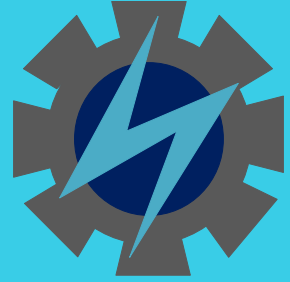
OBJETIVO PRINCIPAL

Desarrollo de un modelo computacional de programación a corto plazo, prediciendo con aceptable precisión la demanda horaria de potencia eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

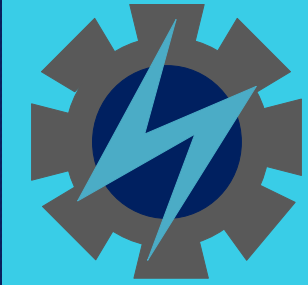
- Determinar las variables de mayor incidencia en el comportamiento de la demanda de potencia eléctrica en el Paraguay;
- Analizar la operación eléctrica y energética de los sistemas de potencia y la metodología de estimación de la demanda de potencia horaria empleada en nuestro medio;
- Desarrollar y validar un modelo computacional automatizado para la estimación de la demanda de potencia eléctrica horaria en el SIN (corto plazo, horas del día);
- Desarrollar un modelo computacional automatizado para la programación operativa de corto plazo;
- Simular diferentes escenarios y analizar los resultados proporcionados por el modelo.

MATERIALES Y MÉTODOS



- Recopilación de informaciones del SIN.
- Análisis documental y entrevistas de informantes clave.
- Utilización de serie de datos de consumo de energía eléctrica.
- Uso de series de datos meteorológicos obtenidos de DINAC.
- STLF ‘Short-Term Load Forecasting’- ('Pronóstico de carga a corto plazo').
- RNA ‘Redes Neuronales Artificiales’ con Neural Network Toolbox®, de MatLab®.
- PLEM ‘Programación Lineal Entera Mixta’ con función objetivo ‘Costo diario de potencia y energía de las Centrales de Generación’ (Minimización), mediante la herramienta Optimization Toolbox®, de MatLab®.

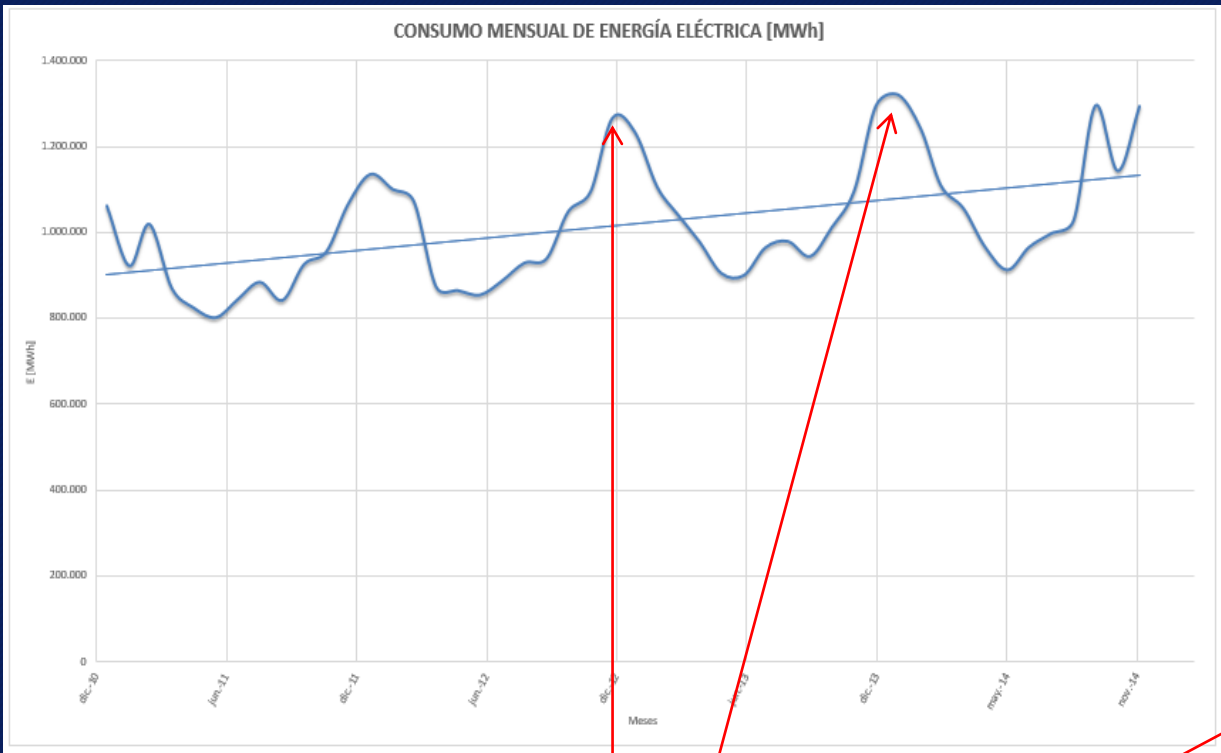
VARIABLES DE MAYOR INCIDENCIA EN LA DEMANDA



- Las series temporales de demanda son complejas...
- Las series de demanda muestran tendencia...
- La tendencia en la demanda está asociada a otros factores...
- Reducción en la potencia demandada en el SIN los fines de semana...

VARIABLES EXPLICATIVAS Y DATOS CONSOLIDADOS

Resultados de análisis de influencia de factores meteorológicos de la demanda

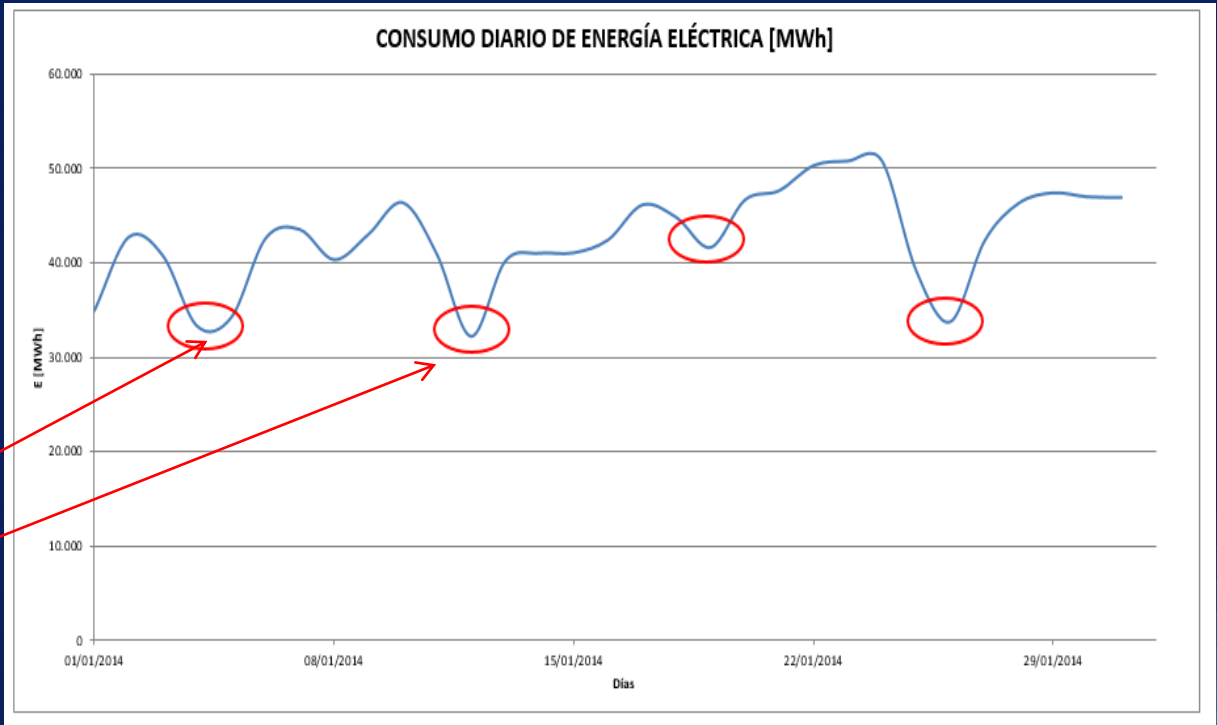


Serie de consumo de energía eléctrica en Paraguay, 2011 al 2014.

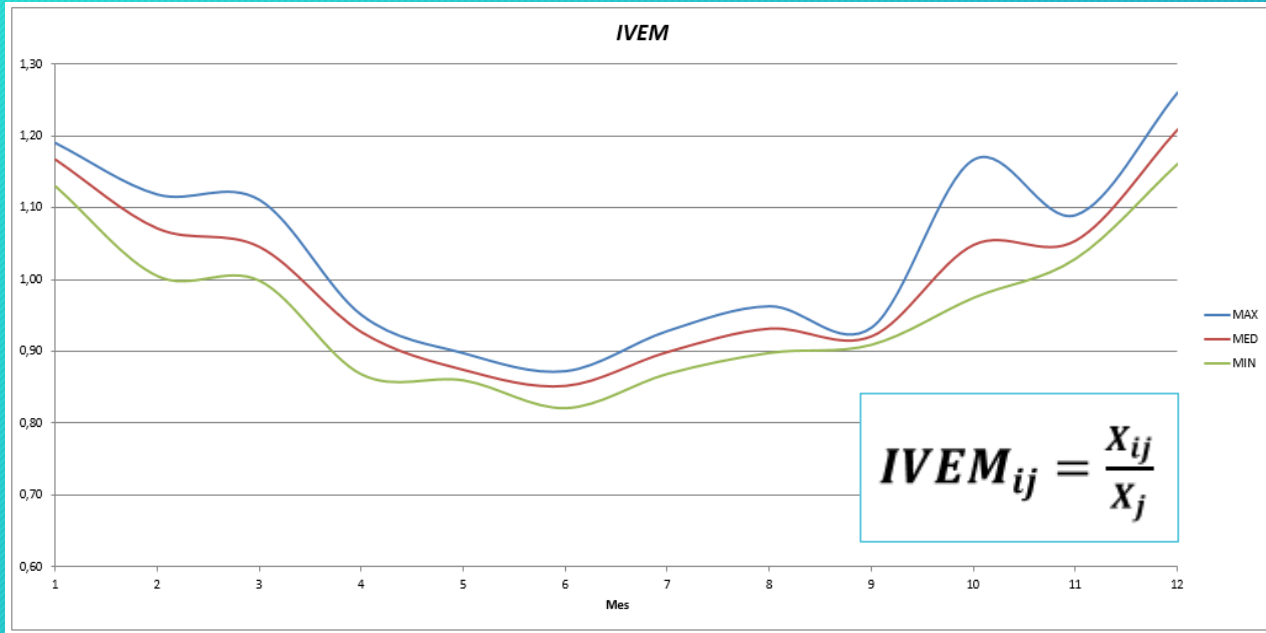
- ### Efectos estacionales
- Efecto estacional diario
 - Efecto estacional mensual

