



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

Electricidad & Regulación



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

Planta Ejecutiva

Oswaldo Irusta Zambrana
SUPERINTENDENTE INTERINO
DE ELECTRICIDAD

Eddy Iporre Durán
INTENDENTE DE ELECTRICIDAD

Ana Luz Millán Maldonado
DIRECTORA ADMINISTRATIVA
FINANCIERA

Alfredo Dehuza Gutiérrez
DIRECTOR DE ATENCIÓN AL
CONSUMIDOR

Jorge Luis Ríos
DIRECTOR INTERINO DE GESTIÓN
ESTRATÉGICA

Ramiro Camargo Meneses
DIRECTOR LEGAL

José Salazar Trigo
DIRECTOR DEL MERCADO
ELÉCTRICO MAYORISTA

Alejandro Panduro Céspedes
DIRECTOR DEL MERCADO
ELÉCTRICO MINORISTA

Editora responsable:
Eugenia Terceros Véliz
SECRETARIA GENERAL

Dirección:
Av. 16 de Julio N° 1571
Casilla de correo N° 2802
Teléfonos: 2312401 – 2312409
Facsímiles: 2312393 – 2311567
Líneas gratuitas ODECO:
Para voz: 800-10-4001
Para fax: 800-10-4002
Correo electrónico:
superele@superele.gov.bo
Portal: www.superele.gov.bo
www.odeconet.gov.bo
La Paz - Bolivia

Diseño:

Pixel Group Publicidad
Teléfonos: 2222840 - 70673860
E-mail: pixelgroup@terra.com

e d i t o r i a l

La Superintendencia de Electricidad tiene el agrado de presentar a ustedes la tercera edición de la revista "Electricidad y Regulación", cuyo contenido especializado en el área de la regulación del mercado eléctrico de Bolivia pretende mostrar la evolución del sector desde 1996 a la fecha.

A través de esta iniciativa desarrollada por la Superintendencia de Electricidad podremos conocer las ponencias de destacados profesionales, que laboran en la entidad de regulación, sobre temas de notable interés en el ámbito regulatorio.

En esta publicación conoceremos el análisis sobre el control y estabilidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el proyecto de diseño de un estabilizador de potencia basado en lógica difusa, los avances y desafíos del Sistema Oficina del Consumidor en el sector de electricidad y la cobertura de servicios públicos y pobreza, entre otros.

Esperamos, a través de esta nueva publicación, difundir temas de análisis que muestran claramente el funcionamiento de diferentes áreas del sector eléctrico boliviano y las actividades de regulación que se desarrollan para asegurar a los consumidores la provisión de electricidad en cantidad suficiente, calidad apropiada y precios justos, según dispone la Ley de Electricidad y sus reglamentos.

Superintendencia de Electricidad

c o n t e n i d o

• Control y estabilidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).....	3
• Diseño de un estabilizador de potencia basado en lógica difusa.....	13
• Cobertura de servicios públicos y pobreza.....	29
• Avances y Desafíos del Sistema Oficina del Consumidor (ODECO) en el sector de electricidad.....	37



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

Control y Estabilidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

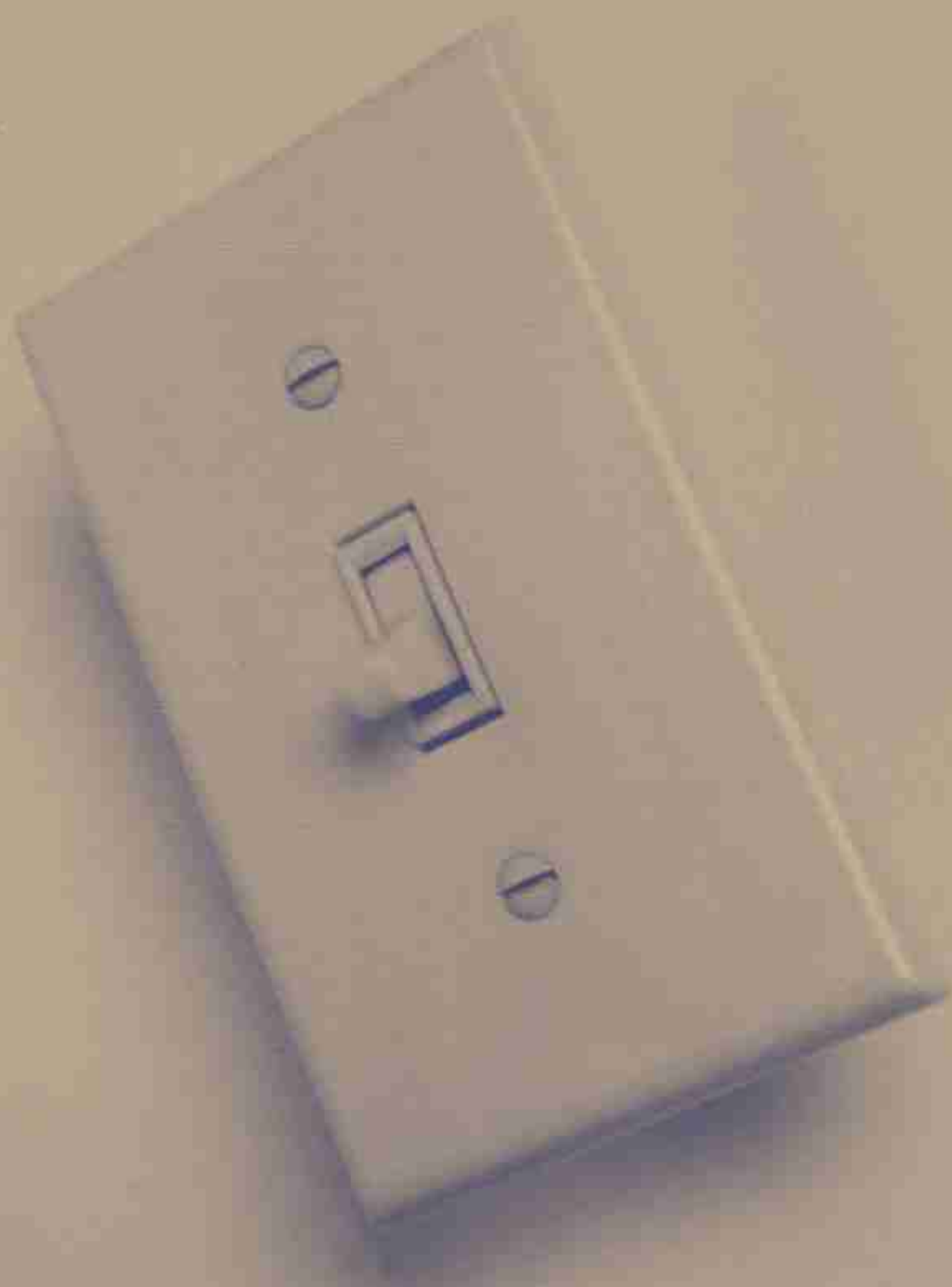
José Salazar Trigo*
*Senior Member IEEE,
Superintendencia de Electricidad.*

RESUMEN

Los Sistemas Eléctricos en Bolivia, especialmente el denominado Sistema Norte, constituido fundamentalmente por el sistema eléctrico que suministra electricidad a las ciudades de La Paz, El Alto y poblaciones aledañas, es abastecido básicamente por generación hidroeléctrica proveniente de las centrales de Zongo y la Chojlla. Hasta 1980 el Sistema Norte operaba en forma aislada, y no se presentaban problemas de estabilidad. Cabe mencionar que las unidades generadoras de COBEE contaban con elementos de control y protección de tipo electromecánico y gobernadores de tipo mecánico - hidráulico. En 1980 se lleva a cabo la Interconexión de los Sistemas Eléctricos de Bolivia, tal es el caso de la construcción de las líneas Aracagua - Challa; Challa - Vinto - Huanuni; Huanuni - Catavi - Ocuri - Potosí - Punutuma; que comunican el Sistema Central con el Sistema Sur del país, y la línea Vinto - Kenko que interconecta el Sistema Central con el Sistema Norte. Para esta época la generación de electricidad en estos dos sistemas era eminentemente hidroeléctrica, debido a que los sistemas que se habían interconectado también lo eran y, además tenían características técnicas muy similares. Nueve años después se interconectan dos sistemas de tipo térmico. Con el paso del tiempo los sistemas de control de velocidad fueron renovados por dispositivos digitales tales como reguladores de velocidad de tipo PID y reguladores de voltaje digitales, además en el año 2002 entraron en operación nuevas unidades generadoras con características similares. A partir del 2002 comenzaron a presentarse oscilaciones de frecuencia, potencia y voltaje en el Sistema Norte, alcanzando inclusive el colapso total como es el caso de los blackouts del 18 de julio de 2003 y el 26 de noviembre de 2003. Dados estos acontecimientos se vio la necesidad de realizar un estudio detallado de la estabilidad del Sistema Norte por lo cual se desarrolla el presente trabajo, el mismo que demuestra que la causa de la inestabilidad del sistema se debía a un mal ajuste de los parámetros de los reguladores de velocidad del Sistema Norte.

INDICE DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES
2. CONTROLADOR DE VELOCIDAD MECÁNICO-HIDRÁULICO
3. MODELO DE UNA TURBINA HIDRÁULICA
 - 3.1. TURBINA IDEAL
 - 3.2. TURBINA NO IDEAL
 - 3.3. MODELO DETALLADO
 - 3.4. CARACTERÍSTICAS DE LA TURBINA HIDRÁULICA
4. SINTONIZACIÓN DE PARÁMETROS DEL GOBERNADOR
5. CONTROLADORES DE VELOCIDAD ELECTRO - HIDRÁULICOS
 - 5.1. CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA HUAJI-1
6. SISTEMAS DE EXCITACIÓN
7. DISEÑO DEL COMPENSADOR DE ADELANTO
8. CONCLUSIONES



1. Antecedentes. (Descripción de la Operación en el Sistema Interconectado Nacional)

El Sistema Norte constituido por la demanda de La Paz y poblaciones aledañas hasta el año 1980 era abastecido enteramente por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE S.A.) mediante un sistema de generación 100% hídrico. Las centrales hidráulicas que fueron instaladas en el Valle de Zongo desde inicios de 1900 hasta el año 1974 contaban con elementos de control y protección electromecánicos, los equipos de control de velocidad o gobernadores eran básicamente del tipo mecánico-hidráulico (acelero-taquimétrico). Los sistemas de excitación eran del tipo, excitatriz piloto y principal, y el regulador de voltaje del tipo electromecánico. Hasta el año 1980, COBEE realizaba tanto la regulación primaria como secundaria de frecuencia y el control de voltaje en el suministro de electricidad en el Sistema Norte. Con la entrada en operación de la interconexión en el año 1980, la regulación secundaria de frecuencia la realizaba la ex Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), sin embargo el sistema interconectado era eminentemente hídrico porque se interconectaron dos áreas con un 100% de generación hidro y con sistemas de control de velocidad y voltaje con características técnicas y desempeño muy similares.

El año 1989 se interconecta el sistema central y el oriental con generación térmica con lo que a partir de dicho año se tiene un sistema interconectado hidro-térmico. Posteriormente, se fueron instalando nuevas unidades generadoras térmicas e hídricas tanto en el sistema Oriental central y Norte. En el Sistema Norte, con el proyecto de Expansión del Valle de Zongo, se instalaron las centrales de Zongo, Tiquimani y Huaji, y se incrementó la capacidad generación en Cuticucho y Santa Rosa¹, todas estas unidades fueron equipadas con sistemas de control de velocidad electro-mecánicos con cabezales digitales del tipo PID y con sistemas de excitación estáticos y reguladores de voltaje digitales. En junio del año 2002, fueron puestas en operación las centrales de Yanacachi y Chojilla

ambas pertenecientes a la Empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A. (Hidrobol), con equipos de control de velocidad y voltaje similares a las nuevas instalaciones del Valle de Zongo.

En fechas 29 de julio de 2002, 10 de noviembre de 2002 y 18 de julio de 2003, se produjeron oscilaciones de potencia y frecuencia en el Sistema Norte a consecuencia de la desconexión de la línea de transmisión Vinto-Kenke, llegando a colapsar este sistema por inestabilidad.