La demanda horaria de potencia

$$E = P \times T \text{ (MWh)}$$

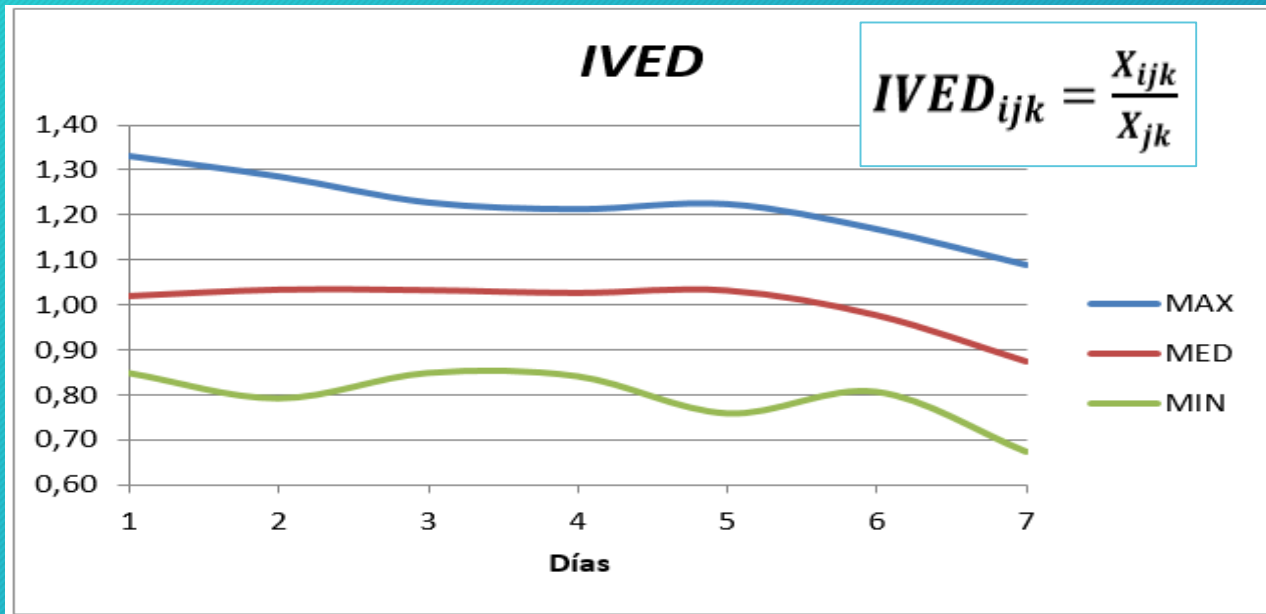


Consumo diario mensual



El valor medio del IVEM, resume el comportamiento relativo de diferentes meses del año

La diferencia de valores máximos y mínimos del IVEM, revela el intervalo de variación estacional



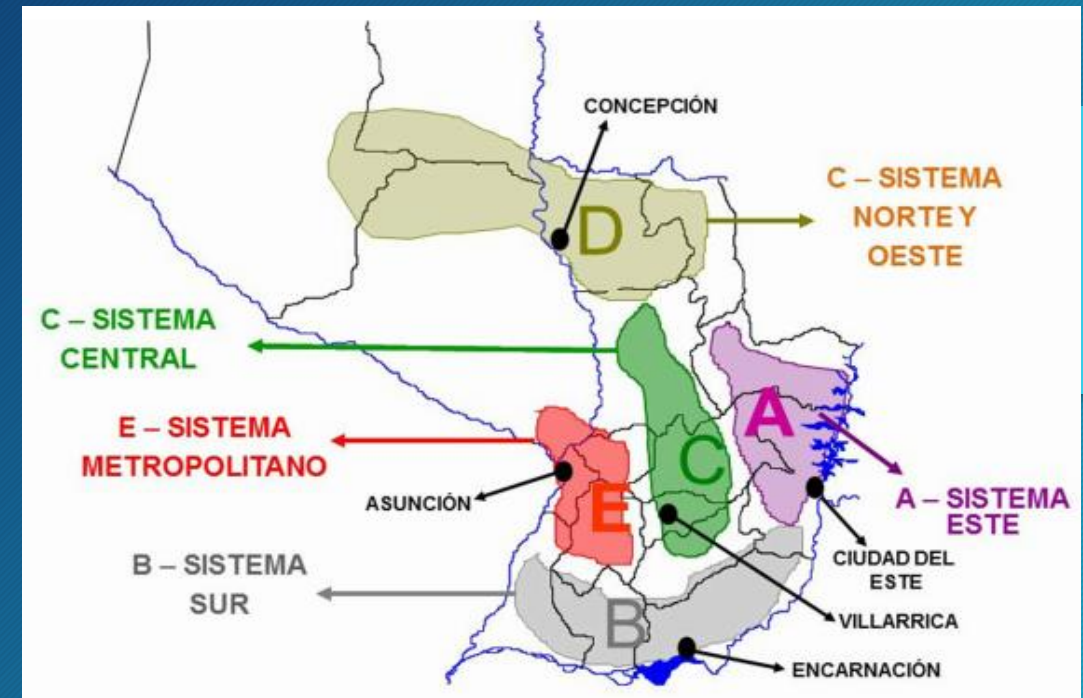
El valor medio del IVED muestra un consumo en los días laborales completos, lunes a viernes.

Los sábados inicia el descenso del consumo, siendo mínimo los domingos con repetición en los días feriados.

FACTORES METEOROLÓGICOS

Índices diarios de variables meteorológicas

ITMA	°C	Índice de temperatura máxima
ITMI	°C	Índice de temperatura mínima
ITME	°C	Temperatura media del aire
ITPR	°C	Temperatura del punto de rocío
IVMV	km/h	Índice de velocidad media del viento
IPON	mm	Índice de precipitación
IHEL	h	Índice de heliofonía e insolación
IHRA	%	Índice de humedad relativa



Sistemas Regionales y Estaciones Meteorológicas representativas

Estación Meteorológica	Sistema Regional	Ponderación [%]
Asunción	Metropolitano	57,8
Ciudad del Este	Este	18,4
Villarrica	Central	9,4
Encarnación	Sur	8,9
Concepción	Norte - Oeste	5,5

Ponderación de temperatura en función a demanda simultánea de Sistemas regionales

FACTORES METEOROLÓGICOS Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA



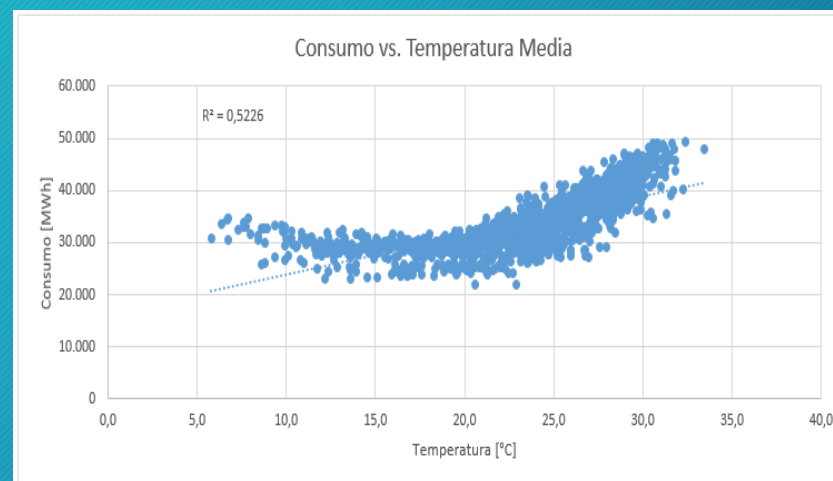
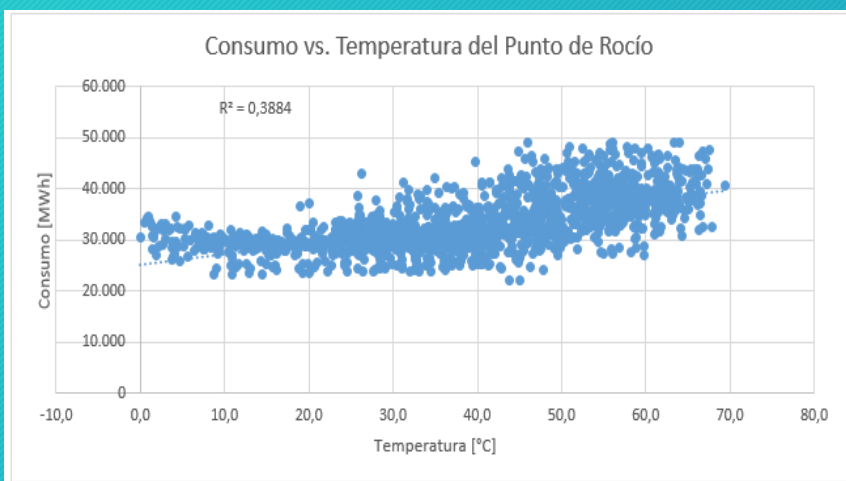
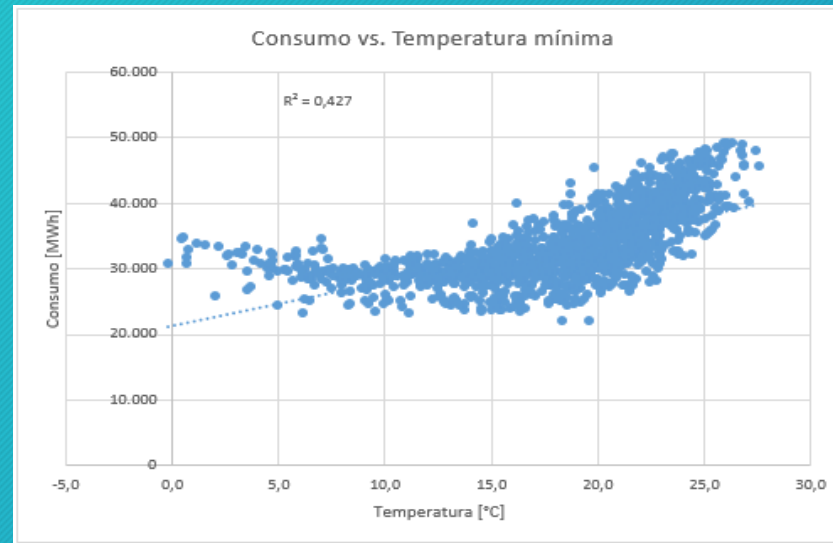
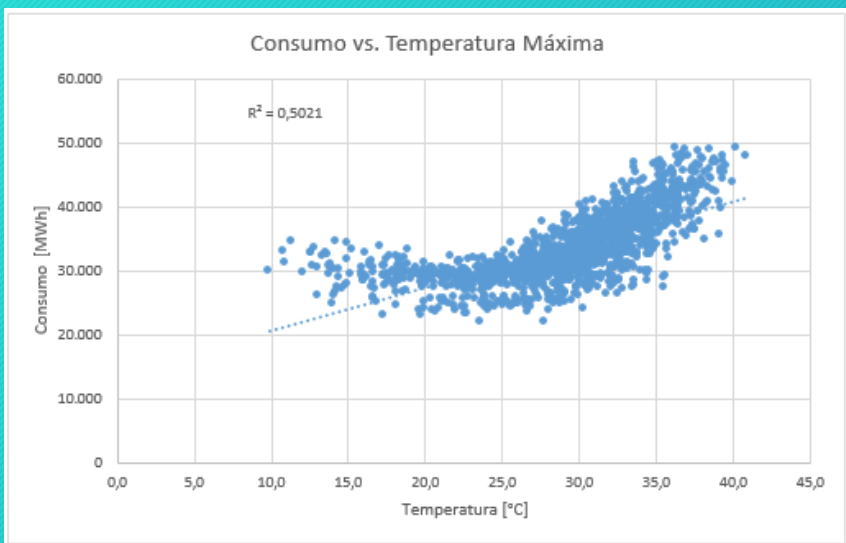
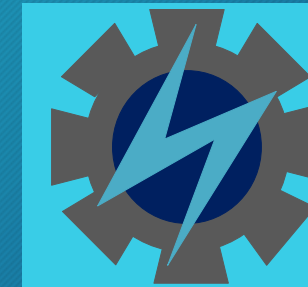
Variables meteorológicas de mayor influencia en la demanda

Variable Meteorológica	Coefficiente de Correlación
Temperatura Media	0,72
Temperatura Máxima	0,71
Temperatura Mínima	0,65
Temperatura del PR	0,62
Humedad Relativa	0,37
Heliofonía	0,32
Velocidad del Viento	0,08
Precipitación	0,05

Coeficiente que representa la proporción del consumo de la energía eléctrica explicada por la variable considerada.

Coeficiente de correlación R

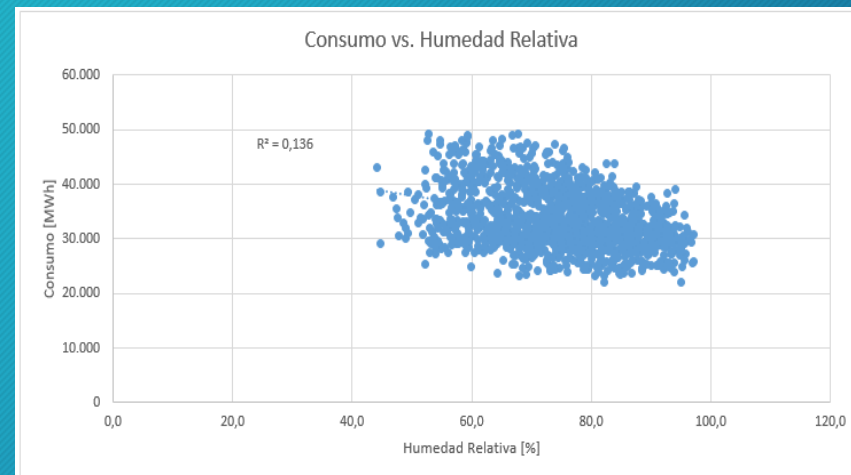
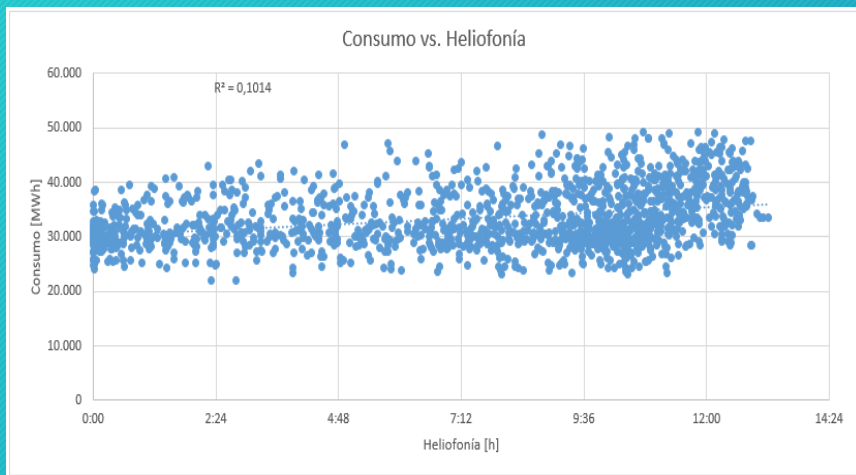
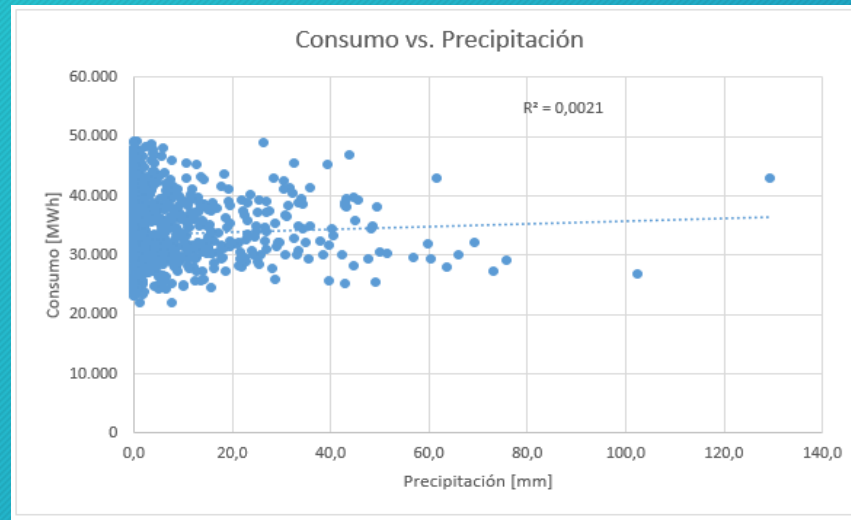
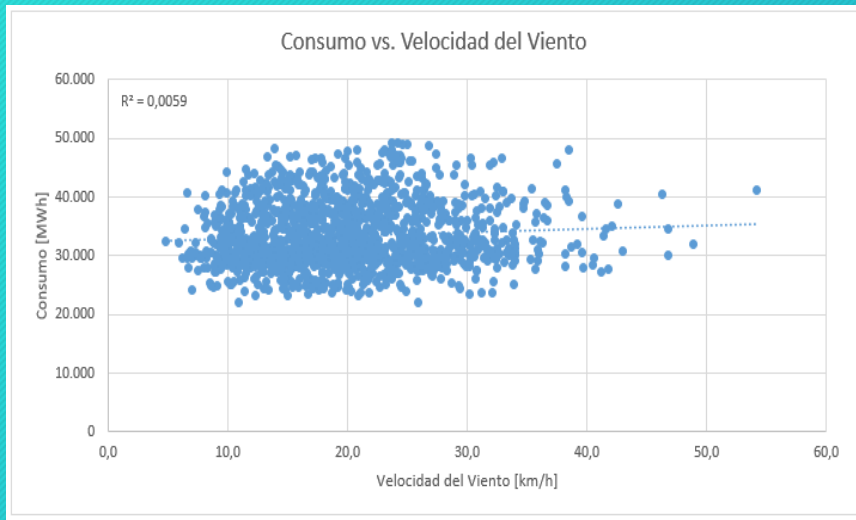
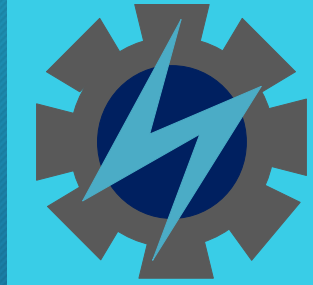
FACTORES METEOROLÓGICOS Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA



La temperatura es la variable de mayor correlación lineal con el consumo de la energía eléctrica

Dispersión del consumo corregido frente a variables meteorológicas

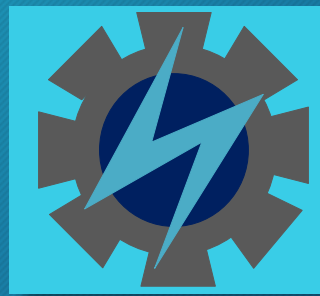
FACTORES METEOROLÓGICOS Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA



La correlación de la velocidad del viento y la precipitación en el consumo de la energía eléctrica es muy reducida

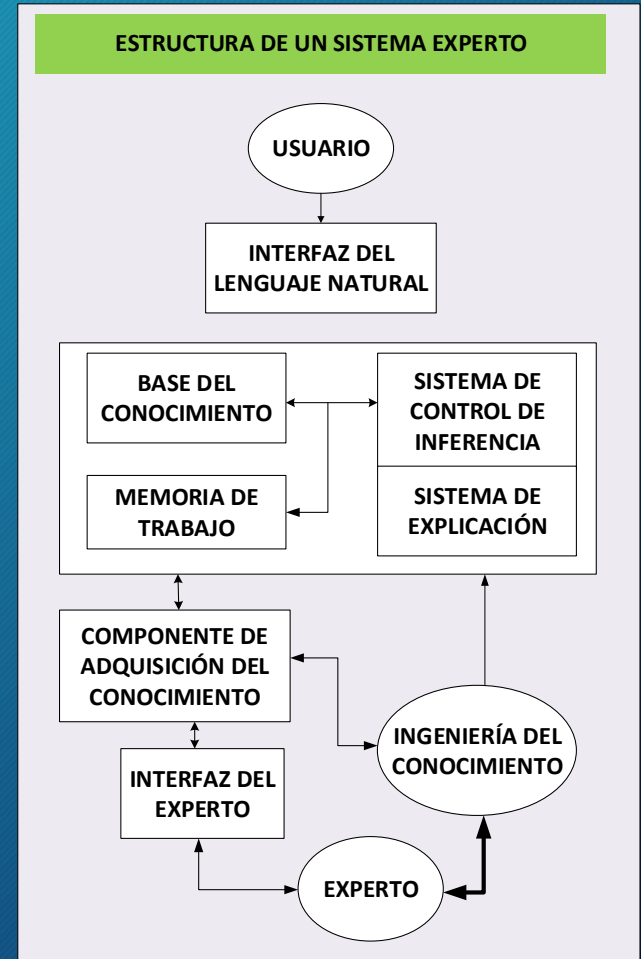
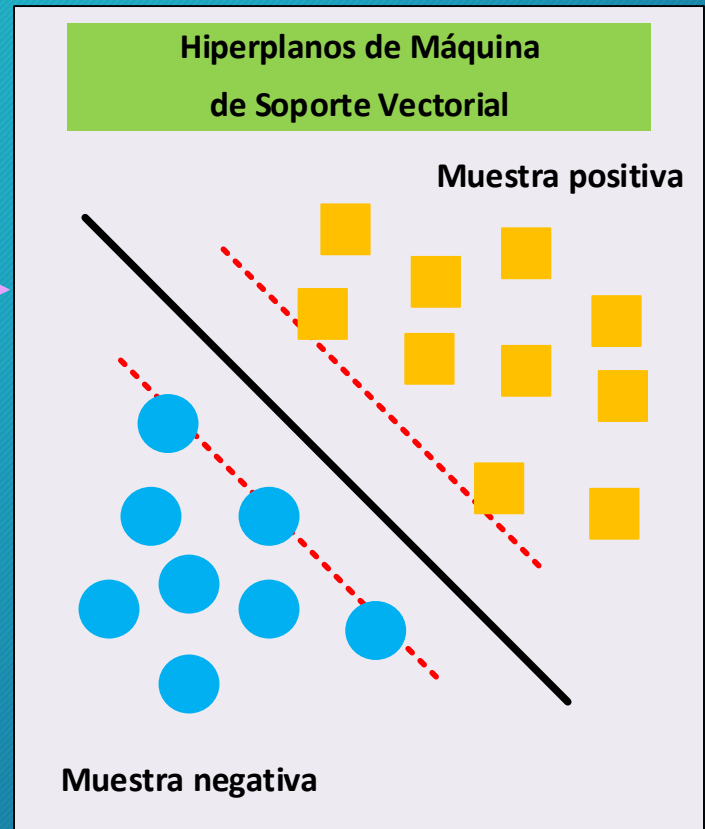
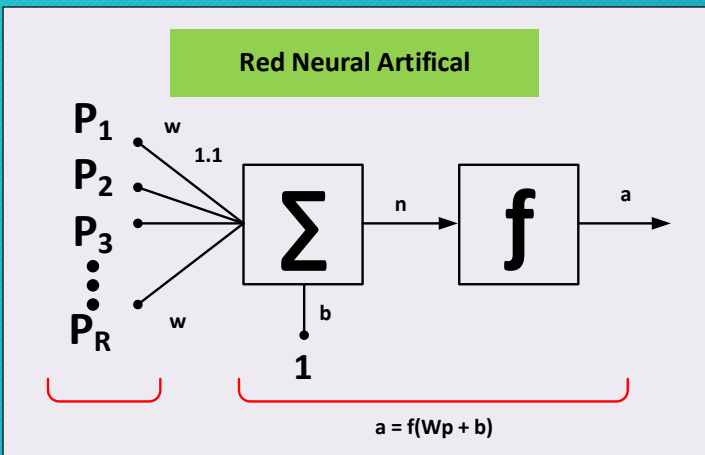
Dispersión del consumo corregido frente a variables meteorológicas

TÉCNICAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL PARA STLF (DEMANDA A CORTO PLAZO)

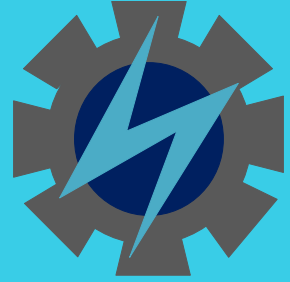


Principales corrientes de Inteligencia Artificial (IA)

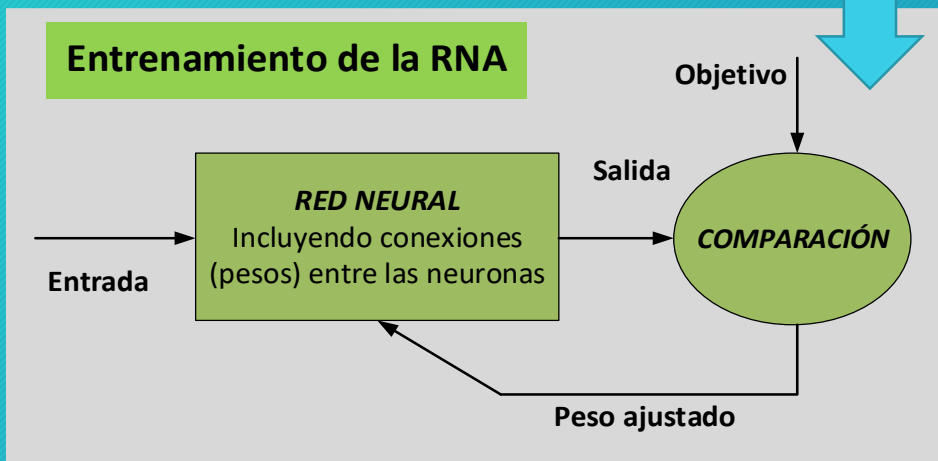
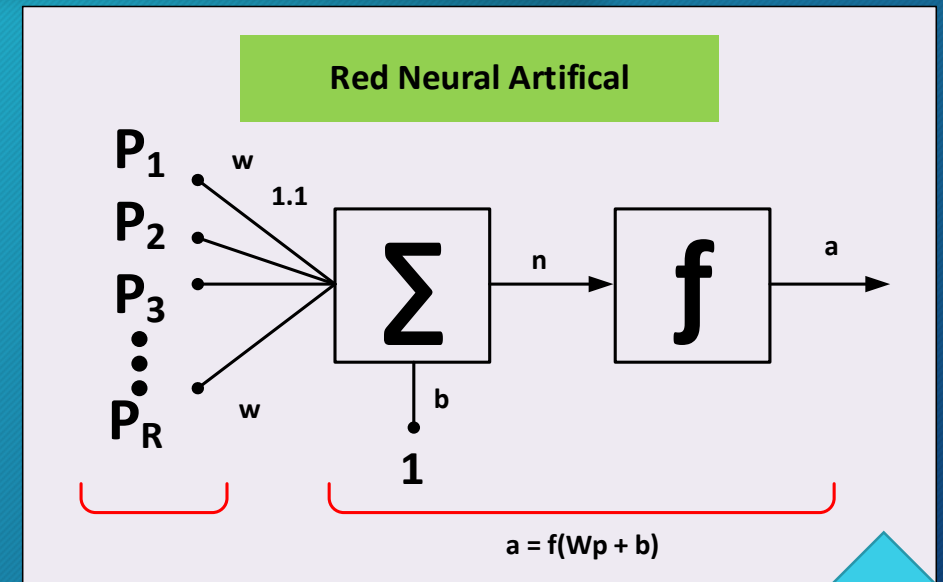
- Sistemas Expertos.
- Máquinas de soporte vectorial.
- Redes Neuronales



REDES NEURALES ARTIFICIALES (RNA)



- Las RNA están compuestas de varias neuronas operando simultáneamente.
- Los pesos que unen los diversos nodos de una RNA y los umbrales de cada neurona son ajustados comparando la salida de la red con la salida objetivo, hasta que ambas salidas sean prácticamente iguales.
- La manera en que las neuronas son organizadas define la Arquitectura de la red.



- La unidad básica de una RNA es la neurona artificial.
- La neurona artificial emplea pesos, atributos de cada conexión y un término de umbral constante.

REDES NEURALES ARTIFICIALES



- Para los pronósticos de demanda de corto plazo la arquitectura más utilizada es la del tipo *Perceptrón Multicapa* (MLP, por sus siglas en inglés: MultiLayer Perceptron), en que las neuronas son organizadas en capas.
- La estimación de los parámetros es conocida como “*entrenamiento*” de la red, y es hecha por la minimización de una determinada función.
- Dada una muestra de vectores de entrada y de salida, las RNA son capaces de mapear automáticamente las relaciones entre ellos.
- La aplicación de redes neurales en casi todos los campos del conocimiento.

MEDICIONES DE ERROR EN PRONÓSTICOS DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

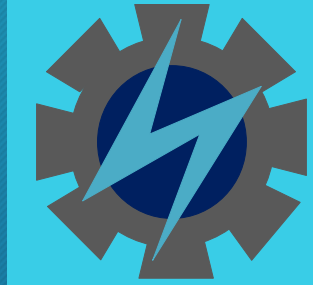
$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{VR - VP}{VR} \times 100 \quad [\%]$$

Las medidas de precisión más populares son:

- El Error Absoluto Porcentual de la Media (MAPE, por sus siglas en inglés: *Mean Absolute Percent Error*).
- Así como el Error Cuadrático Medio (RMSE o MSE, por sus siglas en inglés: *Root Mean Squared Error*).

PROCESAMIENTO DE DATOS

- Calendario
- Días laborales, sábados y domingos/feriados
- Clima



DISEÑO DE LA RNA

- Perceptrón Multicapa (MLP), con alimentación hacia delante, completamente conectada.
- La función de activación (transferencia) de cada una de las neuronas de la capa oculta es la función Tangente Hiperbólica (Sigmoidea).
- La función de activación de la única neurona de la capa de salida (pronóstico multi-modelo, 24 RNA en paralelo) es una función lineal.
- Utilización de plataforma Matlab Neural Network Toolbox.

Valor promedio de MSE en 100 simulaciones con condiciones iniciales diferentes

ERROR CUADRÁTICO MEDIO (MSE)														
NEURONAS	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
RNA1	16,761	14,775	14,699	14,490	14,516	14,223	14,349	14,257	14,224	14,207	14,032	14,104	14,057	14,040
RNA2	13,758	12,661	12,473	12,289	15,623	12,299	12,243	12,179	12,051	11,986	12,168	11,981	12,039	11,889
RNA3	12,316	10,970	10,490	10,613	10,406	10,529	10,378	10,327	10,311	10,485	10,272	10,420	10,191	10,232
RNA4	10,572	9,254	9,055	9,140	8,982	8,994	9,023	8,967	8,972	8,935	8,955	9,119	8,925	8,819
RNA5	8,697	8,120	7,636	7,416	7,418	7,401	7,303	7,304	7,284	7,243	7,274	7,280	7,187	7,229
RNA6	7,678	7,082	7,041	6,588	11,708	6,370	6,371	6,252	6,275	6,221	6,238	6,184	6,290	6,059
RNA7	6,444	5,744	5,022	4,845	4,937	4,588	4,519	4,455	4,514	4,425	4,375	4,425	4,357	4,360
RNA8	7,021	5,740	5,188	4,611	4,539	4,348	4,279	4,253	4,119	4,146	4,113	4,014	4,074	4,019
RNA9	8,695	6,934	6,069	9,131	5,563	13,280	5,355	5,888	6,948	5,200	5,166	5,029	5,036	4,984
RNA10	8,869	7,331	6,384	7,958	7,351	5,741	7,104	5,575	5,471	5,512	5,452	5,335	5,370	7,180
RNA11	8,215	7,492	7,617	6,742	6,488	6,318	6,761	6,249	6,388	6,102	6,088	6,176	6,021	6,007
RNA12	8,733	7,558	7,059	7,828	6,926	7,374	6,428	6,474	6,398	6,392	6,247	6,396	6,226	6,313
RNA13	10,511	8,863	8,190	7,932	7,733	7,703	7,673	7,429	7,405	7,068	6,973	7,004	7,147	7,444
RNA14	12,265	10,546	9,939	9,304	9,147	8,995	12,608	8,478	8,304	8,422	8,241	8,288	8,205	8,118
RNA15	10,867	9,908	9,153	8,943	8,681	8,532	8,302	8,201	8,401	8,601	8,003	7,850	7,721	7,853
RNA16	11,048	8,442	7,925	7,605	10,618	7,273	7,076	7,093	6,936	6,856	6,824	6,818	6,769	6,713
RNA17	9,637	8,195	7,671	7,533	8,032	7,197	7,132	6,957	6,905	6,925	6,866	6,733	6,711	6,816
RNA18	8,731	8,264	6,786	6,551	7,691	6,239	6,257	6,124	6,504	6,066	6,034	6,009	5,956	5,907
RNA19	9,301	8,161	7,667	7,435	7,223	7,180	7,168	7,022	7,037	6,894	6,887	6,872	6,787	6,779
RNA20	10,628	9,923	9,398	9,309	9,202	9,082	9,054	8,891	8,730	8,762	8,755	9,146	8,610	8,562
RNA21	13,352	11,832	11,424	11,150	11,219	11,003	10,780	10,735	10,462	10,552	10,502	10,427	10,439	10,311
RNA22	15,010	13,306	12,803	12,888	12,380	12,203	12,107	12,456	11,760	12,494	11,678	11,950	11,721	11,369
RNA23	17,419	18,595	13,739	13,548	13,376	13,248	13,155	12,951	12,940	12,755	12,777	12,690	12,788	12,653
RNA24	13,502	19,142	12,025	12,110	11,677	11,567	11,361	11,456	11,260	11,186	11,573	11,612	11,189	11,121