2. Controlador de Velocidad Mecánico- Hidráulico

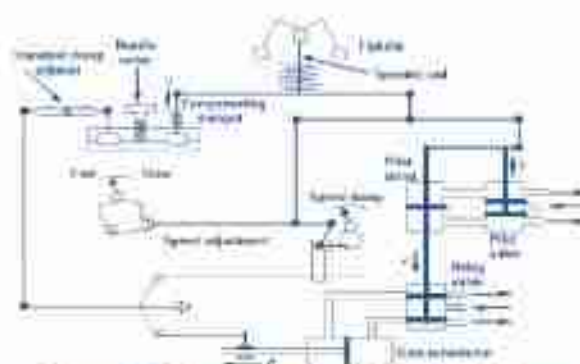


Figura 1. Gobernador Mecánico - Hidráulico

El conjunto válvula piloto y servomotor piloto constituye un controlador proporcional. Por lo tanto, la función de transferencia de estos dos elementos está dada por:

$$\frac{A(s)}{B(s)} = \frac{K_2}{1 + sT_p} \quad (2.1)$$

Por su parte el conjunto constituido por la válvula relay y el servomotor principal conforman un controlador integral descrito en el punto 2.1. La función de transferencia de estos elementos es:

$$\frac{G(s)}{A(s)} = \frac{K_1}{s} \quad (2.2)$$

La función de transferencia entre la válvula piloto y el servomotor principal está dada por la combinación de las ecuaciones 2.1 y 2.2 es decir:

1. Esta central ya no está en operación a partir de febrero 2003 por un siniestro total a causa de un derrumbe



$$\frac{G(s)}{B(s)} = \frac{K_1 K_2}{s(1+sT_p)} = \frac{K_s}{s(1+sT_p)} \quad (2.3)$$

donde K_s , es la ganancia del servomotor la cual está determinada por la relación de palancas de la válvula piloto, el área del servomotor y la densidad del aceite y T_p es la constante de tiempo del conjunto válvula piloto servo piloto.

La función de transferencia entre el servomotor principal y el dashpot está dada por la ecuación afectada por la relación de palancas es decir:

$$\frac{D(s)}{G(s)} = R_r \frac{sT_R}{1+sT_R} \quad (2.4)$$

La Figura 2 muestra el diagrama de bloques del modelo del gobernador y la turbina hidráulica a desarrollarse.



Figura 2. Diagrama de Bloques de un gobernador con turbina hidráulica

3. Modelo de una Turbina Hidráulica.

3.1 TURBINA IDEAL.

El modelo de una turbina ideal sin pérdidas es:

$$\frac{\Delta P(s)}{\Delta G(s)} = \frac{1 - T_w s}{1 + 0.5 T_w s} \quad (3.1)$$

Donde: T_w = Water starting time = LU_0/gH_0

L = Longitud del penstock

U_0 = Velocidad del agua

H_0 = Altura neta de la columna de agua

g = aceleración de la gravedad

3.2 TURBINA NO IDEAL.

Modelo de una turbina no ideal (1,2,3)

$$\frac{\Delta P(s)}{\Delta G(s)} = a_{23} \frac{1 + (a_{11} - a_{13}a_{21}/a_{23}) T_w s}{1 + a_{11} T_w s} \quad (3.2)$$

3.3 MODELO DETALLADO.

Un modelo más detallado de una turbina hidráulica es (1):

$$\frac{\Delta P(s)}{\Delta G(s)} = \frac{1 - Z_r \tanh(T_r s)}{1 + 0.5 Z_r \tanh(T_r s)} \quad (3.3); Z_r = \frac{T_{w2}}{T_r} \quad (3.4)$$

Donde: T_{wp} = water starting time
 T_{ep} = elastic time

3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA TURBINA HIDRÁULICA.

Considerando el modelo de la turbina dada por la ecuación (3.1), el diagrama de bloque correspondiente que representa a su función de transferencia se muestra en la figura 3. Esta función de transferencia tiene un cero en el semiplano positivo del plano s igual a $1/T_w$, por lo que una turbina hidráulica representa un sistema de fase no mínima.

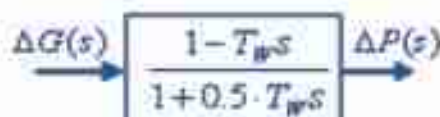


Figura 3. Diagrama de Bloques de una Turbina Hidráulica

Si aplicamos una función escalón a la entrada es decir $\Delta G(s) = 1/s$, la variación de la potencia será:

$$\Delta P(s) = \frac{1 - sT_w}{1 + 0.5sT_w} \cdot \frac{1}{s} \quad (3.5)$$

Para $T_w = 4$ seg y aplicando el teorema del valor inicial a la ecuación (3.5) se obtiene la respuesta que se muestra en la figura 4.



Figura 4. Respuesta de la turbina con $T_w = 4$ s

Como se observa del gráfico anterior, la respuesta de potencia de la turbina, inicialmente es contraria al cambio de posición de la aguja, es decir que cuando la aguja se abre repentinamente, el flujo de agua no cambia inmediatamente debido a la inercia del agua, sin embargo, la presión en la turbina se reduce, ocasionando la reducción inicial de la potencia, característica de un sistema de fase no mínima.

Es por esta razón que para una operación estable de una turbina hidráulica se requiere de un elevado valor de estatismo transitorio (R_T) y un largo tiempo de restitución (resetting time T_R). Este lazo de realimentación retarda o limita el movimiento de la aguja hasta que el flujo de agua y la potencia se logren equilibrar.

El resultado es un gobernador que tiene un alto estatismo (baja ganancia) para rápidas desviaciones de frecuencia, y estatismo normal (alta ganancia) en régimen permanente.

4. SINTONIZACIÓN DE PARÁMETROS DEL GOBERNADOR

La sintonización de los parámetros de los gobernadores bajo condiciones de operación en isla es crítica ya que el requerimiento para buena estabilidad del control de velocidad bajo condiciones de operación en isla u otros modos de operación aislada, se pone en conflicto con los ajustes requeridos del gobernador para carga y descarga bajo una operación normal de sincronismo. Para cambios rápidos de carga es deseable tener una rápida respuesta del gobernador. Sin embargo, los ajustes del gobernador que resultan en una rápida respuesta, normalmente ocasionan inestabilidad de frecuencia bajo condiciones de operación en isla. Por lo tanto hay dos consideraciones

importantes que se deben tomar en cuenta en el ajuste de los gobernadores:

1. Operación estable en condiciones de operación en isla u operación aislada.
2. Velocidad de respuesta aceptable para carga y descarga bajo condiciones normales de operación sincronizada.

Para condiciones estables de operación en isla, la elección óptima del estatismo transitorio R_T y del tiempo de restitución T_R está relacionada al tiempo de partida del agua (water starting time) T_w y al mechanical starting time $T_M = 2H$ de la siguiente manera:

$$R_T = (2.3 - (T_w - 1.0)0.15) \frac{T_w}{T_M} \quad (4.1);$$

$$T_R = (5.0 - (T_w - 1.0)0.5) T_w \quad (4.2)$$

Adicionalmente, la ganancia K_s del servomotor debe ser ajustada en un valor lo más alto posible. Estos ajustes asegurarán un comportamiento estable cuando la unidad está a plena carga suministrando una carga aislada. Esto representa el más severo requerimiento y asegura una operación estable para todas las situaciones de operación en isla.

Para condiciones normales de operación, durante operación interconectada, los ajustes anteriores resultan en una respuesta demasiado lenta. Este conflicto puede ser resuelto utilizando un bypass de amortiguación de la siguiente manera:

- Con el amortiguador conectado, los ajustes satisfacen los requerimientos para una operación en isla.
- Con el amortiguador bypassado, el tiempo de restitución T_R tiene un valor reducido resultando en aceptables velocidades de carga y descarga.

Dandeno, Kundur y Bayne luego de realizar un estudio de sensibilidad en los parámetros del gobernador concluyen que:

1. Un incremento en T_R resulta en un incremento del amortiguamiento acompañado por una reducción en la velocidad de respuesta.
2. Un incremento del estatismo transitorio R_T resulta en un incremento de la amortiguación y un suave decrecimiento del tiempo para alcanzar el régimen permanente.



3. Un incremento de la ganancia K_s del servomotor resulta en un mejoramiento del amortiguamiento así como la velocidad de respuesta.

5. CONTROLADORES DE VELOCIDAD ELECTRO-HIDRÁULICOS

Los gobernadores modernos están equipados con controladores PID como se muestra en la figura 5.



Figura 5. Gobernador equipado con controlador PID

Estos controladores permiten un ajuste óptimo en condiciones de operación en isla como en operación interconectada.

Generalmente no se debe utilizar el controlador derivativo ya que podría resultar en un incremento de oscilaciones ya que tiene un comportamiento de filtro paso alto, por lo que se recomienda ajustar en un valor igual a cero. En estas condiciones el gobernador PID se convierte en un gobernador PI equivalente a un gobernador mecánico-hidráulico. Sin embargo con un buen ajuste de la parte derivativa en operación en isla se puede obtener un mejor amortiguamiento de las oscilaciones.

El ajuste de los controladores PID puede realizarse utilizando las reglas de Ziegler y Nichols o por el método de Cohen-Coon (PID Controllers, Theory, Design, and Tuning, K. Aström and T. Hägglund)

En gobernadores PI el ajuste se lo realiza de la siguiente manera:

$$K_p = 1/R_T ; K_i = K_p/T_R ; K_d = 0$$

Los gobernadores PID se ajustan de la siguiente manera:

$$K_p = 0.8T_M/T_W ; K_i = 0.24T_M/T_W^2 ; K_d = 0.27T_M$$

5.1 CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA HUAJI-1

Para la determinación de los parámetros del controlador PID de Huaji se utilizaron los siguientes valores del estudio de estimación de parámetros realizado por la Universidad de San Juan.

$$H = 2.65 ; T_W = 0.4 \text{ s} ; T_A = 0.10 \text{ s} ;$$

$$R_T = [2.3 - (T_W - 1.0)0.15]T_W/T_M ;$$

$$R_T = 0.18 = 18\% ; T_R = [5 - (T_W - 1.0)0.5]T_W ;$$

$$T_R = 2.12 \text{ s}.$$

$$\text{Por lo tanto: } K_p = 1/R_T = 0.055$$

$$\text{y } K_i = K_p/T_R = 0.026$$

De acuerdo al estudio presentado por la Universidad de San Juan y al procedimiento descrito en el punto 6.1 de este informe, los ajustes del regulador de velocidad de las unidades de Huaji para operación en paralelo y operación aislada son los siguientes:

	Operación en Paralelo (San Juan)	Operación en Isla (San Juan)	Operación en Isla Propuesta
K_i	1.33	1.33	0.055
K_p	2.75	1.375	0.026

Del cuadro anterior se aprecia que la ganancia proporcional para los reguladores de Huaji para operación en paralelo y en isla es el mismo, lo que hace que estas unidades sean inestables ante perturbaciones externas.

Con los valores propuestos y ante la misma perturbación, se logra un comportamiento estable de dichas unidades. Sin embargo, COBEE deberá verificar que los valores obtenidos por la Universidad de San Juan y los modelos propuestos sean los que mejor reflejen la realidad.

6. SISTEMAS DE EXCITACIÓN

Parámetros	Ganancia	Cte. de tiempo
Amplificador	K_A	$T_A = 0.1$
Excitatriz	$K_E = 1$	$T_E = 0.4$
Generador	$K_G = 1$	$T_G = 1.0$
Sensor	$K_R = 1$	$T_R = 0.05$



Figura 6. Diagrama de Bloques de un Sistema de Excitación

La Función de transferencia de este sistema es:

$$\frac{V_t(s)}{V_m(s)} = \frac{K_A K_P K_C (1 + T_A s)}{(1 + T_A s)(1 + T_P s)(1 + T_C s)(1 + T_A s) + K_A K_P K_C K_B}$$

$$V_{Tus} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot VT(s) = \frac{K_A}{1 + T_A s}$$

Que resulta en la siguiente ecuación característica:

$$s^4 + 33.5s^3 + 307.5s^2 + 775s + 500 + 500KA = 0$$

Aplicando el criterio de Routh-Hurwitz podemos hallar el valor de KA:

De s^1 podemos ver que KA debe ser menor que 12.16

Para KA = 12.16 de s^2 obtenemos: $284.36s^2 + 6580 = 0$; por lo tanto $s = \pm j4.81$

Es decir el sistema es marginalmente estable, como se observa en la figura 7, debido a que tiene dos polos conjugados en el eje jw.