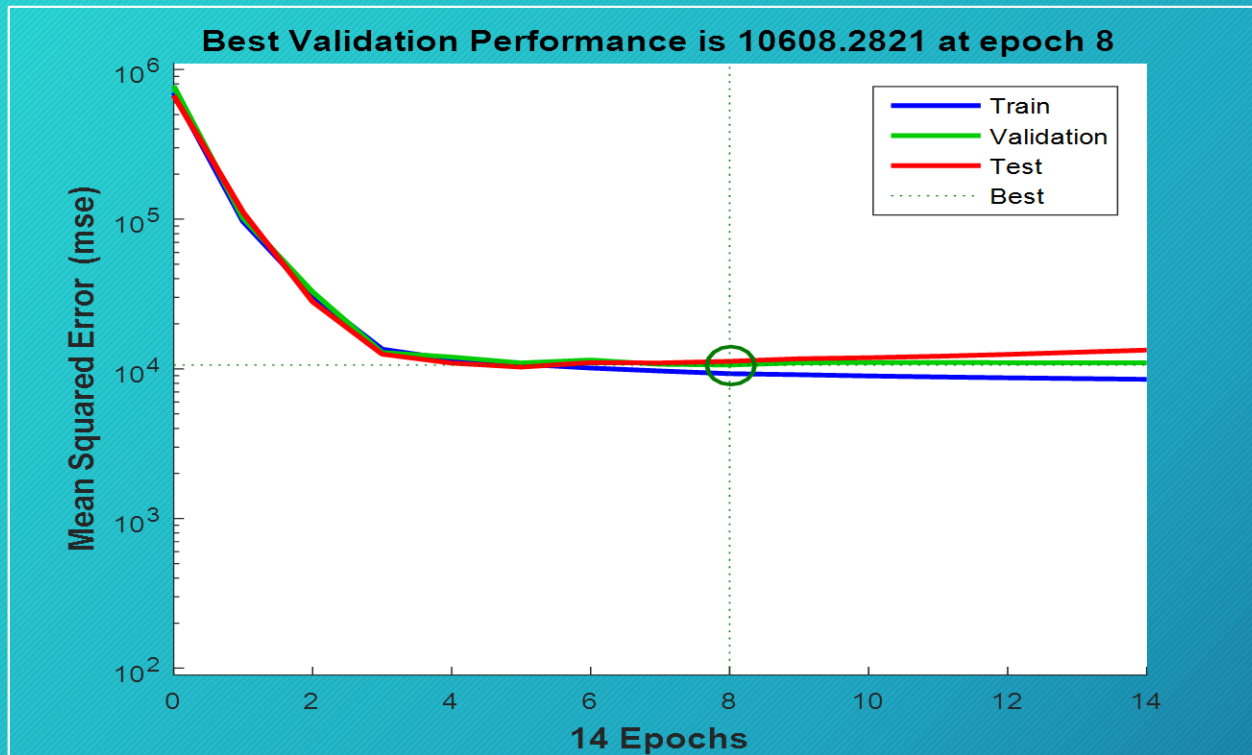
Fueron seleccionadas las cantidades de neuronas que proporcionaron los menores valores de MSE (en rojo) para cada RNA correspondiente a cada hora del día.

Valor promedio de MSE en 100 simulaciones con condiciones iniciales diferentes

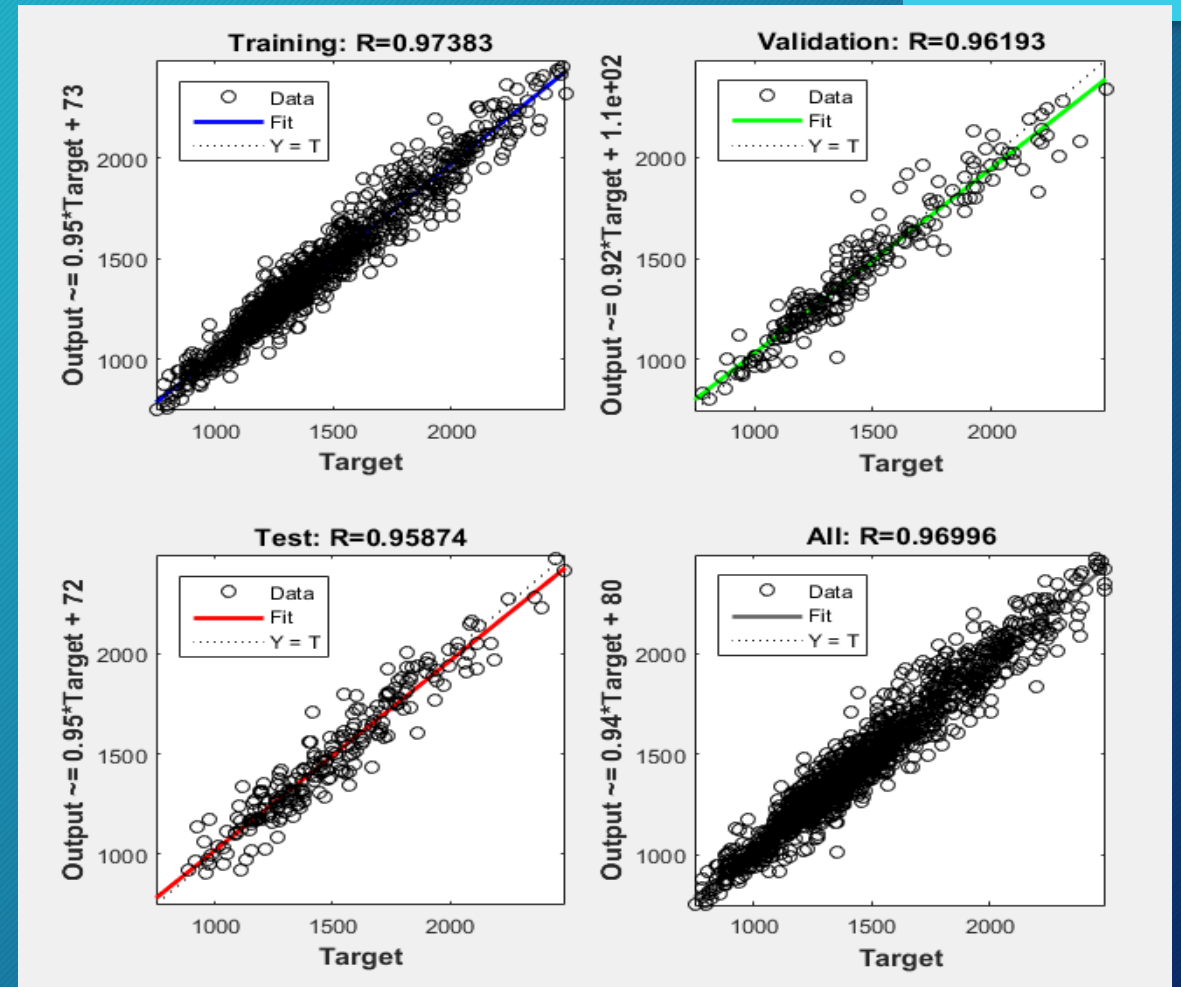
- Cada RNA correspondiente a cada hora del día, tiene 10 entradas.
- Se consideran como entradas las demandas de la misma hora del día anterior y las demandas de 5 horas antes en ese día.
- Otra entrada es la demanda de la misma hora del día de la misma denominación en la semana anterior.
- La clasificación del tipo de día (días laborables, sábados y domingos/feriados) ocupa dos entradas (código binario), mientras que la temperatura media ponderada del día ocupa la entrada restante, como usualmente encontrado en la literatura.
- Se observa claramente un mejor ajuste de la red, para prácticamente todos los casos, al utilizar 15 neuronas en la capa oculta.

IMPLEMENTACIÓN DE LA RNA Y ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

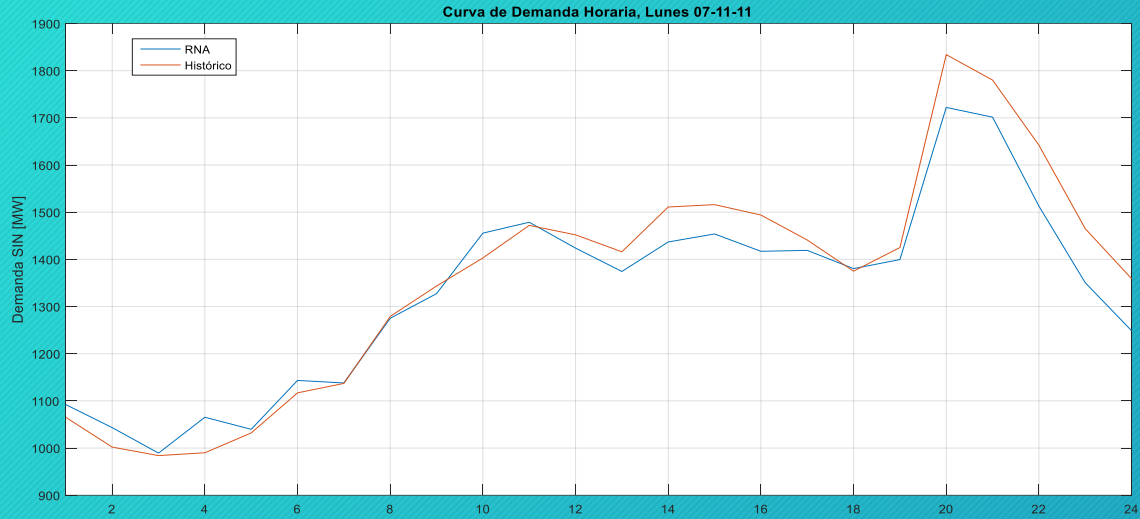
Proceso de aprendizaje de la RNA



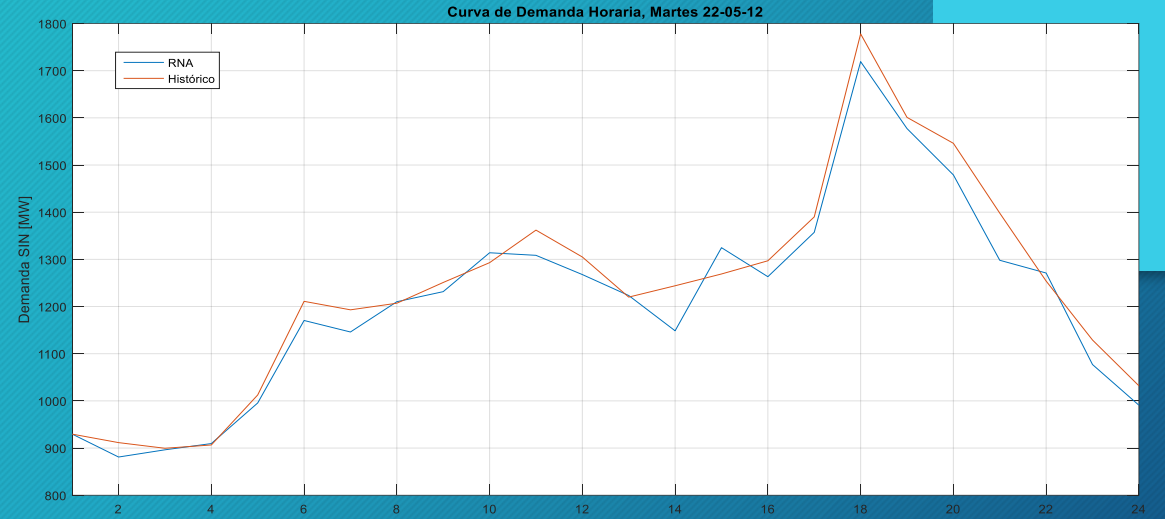
Análisis de regresión de RNA correspondiente a 15:00 h.