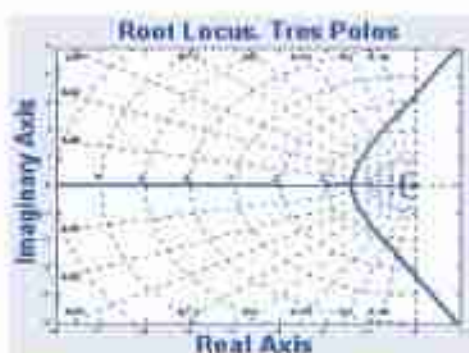


Figura 7. Lugar de las Raíces

7. DISEÑO DEL COMPENSADOR DE ADELANTO

Por condiciones de Desempeño Mínimo aprobada mediante Resolución SSDE No. 127/2001

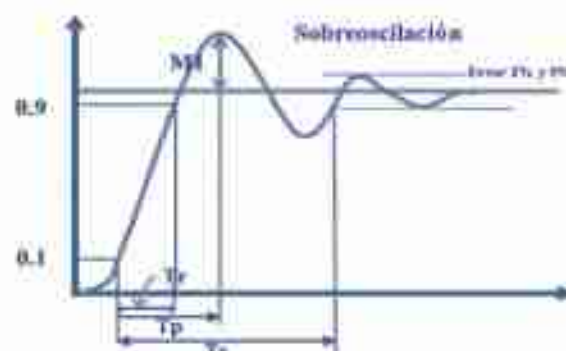


Figura 8. Parámetros de la Respuesta de un sistema de segundo grado.

Sobreoscilación Máxima $M_p \leq 15\%$

Tiempo Máximo de Crecimiento

$T_r \leq 250$ mseg

Tiempo de Establecimiento $T_s \leq 2$ seg.

Error Estacionario es $\leq 0.5\%$.

Tiempo de retraso (Delay Time) T_d

Tiempo de Crecimiento (Rise Time) T_r

$T_r = 1/\omega_d \tan^{-1}(\omega_d/\sigma)$

$\omega_d = \omega_n(1-z^2)^{1/2}$

ω_d = Frecuencia natural amortiguada

ω_n = Frecuencia natural no amortiguada

z = Coeficiente relativo de amortiguamiento

Tiempo para alcanzar el Máximo Pico T_p

$T_p = \pi/(\omega_n(1-z^2)^{1/2})$

Tiempo de establecimiento

$T_s = 4/\sigma = 4/z\omega_n$ (error 2%)

$T_s = 3/\sigma = 3/z\omega_n$ (error 5%)

Sobre oscilación

$M_p = e^{-(z\omega_n(\pi/\omega_d))} = e^{-(\pi/(1-z^2))^* \pi} = (y(tp) - y(\infty))/y(\infty) * 100\%$

La duración del transitorio puede modificarse sin modificar M_p , ajustando ω_n , ya que M_p se ajusta con z . Para z entre 0.4 y 0.8 M_p varía entre 25 y 2.5%.

Si $z < 0.4$ la sobre oscilación es excesiva

Si $z > 0.8$ el sistema es muy lento

Para poder cumplir con los parámetros de desempeño debemos determinar una nueva frecuencia natural no amortiguada ω_n considerando que para la máxima sobreoscilación el factor de amortiguamiento relativo es de 0.5, entonces: $T_s = 4/z\omega_n$ para un error de 2%; $\omega_n = 4$ rad/seg; $z = \sin\theta$; $\theta = 30^\circ$

Por lo tanto, las ubicaciones deseadas de los polos en lazo cerrado son: $s = -2 \pm j2\sqrt{3}$



Elegimos un compensador del tipo:

$$G_c(s) = K_c \frac{s + \frac{1}{T}}{s + \frac{1}{\alpha T}}; 0 < \alpha < 1$$

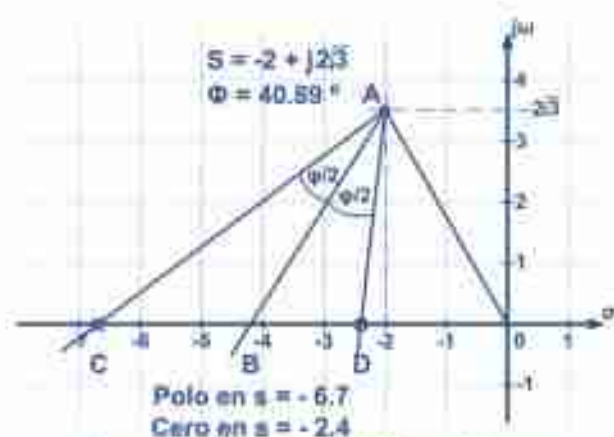


Figura 9. Ubicación de Polos y Ceros

En la Figura 9 vemos que la ubicación del cero y el polo es la siguiente:

Cero en $s = -2.4$ polo en $s = -6.7$
Por lo tanto: $T = 1/2.4 = 0.4167 \alpha T = 1/6.7 = 0.149$

La función de transferencia en lazo abierto del sistema se convierte en:

$$K_c \frac{(s + 2.4)}{(s + 6.7)(1 + 0.1s)(1 + 0.4s)(1 + s)(1 + 0.05s)}$$

La ganancia $K = K_c K_A$ se calcula a partir de la condición de la magnitud y resulta en $K = 6.65$. Por lo tanto, el valor de la ganancia del compensador K_c se obtiene de la relación $K = K_c K_A$. El valor de K_c que hace que el sistema cumpla con las condiciones de desempeño es igual a 1.35. Por lo tanto el sistema compensado es el siguiente:



Figura 10. Diagrama de Bloques del sistema compensado

8. CONCLUSIONES

- 8.1 Existía un mal ajuste en los parámetros de los reguladores de velocidad de COBEE e Hidroeléctrica Boliviana ya que los valores de K_p y K_i son prácticamente iguales para operación en paralelo y en isla lo cual hace que se pierda estabilidad cuando están operando unidades hidroeléctricas (Corani, Hidrobol, COBEE).
- 8.2 Para realizar un ajuste correcto de los parámetros de sus gobernadores, COBEE e HIDROBOL deben realizar una revisión y de los parámetros T_w y T_M que son utilizados para determinar el estatismo transitorio R_t y el tiempo de reseteo T_R , los cuales son utilizados para calcular K_p y K_i .
- 8.3 COBEE e Hidrobol deberán ajustar a la brevedad posible los parámetros de sus reguladores de velocidad para operación en isla de acuerdo a los criterios señalados en el punto 6 o realizar ajustes que garanticen la estabilidad del sistema utilizando criterios equivalentes al señalado.
- 8.4 COBEE e Hidrobol debe ajustar los parámetros de sus reguladores de voltaje
- 8.5 Se debe proceder a la instalación de PSS en la unidades de Cuticucho-5, Huaji 1 y 2 y Yanacachi para mejorar la estabilidad del sistema.

9. REFERENCIAS

- [1]. POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL. Prabha Kundur. McGraw-Hill, Inc. 1994
- [2]. POWER SYSTEM CONTROL AND STABILITY. Paul M. Anderson, A.A. Fouad. IEEE Power System Engineering Series. New York, 1993.
- [3]. HYDRAULIC UNIT DYNAMIC PERFORMANCE UNDER NORMAL AND ISLANDING CONDITIONS - ANALYSIS AND VALIDATION. P. L. Dardeno, Fellow IEEE, P. Kundur, Senior Member IEEE, J. P. Bayne, Member IEEE. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 6, November - December 1978.
- [4]. THE COORDINATION OF HYDRAULIC TURBINE GOVERNORS FOR POWER SYSTEM OPERATIONS.- F.R. Schleif, Senior Member IEEE, A.B. Wilbor, Senior Member IEEE. Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-85, No. 7, July 1966.
- [5]. ANALYSIS OF PID GOVERNORS IN



- MULTIMACHINE SYSTEM. N. S. Dhaliwal, H.E. Wichert. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 2, March - April 1978.
- [6]. DYNAMIC MODELS FOR STEAM AND HYDROTURBINES IN POWER SYSTEM STUDIES. IEEE Committee Report. Reprinted from IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, November - December 1973.
- [7]. HYDRAULIC TURBINE AND TURBINE CONTROL MODELS FOR SYSTEM DYNAMIC STUDIES. Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. Transaction on Power Systems, Vol. 7 No. 1, February 1992.
- [8]. STABILITY OF A HUDRAULIC TURBINE GENERATING UNIT CONTROLLED BY PID GOVERNOR. S. Hagihara, H. Yolota, K. Goda and K. Isobe. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6, November - December, 1979.
- [9]. INTER-AREA OSCILLATION DAMPING WITH POWER SYSTEM STABILIZERS AND SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENTS. Aaron Francis Snyder. Thesis submitted to the Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University in partial fulfillment of the requirements for the degree of "Master of Science in Electrical Engineering". February 10, 1997. Paris, France.



José Antonio Salazar Trigo

Formación Académica

Ingeniero Electricista, título otorgado por la Universidad Mayor de San Andrés (UMSA).
Postgrado en Sistemas de Control, estudios realizados en la Universidad Católica de Chile.

Experiencia Laboral.

Cargo actual: Director del Mercado Eléctrico Mayorista de la Superintendencia de Electricidad desde 1998.

- 1997 - 1998 Presidente del Comité Nacional de Despacho de Carga.
- 1996 - 1997 Ingeniero I Superintendencia de Electricidad.
- 1995 - 1996 Superintendente de Producción COBEE.
- 1993 - 1995 Superintendente Adjunto COBEE Jefe de Plantas Abajo.
- 1991 - 1992 Supervisor COBEE Jefe de Plantas Arriba.
- 1990 - 1991 Supervisor Adjunto COBEE.
- 1989 Asesor Técnico DINE.
- 1987 Ingeniero Asistente, Empresa Nacional de Electricidad ENDE S.A.
- 1985 - a la fecha. Docente de la Universidad Mayor de San Andrés - Facultad de Ingeniería.

Asesor de Tesis y Trabajos de Investigación, Presidente del Comité Nacional de Despacho de Carga en dos ocasiones. Miembro de la Sociedad de Ingenieros Electricistas y Electrónicos de Bolivia, Senior Member of Institute of Electrical and Electronics (IEEE), IEEE Power Engineering Society (PES), IEEE Control System Society (CSS), IEEE Engineering in Medicine and Biology Society, New York Academy of Science desde 1998.

INVESTIGACIONES.

Desarrollo de Investigaciones tales como: Modelación, estimación de parámetros y simulación de reguladores de voltaje de la Central Hidroeléctrica Colbún Chile; Cálculo de flujo de cargas en redes de distribución desbalanceadas y Sistemas de Control Modernos (Universidad Técnica de Oruro Julio de 1991); Aspectos Técnico-Económicos en la generación de energía eléctrica mediante Grupos Electrógenos (La Paz 1989); Control de Calidad de Transmisión (Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos, Sucre 1998); Calidad de Distribución (Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos, Sucre 1998); Parámetros de Desempeño Mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (IEEE, La Paz, agosto 2003); Control y Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia (IEEE, La Paz, agosto 2004); Despacho Económico de Carga (Superintendencia de Electricidad, 2004); Análisis de la Reserva en el SIN 2003; Metodología de Remuneración de la Transmisión Mediante Contribución de Generadores en el Sistema Troncal de Interconexión 2001; Simulación Dinámica de Fenómenos Transitorios en Turbinas Hidráulicas de Zongo 2002; Medición del Poder de Mercado en el Mercado Eléctrico Mayorista 2002; Estimación de Parámetros de Gobernadores y Reguladores de Voltaje en el SIN (En ejecución) 2003; Control de Glucosa en la Sangre para un Sistema Implantable de Suministro de Insulina; Despacho económico en el SIN utilizando Lógica Difusa (En ejecución)

TRABAJOS IMPORTANTES REALIZADOS

Diseño, instalación y puesta en marcha de control Supervisorio en la Central Hidroeléctrica de Harca (COBEE). Proyecto para la modernización y automatización de las Centrales Hidroeléctricas del Valle de Zongo (COBEE). Especificación de Reguladores de Voltaje y Gobernadores para las Centrales Hidroeléctricas del Valle de Zongo (COBEE). Rebobinado de los Generadores de Cuticucho, Botijlaca, Santa Rosa y Chururaqui. Desarrollo e implementación del Programa de Manejo Óptimo de Aguas para el Valle de Zongo. Responsable directo en la elaboración de los estudios para la Modificación de los Reglamentos de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) y Precios y Tarifas (RTP) desde 1999 a 2001. Participación y aprobación de las Normas Operativas del Comité Nacional Despacho de Carga. Estudio de Estabilidad, Confiabilidad y Costos Asociados del Sistema Interconectado Nacional. Determinación de la Reserva para Regulación Primaria, Secundaria y Estática del Sistema Interconectado Nacional.





SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

Diseño de un Estabilizador de Potencia Basado en Lógica Difusa (FLPSS)

*José Salazar Trigo
Senior Member IEEE,
Superintendencia
de Electricidad.*

Aldo Ramirez Perez

RESUMEN

En el presente proyecto se presenta el diseño por simulación de un estabilizador de potencia (PSS) basado en Lógica difusa utilizando un algoritmo para la generación automática de controladores basados en Lógica Difusa, basado el comportamiento previo del sistema a ser controlado, es decir el comportamiento del generador sincrónico utilizando el regulador de velocidad y la excitación. El objetivo general es el de mejorar la respuesta dinámica del modelo equivalente simplificado de una parte del Sistema Interconectado Nacional de Bolivia, denominado el Sistema Norte, utilizando para éste propósito el modelo equivalente respectivo.

Keywords: Lógica Difusa, Estabilizador de Potencia, Estabilidad de Sistemas de Potencia, Estabilidad en Pequeña Señal, MATHWORKS™.

INDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN
2. INTRODUCCIÓN A LA TEORÍA DE LOS CONJUNTOS DIFUSOS
 - 2.1. OPERACIONES CON CONJUNTOS DIFUSOS
3. ESTRUCTURA DEL CONTROLADOR BASADO EN LÓGICA DIFUSA
 - 3.1. DISEÑO DE UN CONTROLADOR BASADO EN LÓGICA DIFUSA
4. ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA
 - 4.1. LA PROBLEMÁTICA DE LA ESTABILIDAD EN PEQUEÑA SEÑAL (SMALL SIGNAL STABILITY)
 - 4.1.1. MODOS DE OSCILACIÓN EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA
 - 4.2. ESTABILIZADOR DE POTENCIA
 - 4.3. ESTABILIZADOR DE POTENCIA BASADO EN LÓGICA DIFUSA (FLPSS)
 - 4.4. MODELO DE U. GENERADOR SINCRÓNICO
5. EL SISTEMA NORTE COMO UN SISTEMA MULTIMÁQUINA
 - 5.1. SIMULACIÓN EN RED AISLADA DEL SISTEMA NORTE CON CONTROLADORES ACTUALES
 - 5.2. SIMULACIÓN CON CPSS
 - 5.3. SIMULACIÓN CON FLPSS
 - 5.4. COMPARACIÓN DE RESULTADOS
6. CONCLUSIONES
7. REFERENCIAS





1. INTRODUCCIÓN

Los estabilizadores de potencia han sido ampliamente utilizados, con el objetivo de añadir amortiguamiento a las oscilaciones electromecánicas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia, [3,4], que operan bastante cargados y/o están interconectados por líneas de transmisión débiles. El uso de sistemas de excitación de actuación rápida y con grandes ganancias provoca la disminución de amortiguamiento a tales oscilaciones, el uso de los sistemas de excitación mencionados, es con la finalidad de evitar la pérdida de sincronismo por parte del generador sincrónico respecto al sistema de potencia al cual está conectado cuando el generador es sometido a condiciones de grandes perturbaciones transitorias. Una solución para mejorar la estabilidad de los sistemas de potencia sería la construcción de más líneas de transmisión entre las unidades generadoras y las cargas, lo que es poco práctico debido a varias restricciones tales como el costo que ello implicaría, restricciones medioambientales entre otras, [3,4].

La lógica difusa es un algoritmo de control que propone una nueva teoría de conjuntos, la cual amplía el universo de discurso al cual se refiere la lógica binaria convencional; es decir que la lógica difusa es una ampliación de la teoría clásica de conjunto introduciendo la teoría de conjuntos difusos, [1]. Se ha encontrado apropiada la aplicación de toda la teoría de la lógica difusa a los sistemas eléctricos de potencia, debido a la vaguedad e incertidumbre que se presentan frecuentemente en los datos obtenidos de la operación de dichos sistemas, [2]. La lógica difusa ha sido aplicada en las siguientes áreas, [2]:

- **Planificación**
 - Planificación en la expansión de los sistemas.
 - Programación a mediano y largo plazo.
- **Operaciones.**
 - Valoración en la seguridad.
 - Pronóstico de Carga.
 - Controladores.
 - Diagnóstico.

2. INTRODUCCIÓN A LA TEORÍA DE LOS CONJUNTOS DIFUSOS

Primeramente se harán breves definiciones de lo que es un conjunto difuso y las operaciones que existen entre éstos.

Sea U el universo de discurso, un conjunto A es representado de la siguiente manera:

$A = \{x \in U \mid x \text{ reúne algunas condiciones}\}$
De otra manera, método de la pertenencia:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \in A \\ 0 & \text{si } x \notin A \end{cases}$$

El conjunto A es matemáticamente equivalente a su función de pertenencia $\mu_A(x)$ en el sentido que conociendo $\mu_A(x)$ es lo mismo si conociéramos A por sí misma.

Definición. Un conjunto difuso en un universo de discurso U está caracterizado por la función de pertenencia $\mu_A(x)$, [1], que toma un valor en el intervalo $[0, 1]$.

Un conjunto difuso es una generalización de un conjunto clásico:

Conjunto Clásico: $\{0,1\}$

Conjunto Difuso: $[0,1]$

Un conjunto difuso A en U puede ser representado como un conjunto de pares ordenados de un elemento genérico x y su función de pertenencia, así será:

$$A = \{(x, \mu_A(x)) \mid x \in U\}$$

Una propiedad de la Lógica Difusa es su representación por medio de una función de pertenencia, fig. 1, por ejemplo, los "número cercanos a cero", [1], son representados por la función de pertenencia:

$$\mu_z(x) = e^{-x^2}$$

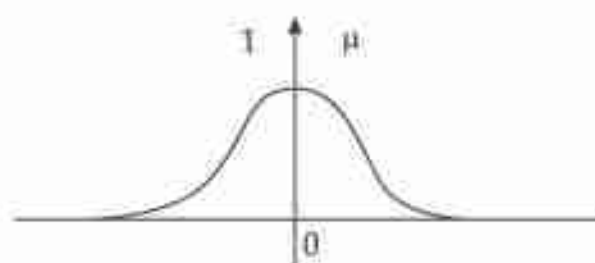


figura 1

2.1 Operaciones con Conjuntos Difusos

Los conceptos básicos relacionados con los conjuntos difusos, conciernen sólo a un conjunto difuso simple. En esta secuencia, se asume que A y B son conjuntos difusos definidos en el mismo universo de discusión U.

Definición. La igualdad, contención, complemento, unión e intersección de dos conjuntos pertenecientes a la Lógica Difusa, A y B están definidos de la siguiente manera, [1,7]:

Decimos que A y B son iguales si y solo si $\mu_A(x) = \mu_B(x)$ para todo $x \in U$. Se dice que B contiene a A, denotado por $A \subset B$, si y solo si $\mu_A(x) \leq \mu_B(x)$ para todo $x \in U$. El complemento de A es un conjunto difuso A en U del cual su función de pertenencia es definida de la siguiente manera:

$$\mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad (1)$$

La unión de A y B es un conjunto difuso en U, denotado por $A \cup B$, del cual su función de pertenencia está denotado por:

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max [\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad (2)$$

La intersección de A y B es un conjunto difuso $A \cap B$ en U con la función de pertenencia:

$$\mu_{A \cap B}(x) = \min [\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad (3)$$

Conceptos básicos asociados con proposiciones de la Lógica Difusa.

El punto de solapamiento de un conjunto difuso es el punto en U en el cual el valor de pertenencia en A es igual a 0.5.

El centro, fig. 2, es definido como el mas pequeño o el más grande, respectivamente,

entre todos los puntos que alcanzan el máximo valor de pertenencia, la siguiente figura muestra el centro de algunos conjuntos típicos,

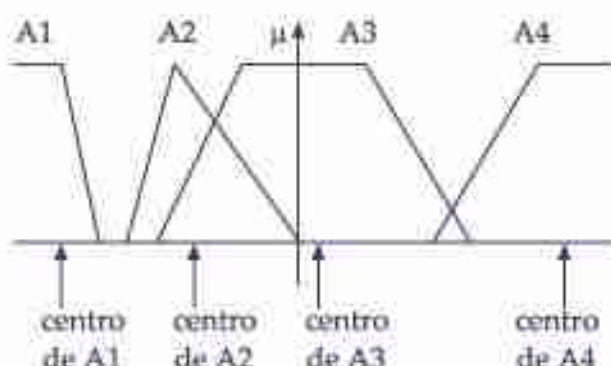


figura 2

El peso de un conjunto difuso es el valor de pertenencia mas largo conseguido por cualquier punto, [1,7].

3. ESTRUCTURA DEL CONTROLADOR BASADO EN LÓGICA DIFUSA

Los controladores difusos fig. 3, son controladores basados en reglas. La estructura de un Controlador Difuso (Fuzzy Logic Controller), es parecida a la de un controlador basado en la experiencia, exceptuando que el FLC utiliza los principios de la teoría difusa, en la representación de los datos y su lógica, [1,2,6].

La configuración básica del FLC puede ser representada en cuatro partes, como se muestra en la figura:

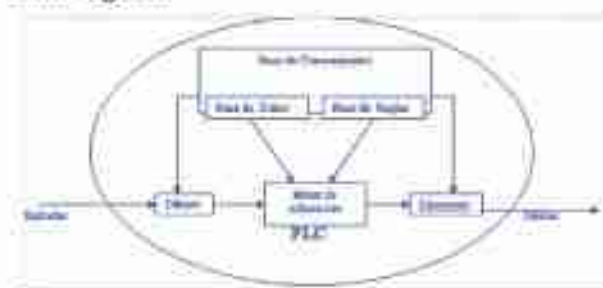


figura 3

3.1 DISEÑO DE UN CONTROLADOR BASADO EN LÓGICA DIFUSA

Selección de las variables de control.



La selección de las variables de control (Entradas y Salidas del Controlador) depende de la naturaleza del sistema controlado y la salida deseada.

Definición de las funciones de pertenencia.

Cada una de las señales de entrada y salida del FLC, son variables difusas (X) = $\{e, e', u\}$, que tienen la línea real R como el universo de discurso. En la práctica, el universo de discurso está restringido a un intervalo comparativamente pequeño (X_{min} , X_{max}).

Una función de pertenencia es asignada para cada conjunto difuso. Las funciones de pertenencia muestran los valores actuales en valores difusos. Un conjunto de funciones de pertenencia definido por siete variables lingüísticas NB (Negativo Grande), NM (Negativo Mediano), NS (Negativo Pequeño), Z (Cero), PS (Positivo Pequeño), PM (Positivo mediano), y PB (Positivo Grande), fig. 4. [1,2,6].

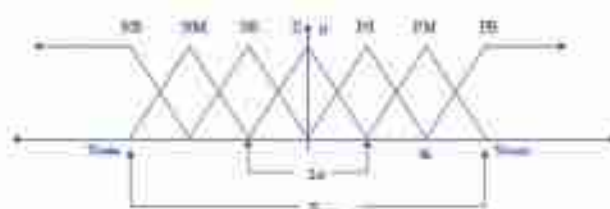


figura 4

Usando las funciones dadas, los parámetros de una función de pertenencia (μ_i , σ_i), pueden ser calculadas fácilmente por :

$$\sigma_i = \frac{X_{rangj}}{n-1} \quad (4)$$

$$\mu_i = X_{minj} + (k-1) \cdot \sigma_i \quad (5)$$

donde $i = 1, \dots, n$ y n es el número de variables lingüísticas utilizadas.

Las ganancias de la entrada y la salida K_i son referidas como los parámetros del controlador basado en lógica difusa (FLC). La selección de estos parámetros usualmente está basada en un conocimiento previo del sistema controlado.

Considerar un controlador de dos variables difusas, con una señal de control (μ), cada una cuantificada a siete conjuntos difusos. Esto conlleva a una matriz de reglas FAM 7x7, fig. 5, como se muestra en la siguiente figura. Cada entorno en la matriz representa una regla, por ejemplo, [2,6]:

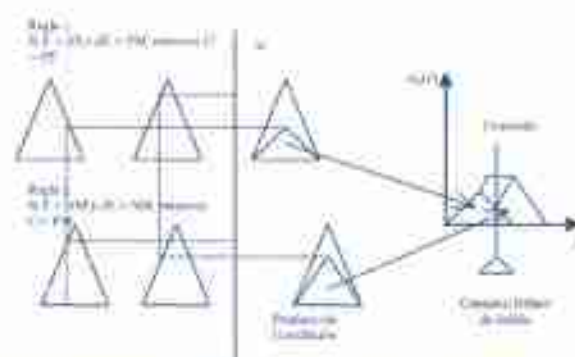
Si e es NB y e' es NM, entonces U es NB.