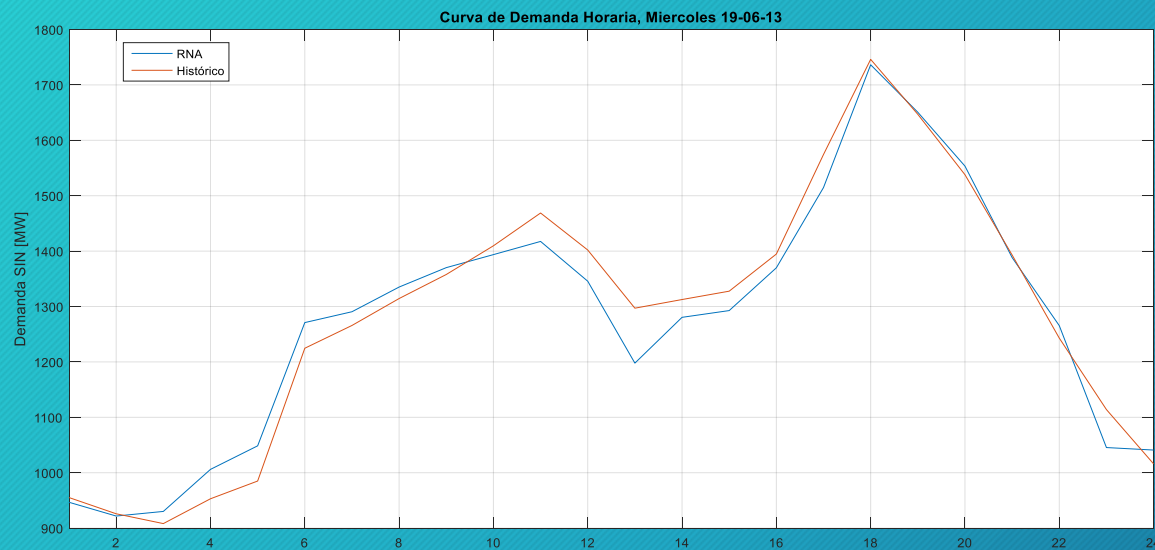
DESEMPEÑO DE RNA SEGÚN DÍAS TIPO



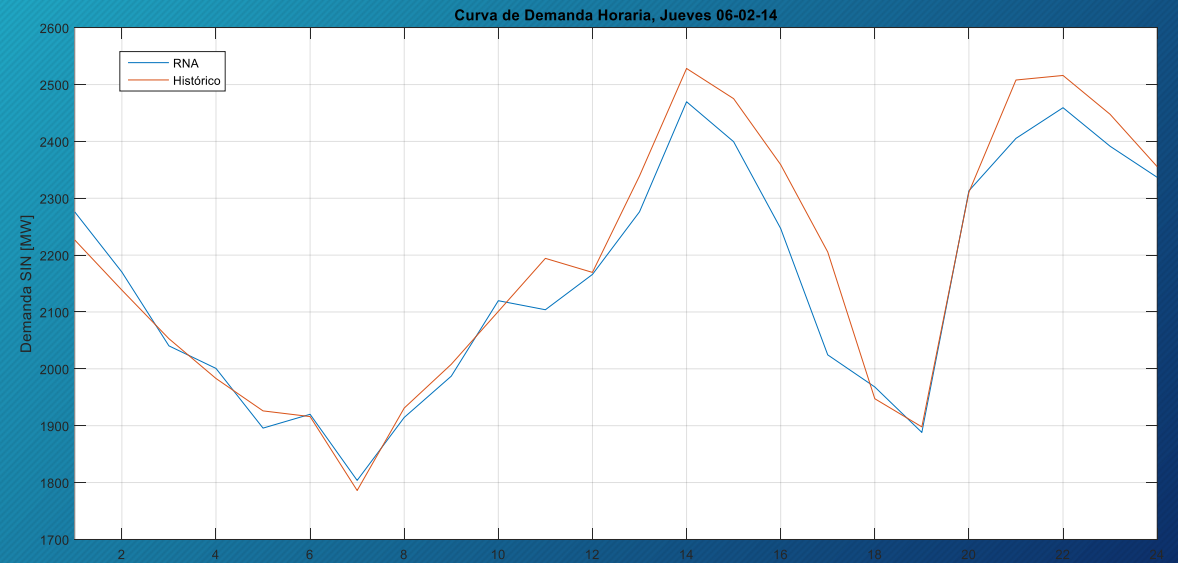
Demandas pronosticadas y registradas en el SIN, 07-11-11.



Demandas pronosticadas y registradas en el SIN, 22-05-12.



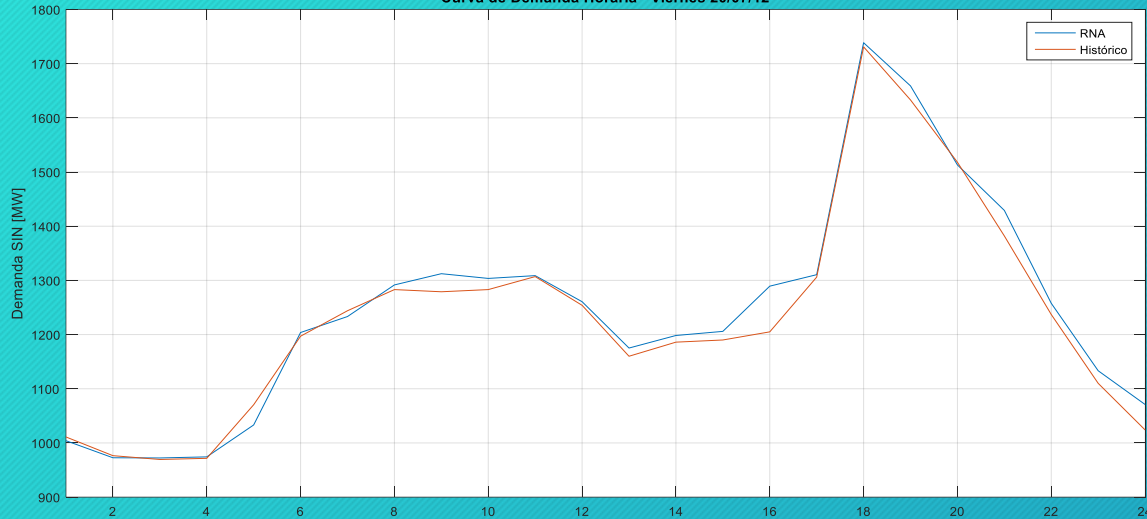
Demandas pronosticadas y registradas en el SIN, 19-06-13.



Demandas pronosticadas y registradas en el SIN, 06-02-14.

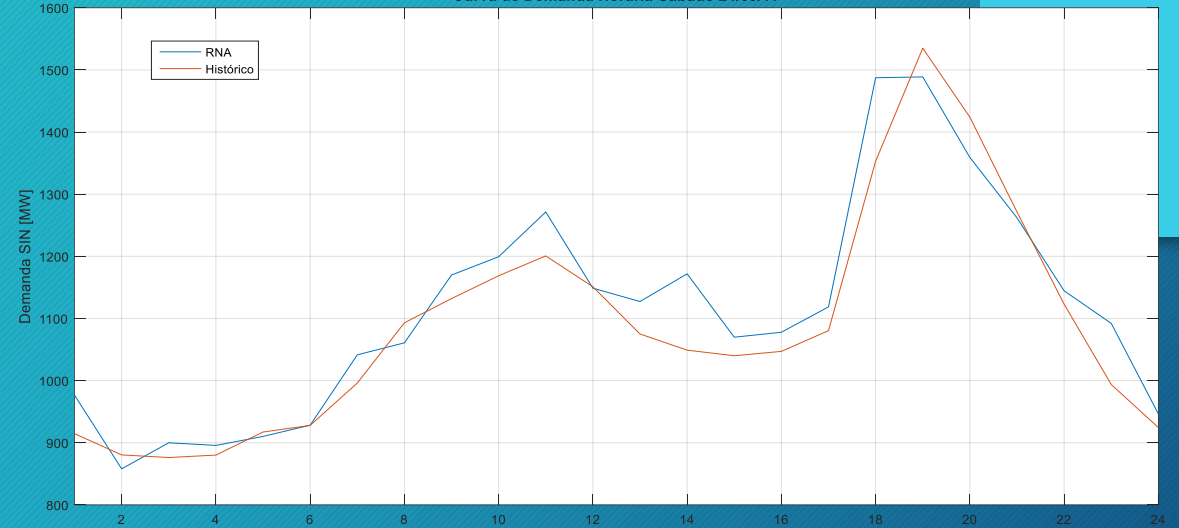
DESEMPEÑO DE RNA SEGÚN DÍAS TIPO

Curva de Demanda Horaria - Viernes 20/07/12



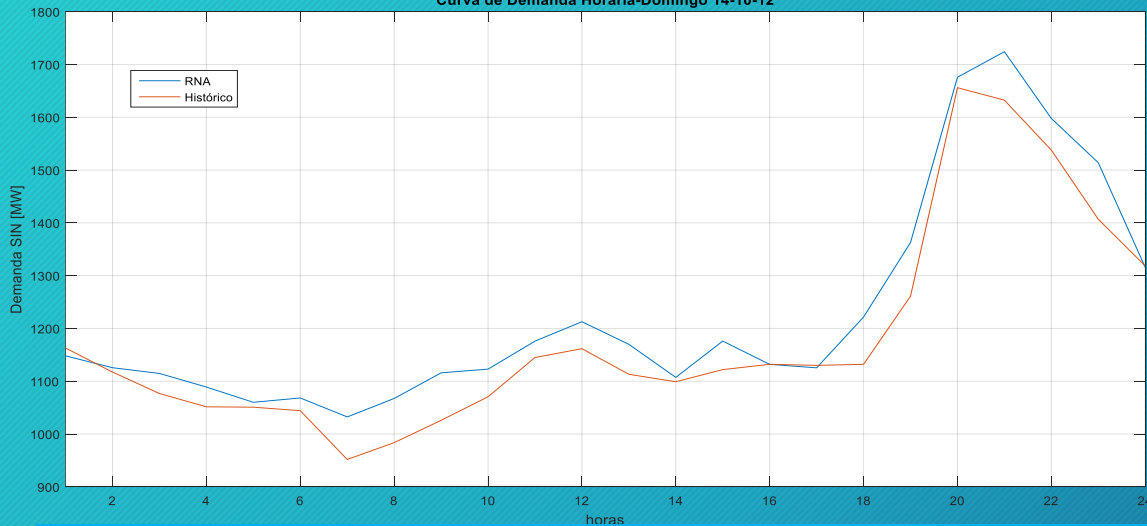
Demandas pronosticadas y registradas en el SIN, 20-07-12.

Curva de Demanda Horaria-Sábado 24/09/11



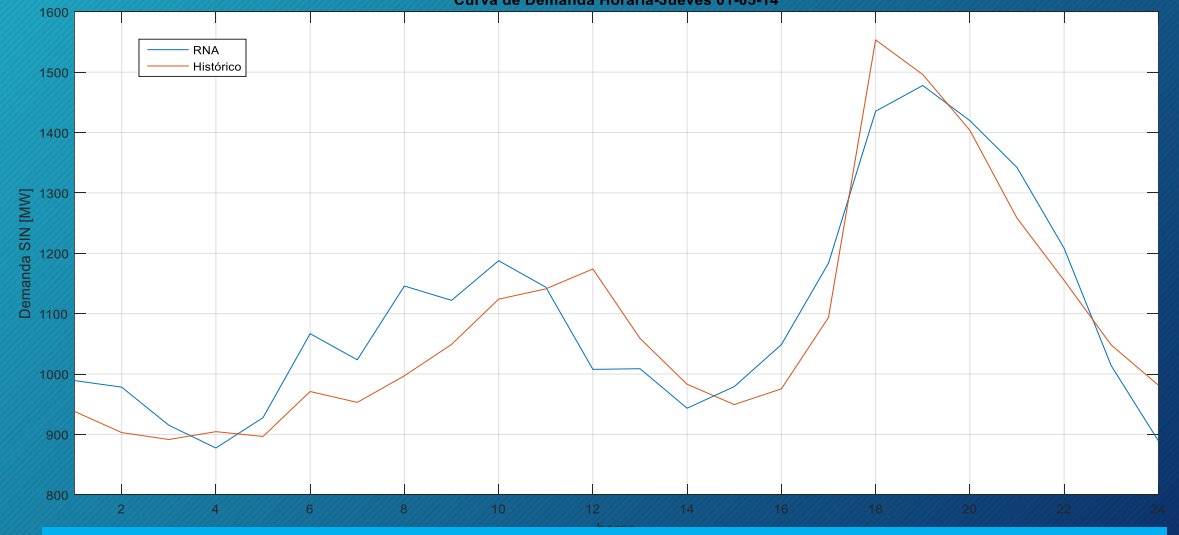
Demandas pronosticadas y registradas en el SIN, 24-09-11.

Curva de Demanda Horaria-Domingo 14-10-12



Demandas pronosticadas y registradas en el SIN, 14-10-12.

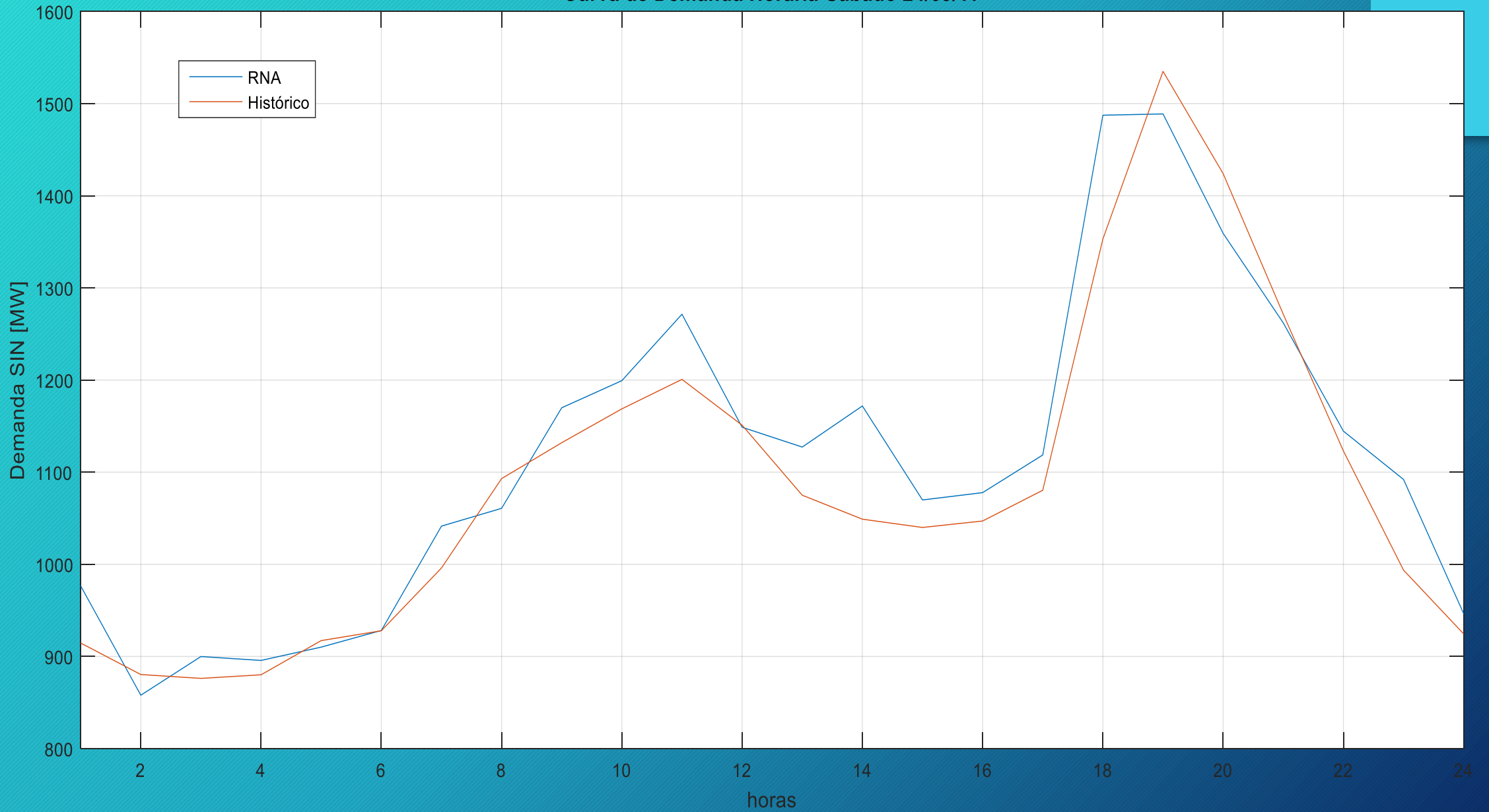
Curva de Demanda Horaria-Jueves 01-05-14



Demandas pronosticadas y registradas en el SIN, 01-05-14.

DESEMPEÑO DE RNA SEGÚN DÍAS TIPO

Curva de Demanda Horaria-Sábado 24/09/11



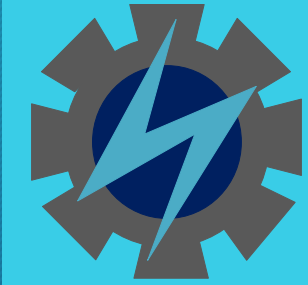
OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO EN TIEMPO REAL

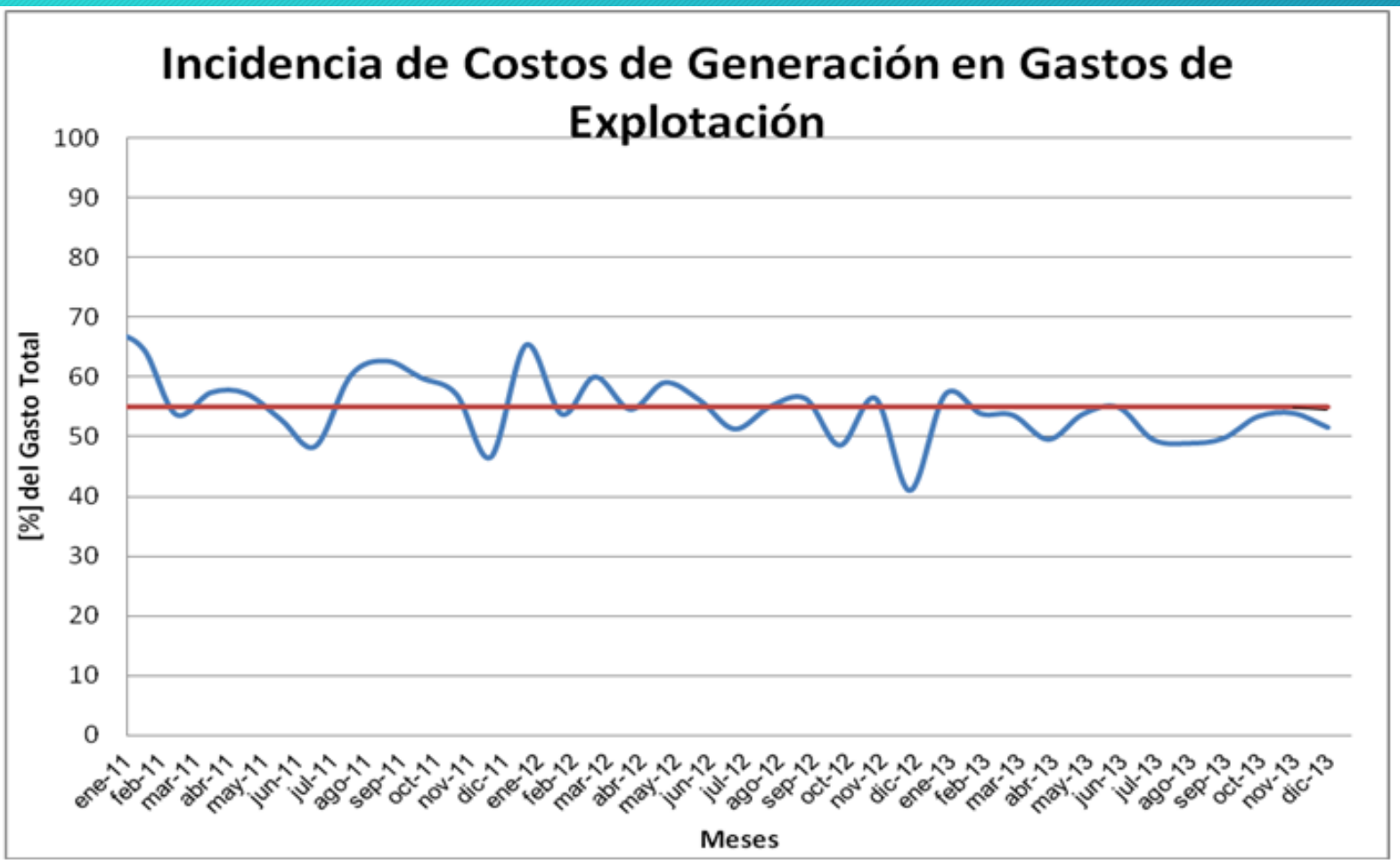
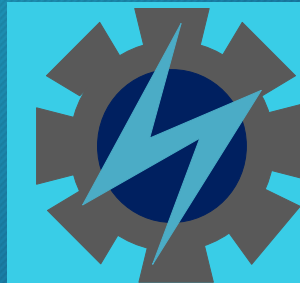
PRE Y POS OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO

OPERACIÓN ENERGÉTICA

COSTOS OPERATIVOS DE LA ANDE



COSTOS OPERATIVOS DE LA CONTRATACIÓN DE ENERGÍA O GASTOS DE EXPLOTACIÓN



Central Hidroeléctrica Itaipú.
(Energía Superior a la garantizada)
(Excedente y Cesión de energía).

Central Hidroeléctrica Yacyreta.
(Compra directa de energía).

Generación propia. (CH-ACY).

Transmisión de la Energía Eléctrica.

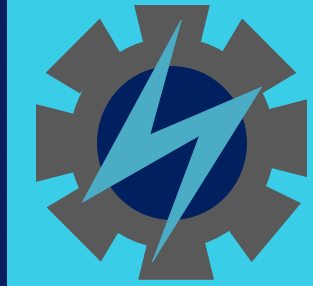
Distribución de la Energía Eléctrica.

Consumidores y Usuarios.

Administración y Generales.

Depreciación.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE PLEM



DISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN

$$GmaxIPU_t: PC + PotExc_t + 760 = 1.800 \text{ MW}$$

$GmaxIPU_t$: Disponibilidad de potencia máxima en la CH - IPU en la hora “t”

$PotExc_t$: Disponibilidad de potencia excedente en la CH - IPU en la hora “t”

PC : Potencia Contratada Mensual (MW-mes)

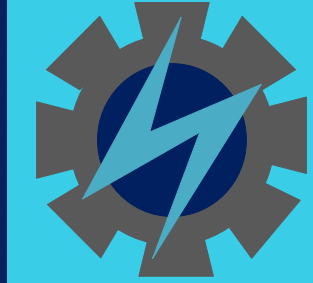
$$GmaxYAC_t: 1.240 \text{ MW} \quad GmaxACY_t: 210 \text{ MW}$$

$GmaxYAC_t$: Disponibilidad de potencia máxima la CH - YAC en la hora “t”.

$GmaxACY_t$: Disponibilidad de potencia máxima en la CH - ACY en la hora “t”.