	NB	NM	NS	Z	PS	PM	PB
NB	NB	NB	NB	NB	NM	NS	Z
NM	NB	NB	NM	NM	NS	Z	PS
NS	NB	NM	NM	NS	Z	PS	PM
Z	NM	NM	NS	Z	PS	PM	PM
PS	NM	NS	Z	PS	PM	PM	PB
PM	NS	Z	PS	PM	PM	PB	PB
PB	Z	PS	PM	PB	PB	PB	PB

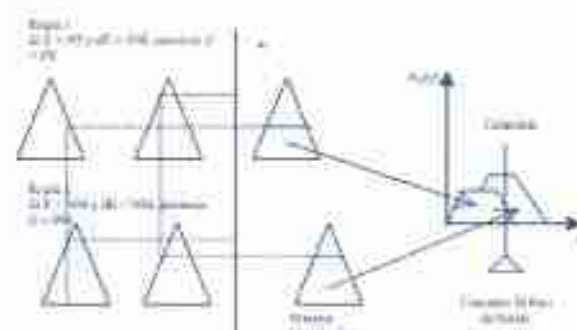
Figura 5

Estrategia de Concreción.

La concreción es un proceso de conversión de las acciones de control inferidas, del Controlador basado en Lógica Difusa (FLC), desde valores Difusos hasta valores variables continuos. Este proceso depende del Conjunto Difuso de Salida, el cual es generado a partir de las reglas "Disparadas". El Conjunto Difuso de Salida está formado por cualquiera de los dos métodos: la Codificación de Correlación-Mínima o la Codificación de Correlación-Producto, fig. 6.



Generación del Conjunto Difuso de Salida usando la Codificación de Correlación-Producto



Generación del Conjunto Difuso de Salida usando la Codificación de Correlación-Mínima

Figura 6



4. ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA

La Estabilidad de los sistemas de potencia, puede ser ampliamente definida, como una propiedad de un sistema de potencia que habilita al mismo, para mantenerlo en un estado de equilibrio bajo condiciones de operación normales, y para recuperar un estado de equilibrio aceptable, después de haber sido sujeto a una perturbación,[3,4].

La estabilidad es el equilibrio entre fuerzas que se oponen. Es el mecanismo mediante el cual máquinas sincrónicas interconectadas no pierden el sincronismo, la una con la otra, esto es a través de fuerzas restauradoras. En condiciones estáticas no existe diferencia entre el torque mecánico y el torque eléctrico, y es por este motivo que no existe un torque acelerante, por lo tanto la velocidad se mantiene constante. En cualquier caso la estabilidad del sistema depende, de tanto no exista desviación en los rotores y que existan torques restauradores,[3,4].

Cuando una máquina sincrónica pierde el sincronismo, con el resto el sistema, su rotor se mueve más rápido, o más lentamente que la requerida para generar voltaje a la frecuencia del sistema, esto ocasiona que actúen las protecciones y la máquina quede aislada del resto del sistema,[3,4].

Con los sistemas eléctricos de potencia, el cambio en el torque eléctrico de una máquina sincrónica, seguido de una perturbación, puede ser resuelta en dos componentes,[4]:

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (6)$$

Donde:

$T_s \Delta \delta$: Es el componente en el cambio de torque, en fase con la perturbación en el ángulo del rotor $\Delta \delta$, y está referido como el componente del torque sincronizante; T_s es el coeficiente del torque sincronizante.

$T_D \Delta \omega$: Es el componente del torque en fase con la variación de la velocidad $\Delta \omega$ y está referida como la componente del torque amortiguante; T_D es el coeficiente del torque amortiguante.

En el gráfico siguiente podemos observar la relación gráfica que existe entre los distintos tipos de estabilidad a pequeña señal (small signal stability), [4], donde:

T_D : Torque amortiguante

T_s : Torque Sincronizante.

T_e : Torque eléctrico.

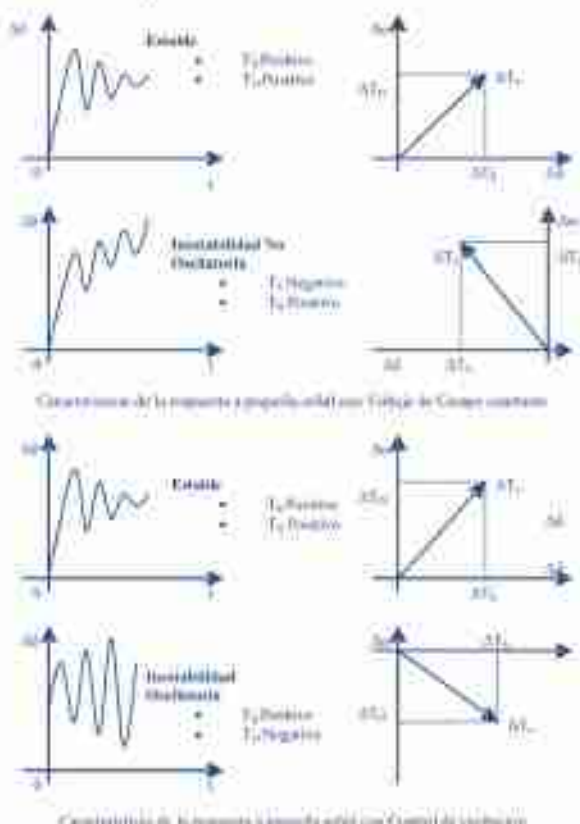


Figura 7

Se ha visto por conveniente categorizar los problemas inherentes a la estabilidad, de acuerdo a la naturaleza de los mismos, las categorías son dos, [3,4]:

(a) Estabilidad en pequeña señal

Es la propiedad de los sistemas de potencia, con la cual mantienen el sincronismo, ante pequeñas perturbaciones. Tales perturbaciones ocurren continuamente en los sistemas, debido a las variaciones en la carga y en la generación, [4].

(b) Estabilidad Transitoria

Es la propiedad de los sistemas de potencia de mantener el sincronismo, cuando son sometidos a perturbaciones transitorias severas. La respuesta resultante es la gran excursión del ángulo del rotor del generador, influenciada por la relación no lineal entre la potencia y el ángulo, [4].



4.1 LA PROBLEMÁTICA DE LA ESTABILIDAD EN PEQUEÑA SEÑAL (SMALL SIGNAL STABILITY).

El problema de la estabilidad en pequeña señal, es usualmente uno de los cuales se presenta en los sistemas de potencia, y por lo tanto es la que no tiene suficiente amortiguamiento, [5,8].

El uso de estabilizadores de Potencia destinados al control de los sistemas de excitación, es el método más conveniente, hablando en función de costos; para su utilización en el mejoramiento de la estabilidad en pequeña señal, [5,8].

4.1.1 MODOS DE OSCILACIÓN EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA

a) Modos de oscilación Interárea

Este tipo de modos de oscilación, se deben a las respuestas de grupos coherentes de unidades generadoras de áreas distintas que oscilan entre sí. Su frecuencia natural ocurre en el rango de 0.1 Hz a 0.8 Hz, [4].

b) Modos de oscilación local

Este tipo de oscilaciones, ocurren entre unidades generadoras conectadas en forma remota a un sistema de potencia, relativamente más grande, a través de líneas de transmisión débiles, esencialmente de configuración radial. La frecuencia natural de éstos modos está en el rango de 0.8 Hz a 1.8 Hz, [4].

c) Modos de oscilación intraplanta

Ocurren cuando las unidades de una central eléctrica, oscilan una contra la otra. Su rango de frecuencia está entre 2 Hz y 3 Hz. Estas oscilaciones son una consecuencia de las interacciones de los controles de las unidades y no de los límites de estabilidad de la transferencia de potencia, [4].

4.2 EL ESTABILIZADOR DE POTENCIA

La función básica de un estabilizador de potencia PSS, fig. 8, es la de añadir amortiguamiento a las oscilaciones del rotor a través del control de la excitación utilizando señales estabilizantes auxiliares, [2,3,4,5,8].

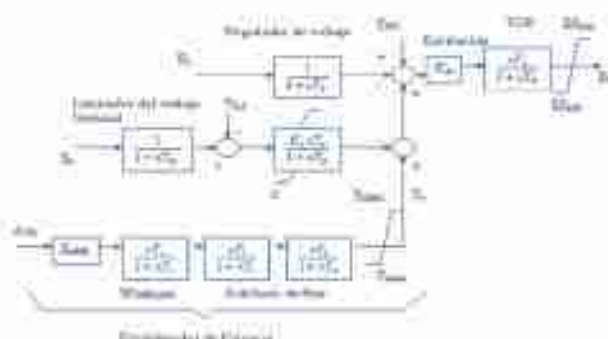


figura 8

a) Compensación de adelanto de fase

Para amortiguar las oscilaciones del rotor, el PSS debe producir un componente de torque eléctrico en fase con la desviación de la velocidad del rotor, [4].

b) El Washout

La señal washout es un filtro pasa altos, fig. 8, el cual previene cambios estáticos en la velocidad, provenientes de la modificación del voltaje de campo. El valor de la constante de tiempo T_w , debería ser lo suficientemente grande, [4].

c) La ganancia del PSS

El valor de la ganancia, fig. 8, es seleccionado a través del análisis que se realiza al efecto que produce la misma, en un amplio rango de variación, [4].

d) Límites del PSS

El límite positivo de salida del PSS, fig. 8, es posicionado en un relativamente gran valor, esto es en el rango de 0.1 a 0.2 p.u., [4].

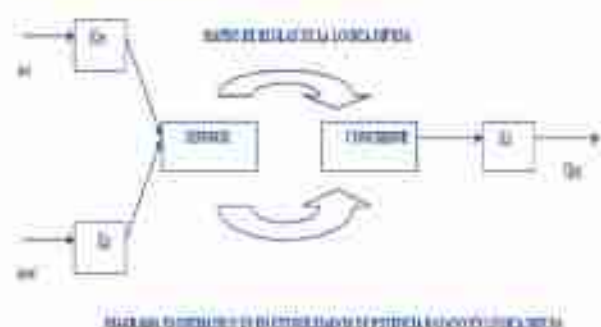
4.3 El Estabilizador de Potencia basado en Lógica Difusa (FLPSS)

Usando la descripción detallada anteriormente para el diseño de un FLC, desarrollaremos un estabilizador de potencia basado en un algoritmo del FLC. El objetivo de esta aplicación es el de estabilizar y mejorar la oscilación de una máquina síncrona, [2,5,8].

Han sido elegidas como variables de entrada al controlador las desviaciones de la velocidad $\Delta\omega$ y su error. La salida del controlador, fig. 9, es entonces insertada en un regulador automático de voltaje que esta representado por un punto de suma.



Esta configuración implica que el FLC tiene dos parámetros de entrada, K_w y K_w' , y un parámetro de salida, K_a , como se muestra en la siguiente figura. La selección de estos parámetros es usualmente subjetiva y requiere un determinado conocimiento previo de las variables de control difusas (señales de entrada y salida). Es también usada comúnmente cierta experiencia previa acerca del comportamiento dinámico del sistema, para crear las reglas de control difusas. Sin embargo, ha sido adoptada una automatización organizada, para la generación de reglas y sintonización de parámetros del FLPSS, [2,5,8].



4.4 MODELO DE UN GENERADOR SINCRÓNICO

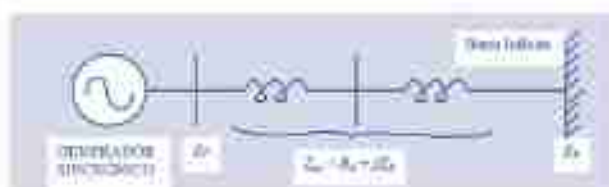


Figura 10

Inicialmente para realizar el estudio de estabilidad es necesario contar con un modelo matemático válido, fig. 10, en el cual se puedan realizar todas las simulaciones necesarias para analizar la estabilidad del sistema. El modelo utilizado en el presente estudio es el modelo planteado por P. Kundur. El modelo en cuestión es el siguiente, [3,4].

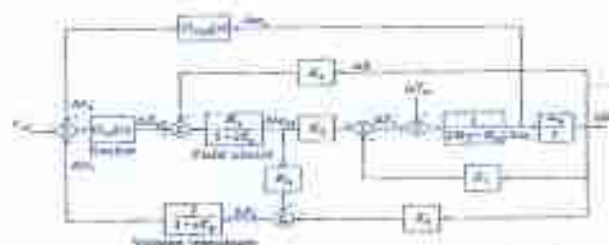


Figura 11.10 Block diagram representation with AVR and PSS

Figura 11

El anterior modelo representa a un generador conectado a una barra infinita, además el anterior modelo considera la inserción del PSS, [3,4].