FUNCIÓN OBJETIVO

$$z = \frac{22600}{\text{diasmes}} \times PC + \sum_{t=1}^{24} \left[c_2 P_{2t} + c_3 P_{3t} + c_1 (\text{SupGar}_t + \text{Exc}_t) + \left(c_1 + \frac{22600}{24 \times \text{diasmes}} \right) P_{ht} \right]$$



RESTRICCIONES

Capacidades de Generación

$$P_{1t} \leq G \max IPU_t \quad t = 1; \dots; 24$$

$$P_{2t} \leq G \max YAC_t \quad t = 1; \dots; 24$$

$$P_{3t} \leq G \max ACY_t \quad t = 1; \dots; 24$$

$$\text{Excd}_t \leq \text{Potexc}_t \quad t = 1; \dots; 24$$

Intercambios Máximos y Mínimos

$$P_{1t} \leq \text{Im axIPU}_t \quad \forall t$$

$$P_{2t} \leq \text{Im axYAC}_t \quad \forall t$$

$$P_{3t} \leq \text{Im axACY}_t \quad \forall t$$

$$P_{1t} \geq \text{Im inIPU}$$

$$P_{2t} \geq \text{Im inYAC}_t \quad \forall t$$

$$P_{3t} \geq \text{Im inACY}_t \quad \forall t$$

Capacidades de Transmisión

$$P_{1t} + P_{3t} \leq \text{CapSS1}_t \quad \forall t$$

$$P_{2t} \leq \text{CapSS2}_t \quad \forall t$$

Restricción Operativa

$$\sum_{t=1}^{24} Y3_t \leq 3$$

ECUACIONES DE CONSERVACIÓN



Abastecimiento de la Demanda

$$\sum_{i=1}^3 P_{it} = dem_t + ven_t \quad \forall t$$

Condiciones de no-negatividad y tipo de variable

$$SupGar_t \geq 0; \quad Excd_t \geq 0; \quad Ph_t \geq 0; \quad \forall t$$

$$P_{it} \geq 0; \quad \forall i, t$$

$$Y1_t \geq 0; \quad Y1_t \in \{0 ; 1\} \quad \forall t$$

$$Y2_t \geq 0; \quad Y2_t \in \{0 ; 1\} \quad \forall t$$

$$Y3_t \geq 0; \quad Y3_t \in \{0 ; 1\} \quad \forall t$$

Contrato de Itaipú

$$P_{1t} = fcPC + SupGar_t + Excd_t + Ph_t \quad \forall t$$

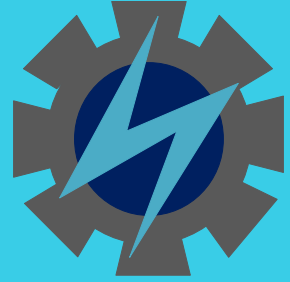
$$SupGar_t \leq (1 - fc)PC \times Y1_t \quad \forall t$$

$$Excd_t \leq PotExc_t \times Y2_t \quad \forall t$$

$$Ph_t \leq (G \max IPU_t - PC - PotExc_t) \times Y3_t \quad \forall t$$

$$Y2_t \leq Y1_t \quad \forall t$$

$$Y3_t \leq Y2_t \quad \forall t$$



PRINCIPALES PARÁMETROS DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
<i>GmaxYac</i>	1.240	<i>CapSS2</i>	600
<i>I_{max}IPU</i>	1.300	<i>PC</i>	740
<i>I_{max}YAC</i>	450	<i>fc</i>	0,706
<i>I_{max}ACY</i>	210	<i>diasmes</i>	30
<i>I_{min}YAC</i>	160	<i>c₁</i>	5,4
<i>I_{min}ACY</i>	45	<i>c₂</i>	40,5
<i>CapSS1</i>	2.200	<i>c₃</i>	7,6

LÓGICA DE LAS SIMULACIONES

- 1) Utilizar la RNA para estimar la curva de carga de un día determinado, para todo el mes;
- 2) Con la curva de carga estimada verificar que es atendida la demanda registrada o demanda histórica;
- 3) Suministrar la curva de carga histórica y demás parámetros específicos al modelo de optimización, calcular mediante este modelo el costo diario de la compra de potencia y energía, durante los 30 días, totalizar los costos del mes;
- 4) Calcular los costos diarios de compra de potencia y energía con el despacho histórico o registrado en cada uno de los 30 días, totalizar los costos del mes;
- 5) Comparar los valores totalizados en 3) y 4).

COSTOS CALCULADOS POR EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN

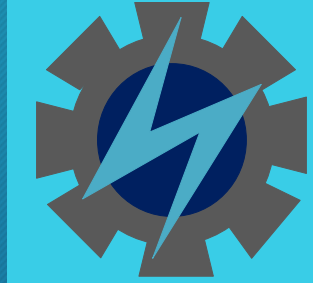
Hora	Parámetros [MW]				
	GmaxIPU	GmaxACY	PotExc	Demanda	Ventas
1	1.600	210	50	830	11
2	1.600	210	50	802	10
3	1.600	210	50	786	10
4	1.600	210	50	785	10
5	1.600	210	50	797	10
6	1.600	210	50	817	10
7	1.600	210	50	807	6
8	1.600	210	50	824	7
9	1.600	210	50	849	7
10	1.600	210	50	884	7
11	1.600	210	50	926	8
12	1.600	210	50	943	8
13	1.600	210	50	875	11
14	1.600	210	50	818	12
15	1.600	210	50	813	12
16	1.600	210	50	854	12
17	1.600	210	50	930	14
18	1.600	210	50	1.362	21
19	1.600	210	50	1.340	19
20	1.600	210	50	1.251	18
21	1.600	210	50	1.142	16
22	1.600	210	50	1.017	14
23	1.600	210	50	934	13
24	1.600	210	50	872	12

Día	Costo (USD)	Día	Costo (USD)	Día	Costo (USD)	Día	Costo (USD)	Día	Costo (USD)
1	1.049.877	7	960.907	13	1.001.227	19	959.387	25	872.077
2	918.977	8	973.657	14	1.091.467	20	958.707	26	797.067
3	829.137	9	880.667	15	894.107	21	805.307	27	797.467
4	1.038.047	10	797.287	16	877.857	22	812.927	28	797.557
5	1.031.587	11	928.407	17	859.907	23	784.887	29	798.937
6	974.197	12	925.957	18	1.033.337	24	765.987	30	766.437
TOTAL									26.983.340

Los resultados muestran los costos diarios calculados por el modelo de optimización implementado mediante PLEM, para cada día del mes de abril de 2011.

Es observado el costo total correspondiente a dicho mes. Este costo total asciende a la suma de USD 26.983.340.

COSTOS CALCULADOS POR EL DESPACHO REAL



HISTÓRICO								COSTO HISTÓRICO						
Hora	IPU	YAC	ACY	Sup Gar	Exc	Cesión	Cesión real	Sup Gar	YAC	ACY	Cesión	POT IPU	EXC	
1	502	177	180	0	50	0	0	0	7.148	1.368	0	23.228	0	
2	473	170	180	0	50	0	0	0	6.889	1.368	0	23.228	0	
3	457	165	180	0	50	0	0	0	6.666	1.368	0	23.228	0	
4	451	165	180	0	50	0	0	0	6.666	1.368	0	23.228	0	
5	456	165	180	0	50	0	0	0	6.683	1.368	0	23.228	0	
6	472	166	180	0	50	0	0	0	6.723	1.368	0	23.228	0	
7	474	167	180	0	50	0	0	0	6.759	1.368	0	23.228	0	
8	473	172	180	0	50	0	0	0	6.982	1.368	0	23.228	0	
9	489	177	180	0	50	0	0	0	7.160	1.368	0	23.228	0	
10	515	181	180	0	50	0	0	0	7.326	1.368	0	23.228	0	
11	548	189	180	25	50	0	0	135	7.655	1.368	0	23.228	0	
12	567	202	180	45	50	0	0	241	8.161	1.368	0	23.228	0	
13	548	179	180	26	50	0	0	138	7.237	1.368	0	23.228	0	
14	506	166	180	0	50	0	0	0	6.723	1.368	0	23.228	0	
15	482	166	180	0	50	0	0	0	6.723	1.368	0	23.228	0	
16	498	170	180	0	50	0	0	0	6.885	1.368	0	23.228	0	
17	545	191	180	22	50	0	0	119	7.736	1.368	0	23.228	0	
18	749	279	180	218	50	0	0	1.175	11.300	1.368	0	23.228	46	
19	916	272	180	218	50	126	126	1.175	11.016	1.368	4.618	23.228	270	
20	871	255	180	218	50	81	81	1.175	10.328	1.368	2.962	23.228	270	
21	788	236	180	218	50	0	0	1.175	9.558	1.368	0	23.228	259	
22	694	206	180	171	50	0	0	924	8.339	1.368	0	23.228	0	
23	611	190	180	89	50	0	0	478	7.687	1.368	0	23.228	0	
24	552	177	180	30	50	0	0	160	7.185	1.368	0	23.228	0	
SUBTOTALES								6.894	185.535	32.832	7.580	557.467	845	
TOTAL								791.152						

Se observa de manera detallada el despacho real realizado en dicha fecha (despacho histórico). Comparándose con el costo asociado a dicha fecha, y el obtenido mediante el despacho optimizado, se observa un ahorro próximo a USD 25.000.

Costos calculados para el despacho histórico real en abril de 2011



<i>Día</i>	<i>Costo (USD)</i>	<i>Día</i>	<i>Costo (USD)</i>	<i>Día</i>	<i>Costo (USD)</i>	<i>Día</i>	<i>Costo (USD)</i>	<i>Día</i>	<i>Costo (USD)</i>
1	1.070.446	7	980.361	13	1.018.100	19	973.857	25	894.601
2	940.439	8	994.459	14	1.107.870	20	976.280	26	848.972
3	847.979	9	900.392	15	920.981	21	836.976	27	854.250
4	1.053.509	10	822.315	16	900.329	22	829.963	28	855.984
5	1.049.793	11	950.214	17	857.509	23	823.770	29	852.677
6	994.460	12	950.958	18	1.049.203	24	791.152	30	815.171
								TOTAL	27.762.970

COMPARACIÓN DE COSTOS OBTENIDOS POR PLEM vs COSTO DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA CONSIDERANDO EL DESPACHO REAL



Programación clásica de costo de operación \$27.762.970

\$27.762.970

Programación de mediante Optimización por PLEM \$26.983.340

\$26.983.340

Diferencia (Ahorro de despacho optimizado) \$779.630

\$779.630

Despacho optimizado diario \$25.988

\$25.988

Ahorro anual optimizado \$9.485.498

\$9.485.498

CONCLUSIONES



Se ha propuesto una metodología para la automatización del despacho de potencia de las centrales de generación que abastecen de energía a la ANDE.

Esta metodología está compuesta por dos partes fundamentales, una RNA para el pronóstico de la demanda y un modelo de PLEM, para el despacho propiamente dicho de las centrales de generación que abastecen de energía al SIN.

Los resultados proporcionados por el de la metodología propuesta son alentadores, demostrando que existe potencial para automatizar la programación del despacho, minimizando los costos de compra de potencia y energía.

Los modelos simplifican aspectos de la realidad, lo que puede conducir a resultados reales de menor precisión o la pérdida de dinámicas más complejas, como las decisiones estratégicas de largo plazo, en relación al SIN.

GRACIAS POR LA ATENCIÓN

Proyecto de Investigación n° 273

“Este proyecto es cofinanciado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología - CONACYT con recursos del FEEI”

GEDIISE

GRUPO DE ESTUDIOS
DE DESARROLLO,
INVESTIGACIÓN E
INNOVACIÓN DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS

UNIVERSIDAD DEL CONO SUR
DE LAS AMÉRICAS