K_1 : Es la variación del torque eléctrico respecto del ángulo de desplazamiento del rotor, manteniendo el flujo del campo de excitación constante.

K_2 : Es la variación del torque eléctrico respecto al flujo de campo, manteniendo constante el ángulo de desplazamiento del rotor.

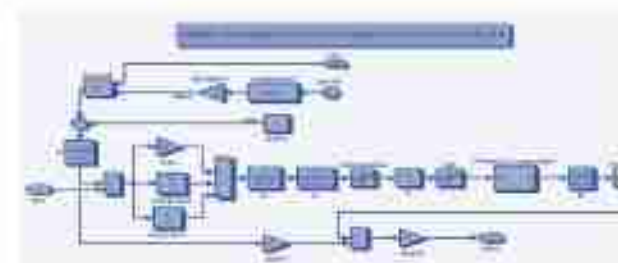
K_3 : Es la constante propia del circuito de campo del generador.

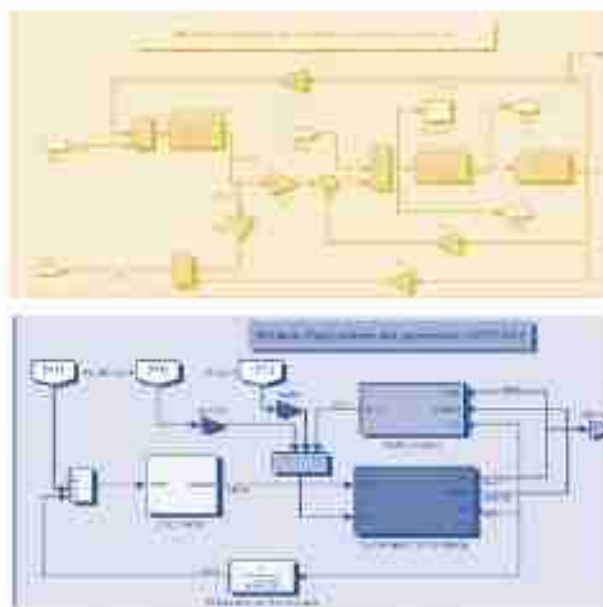
K_4 : Es la constante que caracteriza la relación entre las inductancias y el ángulo de desplazamiento del rotor.

K_5 y K_6 : Son las constantes que introducen la variación del ángulo y la del campo de excitación del rotor al transductor de voltaje.

Además tenemos que hacer notar que las constantes K_2 , K_3 y K_4 son usualmente positivas.

El modelo equivalente de la unidad Cuticuco-05 es el siguiente, figs. 12-a,b,c,d, dicho modelo representa una unidad equivalente de las centrales Zongo, Tiquimari, Botijlaca y Cuticuco, [10,11].





Figuras (12-a,b,c,d)

Nota: Los modelos utilizados, tanto de la excitación, como de los reguladores de velocidad, son los que propone la Universidad de San Juan-Argentina, como parte de la consultoría realizada para la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica COBEE BPCo, [10].

5. El Sistema Norte como un Sistema Multimáquina

Anteriormente se ha detallado la forma de hallar el modelo de una máquina simple conectada a una barra infinita fig.10-11, pero en la realidad los sistemas tienden a presentar oscilaciones electromecánicas debido a la presencia de otras unidades generadoras interactuando entre sí.

Es por tal motivo que se ha logrado realizar una adaptación del modelo de un generador conectado a una barra infinita, a un modelo multimáquina, esta adaptación podemos justificarla a través de los siguientes argumentos, [3]:

- 1) La potencia mecánica de entrada es constante.
- 2) El amortiguamiento de la potencia asincrónica es despreciable.
- 3) El modelo de la reactancia transitoria detrás del voltaje constante para máquinas sincrónicas es válido.

- 4) El ángulo mecánico del rotor de una máquina coincide con el ángulo del voltaje detrás de la reactancia transitoria.
- 5) Las cargas están representadas por impedancias pasivas.

El modelo descrito anteriormente es útil para el análisis de estabilidad, pero presenta limitaciones en el estudio de transitorios del primer "swing" ó para periodos de tiempo del orden del segundo, [3].

Es importante añadir que se ha tomado como punto de partida el modelo propuesto por Ognjen Kuljaca de la Universidad de Zagreb, fig. 13, dicho modelo toma en cuenta dos áreas de control interconectadas por una línea de transmisión. Dicho modelo es el que se detalla a continuación, [9]:

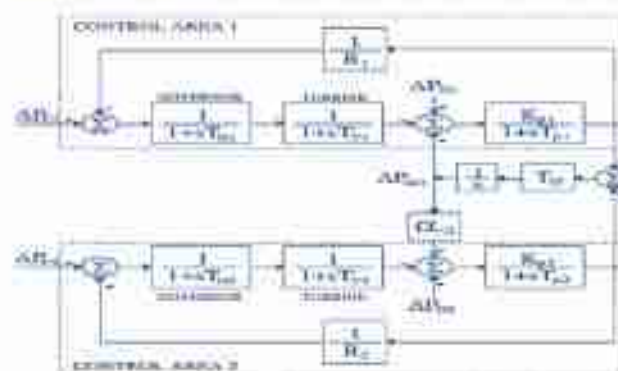


Figura 13

Donde:

Δf_i : Cambio de la frecuencia de control en el área i en Hz.

ΔP_{dc} : Cambio de la carga en el área de control i en p.u.

ΔP_{ci} : Señal de control de un controlador

R_i : Medición de la velocidad estática del grupo no controlado turbina-generador del área de control i en Hz/p.u.

α_{12} : La razón negativa entre la potencias nominales de las áreas 1 y 2.

ΔP_{tie} : Cambio del flujo de potencia en la línea de interconexión en p.u.

T_{12} : Coeficiente sincronizante de la línea de interconexión en p.u.

En nuestro caso específico, se ha representado el sistema norte de acuerdo al sistema anteriormente descrito, para éste propósito se ha distribuido el Sistema Norte en cuatro áreas bien establecidas. Para la distribución de áreas

en el sistema norte se ha considerado primordialmente la distribución geográfica de las unidades de generación.

5.1 Simulación en Red Aislada del Sistema Norte con Controladores actuales

Es necesario destacar que se ha simulado el sistema en el anillo de 115 kV, fig. 14. Siguiendo el criterio ya detallado anteriormente de las dos áreas interconectadas por una línea de transmisión se ha obtenido un modelo equivalente del sistema norte, utilizando teoremas de electrotecnia para su respectiva simplificación. El sistema diagramado en el SIMULINK de MATHWORKS™, [11], es el siguiente.

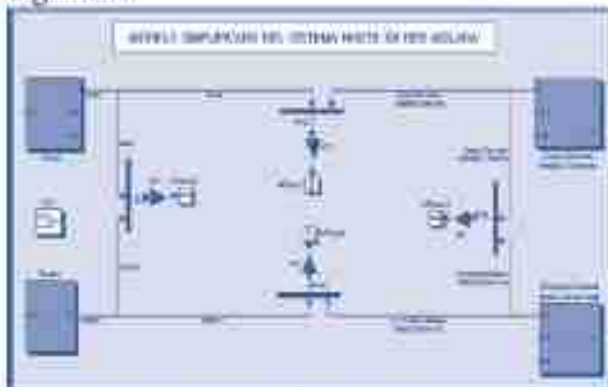


Figura 14

Los siguientes gráficos representan la simulación en red aislada del Sistema Norte con controladores actuales, fig. 14, (Variación de Frecuencia [p.u.] Vs. Tiempo [s])

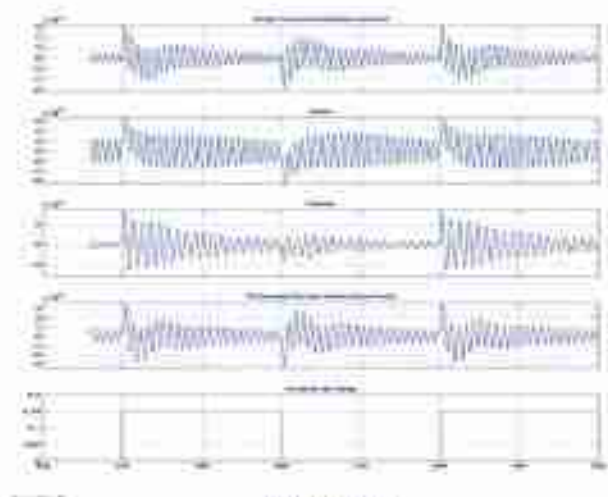


Figura 15

En los siguientes gráficos se puede observar las oscilaciones interárea que se presentan entre las unidades equivalentes, con controladores actuales. (Variación de frecuencia [p.u.] Vs. Tiempo[s]).

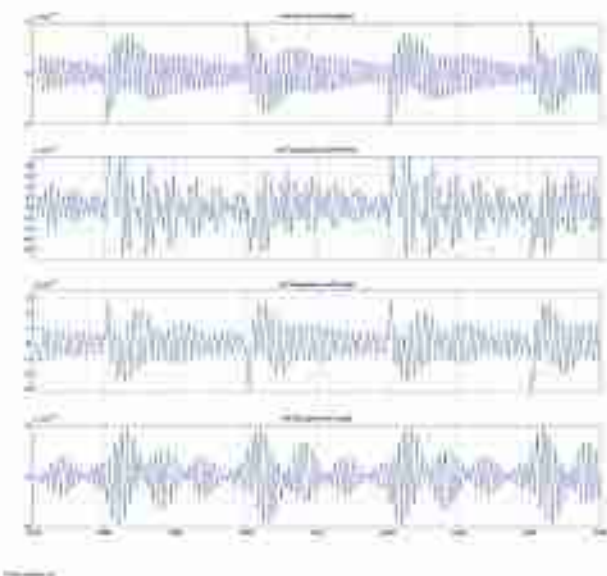


Figura 16

5.2 SIMULACIÓN CON CPSS

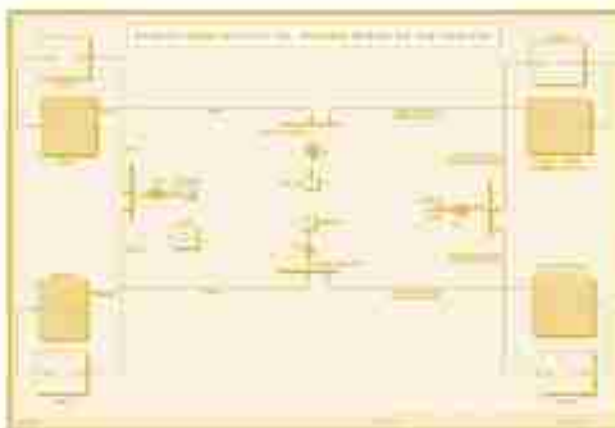


Figura 17

Los siguientes gráficos representan la simulación en red aislada del Sistema Norte con la aplicación respectiva de un CPSS a cada una de las máquinas, fig. 17, (Variación de Frecuencia [p.u.] Vs. Tiempo [s])

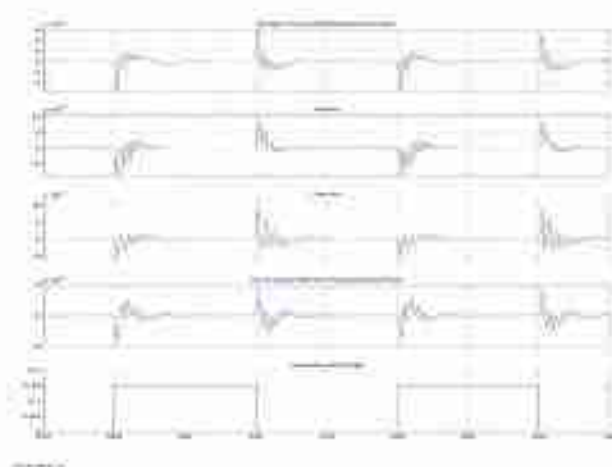


Figura 18

En los siguientes gráficos se puede observar las oscilaciones interárea que se presentan entre las unidades equivalentes, con CPSS. (Variación de frecuencia [p.u.] Vs. Tiempo[s]).

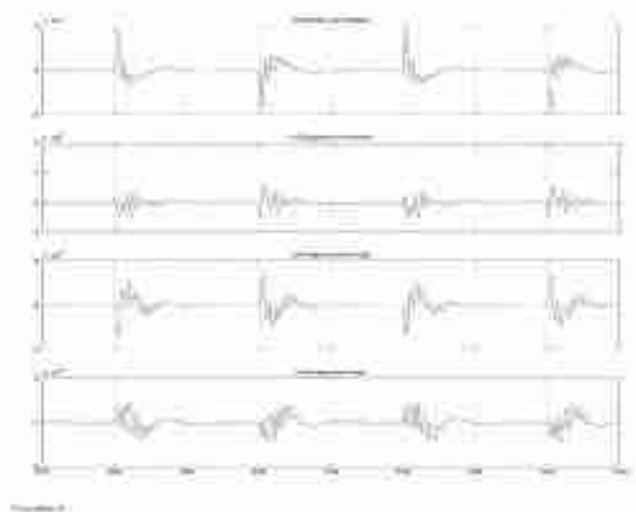


Figura 19

5.3 SIMULACIÓN CON FLPSS

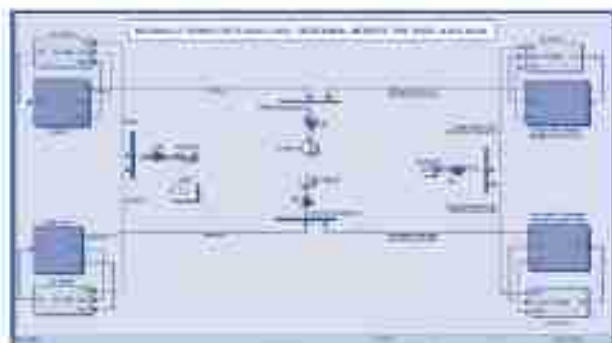


Figura 20

Los siguientes gráficos representan la simulación en red aislada del Sistema Norte con la aplicación respectiva de un FLPSS a cada una de las máquinas, fig. 20, (Variación de Frecuencia [p.u.] Vs. Tiempo [s]).

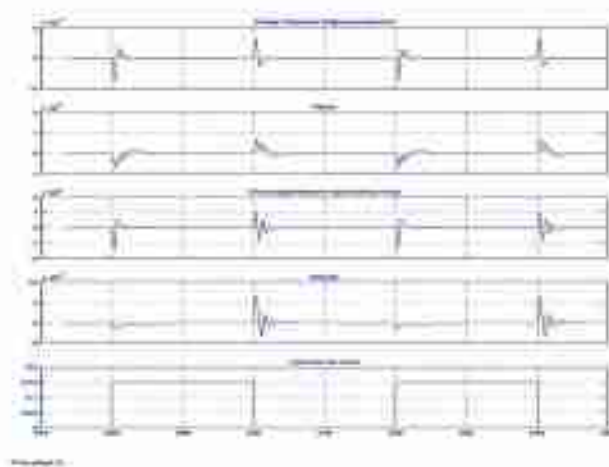


Figura 21

En los siguientes gráficos se puede observar las oscilaciones interárea que se presentan entre las unidades equivalentes, con FLPSS. (Variación de frecuencia [p.u.] Vs. Tiempo[s]).

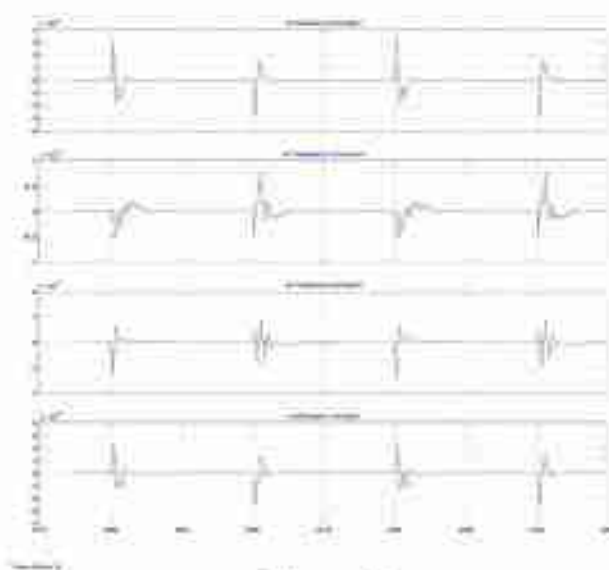


Figura 22

5.4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

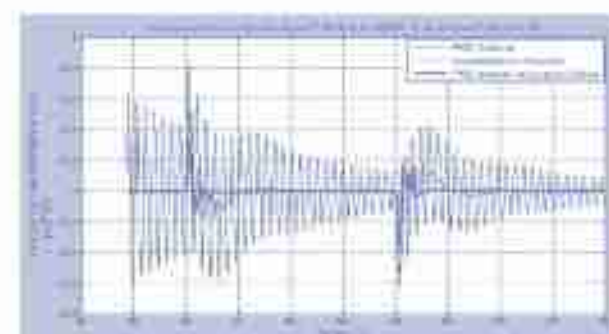


Figura 23



Figura 24

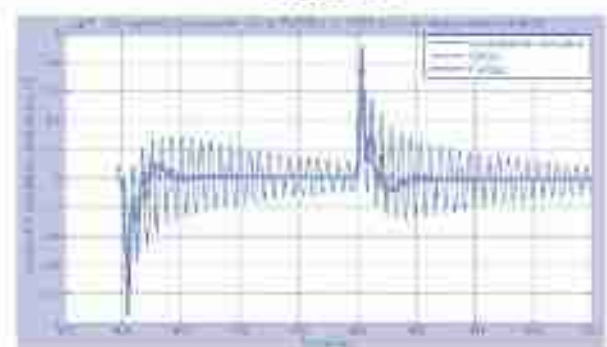


Figura 25



Figura 26

Nota: Las simulaciones han sido realizadas ante una perturbación, representada por la variación del set-point en la excitación de los generadores, representando de esta manera una variación en la carga del 15% de la potencia nominal de las unidades generadoras.

6. CONCLUSIONES

La problemática de las oscilaciones electromecánicas es parte componente de la estabilidad a pequeña señal, de los sistema eléctricos de potencia multimáquina, y es común en sistemas que operan bastante cargados.

Se ha desarrollado un procedimiento para la generación de controladores difusos, basado en el comportamiento previo del sistema.

A través del anterior procedimiento se ha desarrollado un Estabilizador de Potencia basado en Lógica Difusa, íntegramente en la plataforma MATLAB™.

Se ha podido verificar la prestancia y eficacia del FLPSS diseñado; además se ha verificado su robustez.

Los controladores con lógica difusa necesitan una extensa base de datos empíricos.

A Continuación se muestra una tabla comparativa entre la respuesta del sistema con un CPSS y un FLPSS:

Característica	CPSS	FLPSS
Sobrepaso	60% *	40% *
Tiempo de Establecimiento	50% *	25% *
Robustez	Baja	Alta

* Este valor es con respecto a la respuesta del sistema con controladores Actuales.

Nota.- Los anteriores valores son aproximados, variando en mayor o menor grado en cada caso.

Se ha demostrado que un FLPSS correctamente diseñado, supera el funcionamiento de un CPSS.

Se han reportado resultados de la aplicación del FLPSS diseñado en la simulación, basado en ideas planteadas, del Sistema Norte en Red aislada.

Los resultados obtenidos nos permite establecer que el método de análisis a través de la simulación es apropiado en estudios de simulación, de estabilidad a pequeña señal. (Small Signal Stability).

Se ha podido verificar la gran utilidad que presenta el SIMULINK de MATHWORKS™, en el análisis de sistemas de potencia.

Se ha creado un nuevo tipo de FAM, la cual muestra que a través del análisis del comportamiento previo del sistema a analizar, un antecedente puede tener uno, dos o más consecuentes, siendo esto completamente demostrado en la práctica.



Se ha verificado que no es necesario tener las 49 casillas de la FAM llenas para obtener un comportamiento óptimo del FLC.

Se ha verificado que las formas geométricas del tipo triangular, pertenecientes a las funciones de pertenencia, son las más versátiles y fáciles de entender, es por tal motivo que en el diseño del FLPSS, sólo se han considerado ese tipo de formas geométricas.

7. REFERENCIAS

- [1] Li-Xin Wang – A Course in Fuzzy Systems and Control, Prentice Hall PTR, 1997.
- [2] Mohamed E. El-Hawary – Electric Power Applications of Fuzzy Systems, IEEE PRESS, 1998.
- [3] P. Anderson – A. Fouad – Power System Control and Stability, IEEE PRESS, 1994.
- [4] P. Kundur – Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [5] A. Tollyat – J. Sadeh – R. Ghazi – Design of Augmented Fuzzy Logic Power System Stabilizers to Enhance Power Systems Stability, IEEE Transactions on Energy Conversion, March, 1996.
- [6] Leonid Reznik – Fuzzy Controllers – Newnes – 1997.
- [7] James Vernon – Fuzzy Logic Systems
- [8] P. Hoang – K. Tomsovic – Design and Analysis of an Adaptive Fuzzy Power System Stabilizer - IEEE Transactions on Energy Conversion, June, 1996.
- [9] Kuljaka O. – Tesnjak S. – Kuljaka Lj. – Fuzzy Load-Frequency Controller for an Interconnected Power System. – PSC 95 – 10th International Power System Conference, Teheran, 6-8 Nov. 1995.
- [10] Fundación Universidad Nacional de San Juan – Instituto de Ingeniería Eléctrica – Consultoría para la Compañía Boliviana de Electricidad S.A. (COBEE) - Validación de Modelos de reguladores de tensión y de velocidad: San Juan, Argentina, agosto de 2002.
- [11] User's Guide de Simulink de MATHWORKSTM.

ANEXO A

La figura 27 muestra la estructura del FLPSS propuesto, se puede observar un filtro pasa-altos (washout) y un filtro pasa-bajos, las señales

de retroalimentación del torque acelerante y el voltaje terminal, [5].

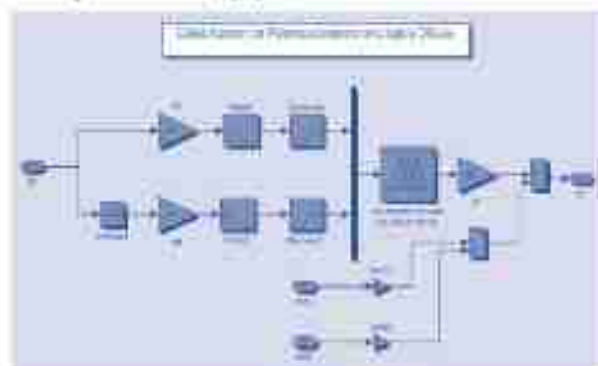
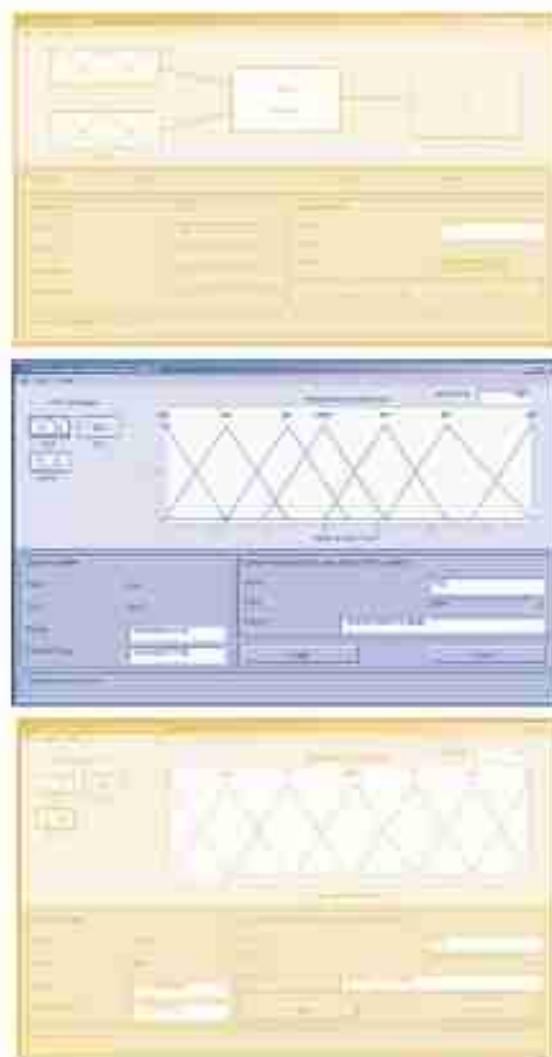
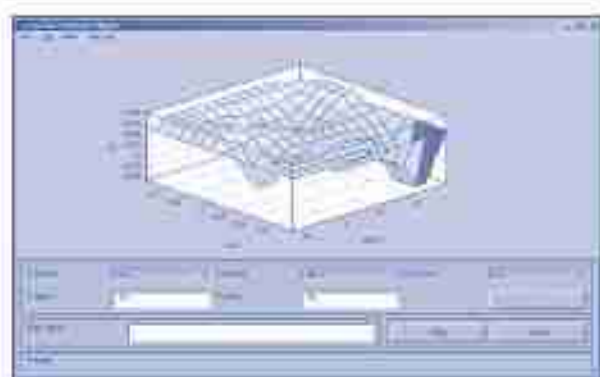


Figura 27

ANEXO B

En las figuras 28-a,b,c,d se puede observar las características generales del controlador basado en lógica difusa diseñado para la Unidad Cuticucho-05, en dichas figuras se puede observar claramente la disposición y formas de las funciones de pertenencia, así como las reglas utilizadas.





Figuras 28-a,b,c,d

ANEXO C

En la figura 29, se puede observar el flujograma del programa diseñado en la plataforma MATLABM, el programa diseñado permite al usuario la generación automática del controlador basado en lógica difusa, a través del comportamiento previo del sistema a ser controlado.

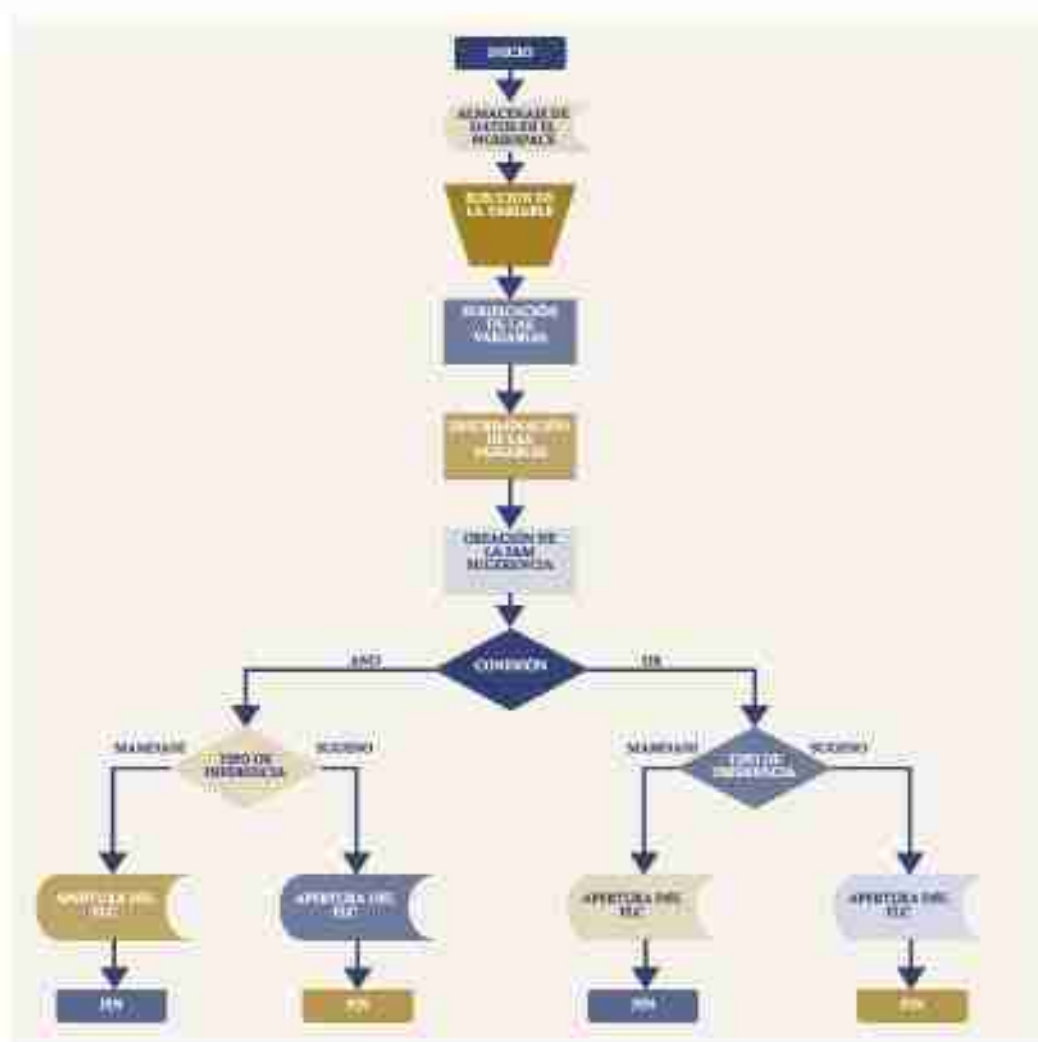


Figura 29



ANEXO D

En el siguiente cuadro se puede observar claramente las diferencias que existen entre los sistemas difusos, tanto del tipo Sugeno como del tipo Mamdani, [6].

Sistema Difuso	MAMDANI	SUGENO
Similitudes	Las partes antecedentes de las reglas son las mismas	
Diferencias	- Las partes consecuentes son conjuntos difusos	- Las partes consecuentes son singletons (simples disparos) ó funciones matemáticas de ellos
Ventajas	- Fácilmente entendible por expertos humanos. - Es simple formular las reglas. - Propuesto más tempranamente y más comúnmente usado.	- Más efectivo computacionalmente hablando. - Más conveniente en análisis matemático y en análisis de los sistemas. - Garantiza continuidad de la superficie de salida.

Nota: En el diseño de los FLPSS, pertenecientes al presente proyecto de grado, se ha utilizado íntegramente controladores del tipo TSK, debido a la mayor efectividad y prestancia computacional que presenta.

ANEXO E

En el siguiente cuadro podemos observar la forma de las reglas propuesta en el presente proyecto, podemos observar claramente las reglas multiconsecuentes presentadas en el presente proyecto como una innovación en el diseño de los sistemas difusos.

Área de Zongo-Tiquimani-Botijlaca-Cuticucho

	NH	NM	NS	Z	PS	PM	PB
NH							
NM		CERO/PT	CERO/PT	CERO/PT	NP		
NS		CERO/PT	CERO/PT	CERO/PT/NP	CERO/NP/PT		
Z		CERO/PT	CERO/NP	CERO	CERO/PT/NP	NP/CERO	
PS		CERO/PT	CERO/NP	CERO/NP	CERO/NP/PT	NP/CERO	
PM			CERO/PT/NG	CERO/PT	CERO/PT/NP	NM	
PB							

En el siguiente cuadro podemos observar los valores pertenecientes al FLPSS del área arriba mencionada.

Los valores horizontales de la FAM representan a A_f y los verticales a dA_f .

K ₁	K ₂	K ₃	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	KAT ₁	KAT ₂	T _{po}
1000	1000	69	10	10	0.5	0.5	0.3	5	Sugeno



José Antonio Salazar Trigo

Formación Académica

Ingeniero Electricista, título otorgado por la Universidad Mayor de San Andrés (UMSA).
Postgrado en Sistemas de Control, estudios realizados en la Universidad Católica de Chile.

Experiencia Laboral

Cargo actual: Director del Mercado Eléctrico Mayorista de la Superintendencia de Electricidad desde 1998.

- 1997 - 1998 Presidente del Comité Nacional de Despacho de Carga.
- 1996 - 1997 Ingeniero I Superintendencia de Electricidad.
- 1995 - 1996 Superintendente de Producción COBEE.
- 1993 - 1995 Superintendente Adjunto COBEE Jefe de Plantas Abajo.
- 1991 - 1992 Supervisor COBEE Jefe de Plantas Arriba.
- 1990 - 1991 Supervisor Adjunto COBEE.
- 1989 Asesor Técnico DINE.
- 1987 Ingeniero Asistente, Empresa Nacional de Electricidad ENDE S.A.
- 1985 - a la fecha. Docente de la Universidad Mayor de San Andrés - Facultad de Ingeniería.

Asesor de Tesis y Trabajos de Investigación, Presidente del Comité Nacional de Despacho de Carga en dos ocasiones, Miembro de la Sociedad de Ingenieros Electricistas y Electrónicos de Bolivia, Senior Member of Institute of Electrical and Electronics (IEEE), IEEE Power Engineering Society (PES), IEEE Control System Society (CSS), IEEE Engineering in Medicine and Biology Society, New York Academy of Science desde 1998.

INVESTIGACIONES

Desarrollo de Investigaciones tales como: Modelación, estimación de parámetros y simulación de reguladores de voltaje de la Central Hidroeléctrica Colbún Chile; Cálculo de flujo de cargas en redes de distribución desbalanceadas y Sistemas de Control Modernos (Universidad Técnica de Oruro Julio de 1991); Aspectos Técnico-Económicos en la generación de energía Eléctrica mediante Grupos Electrogrénos (La Paz 1989); Control de Calidad de Transmisión (Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos, Sucre 1998); Calidad de Distribución (Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos, Sucre 1998); Parámetros de Desempeño Mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (IEEE, La Paz, agosto 2003); Control y Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia (IEEE, La Paz, agosto 2004); Despacho Económico de Carga (Superintendencia de Electricidad, 2004); Análisis de la Reserva en el SIN 2003; Metodología de Remuneración de la Transmisión Mediante Contribución de Generadores en el Sistema Troncal de Interconexión 2001; Simulación Dinámica de Fenómenos Transitorios en Turbinas Hidráulicas de Zongo 2002; Medición del Poder de Mercado en el Mercado Eléctrico Mayorista 2002; Estimación de Parámetros de Gobernadores y Reguladores de Voltaje en el SIN (En ejecución) 2003; Control de Glucosa en la Sangre para un Sistema Implantable de Suministro de Insulina; Despacho económico en el SIN utilizando Lógica Difusa (En ejecución)

TRABAJOS IMPORTANTES REALIZADOS

Diseño, instalación y puesta en marcha de control Supervisorio en la Central Hidroeléctrica de Harca (COBEE). Proyecto para la modernización y automatización de las Centrales Hidroeléctricas del Valle de Zongo (COBEE). Especificación de Reguladores de Voltaje y Gobernadores para las Centrales Hidroeléctricas del Valle de Zongo (COBEE).

Rebobinado de los Generadores de Cuticucho, Botijlaca, Santa Rosa y Chururaqui. Desarrollo e implementación del Programa de Manejo Óptimo de Aguas para el Valle de Zongo. Responsable directo en la elaboración de los estudios para la Modificación de los Reglamentos de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) y Precios y Tarifas (RTP) desde 1999 a 2001. Participación y aprobación de las Normas Operativas del Comité Nacional Despacho de Carga. Estudio de Estabilidad, Confiabilidad y Costos Asociados del Sistema Interconectado Nacional. Determinación de la Reserva para Regulación Primaria, Secundaria y Estática del Sistema Interconectado Nacional.



Aldo Ramirez Perez

Nació en la ciudad de La Paz, Bolivia en 1978. Recibió el grado de Bachiller en Humanidades por la Universidad Mayor de San Andrés en 1997. Es egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Mayor de San Andrés, actualmente está preparando su proyecto de grado basado en el presente trabajo, para optar al título de Licenciado en Ingeniería Eléctrica. Sus áreas de interés son el control, estabilidad y la aplicación de sistemas expertos en sistemas eléctricos de potencia.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

Cobertura de Servicios Públicos y Pobreza

María del Carmen Choque

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es proporcionar una perspectiva global de la cobertura de los servicios básicos de electricidad, agua, desagüe y teléfono, tanto a nivel nacional como urbano y rural, y su comportamiento entre 1997 y 2002, con información de encuestas a hogares del Instituto Nacional de Estadística. Durante el periodo analizado, el área urbana fue la más afectada por la recesión económica en términos de cobertura de los servicios, especialmente en los servicios de agua y electricidad.

Los avances en cuanto a la cobertura de servicios en el área rural resultan insuficientes, esto debido a factores relacionados tanto con la oferta como con la demanda.

INDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN
2. COBERTURA DE LOS SERVICIOS
3. SERVICIOS PÚBLICOS COMO DETERMINANTES DE LA POBREZA
4. CONCLUSIONES
5. BIBLIOGRAFÍA
6. APÉNDICE





1. Introducción

En la Cumbre de Johannesburgo de 2002¹ se trató en forma conjunta temas relacionados con pobreza y servicios como agua, energía, comercios y otros. En dicha oportunidad se puso énfasis en aspectos relacionados a la carencia que existe en nuestro mundo en cuestiones de agua, energía, alimentación y biodiversidad.

En la actualidad, los servicios públicos son considerados como "...un insumo o un bien público que cumplen la función de permitir y facilitar el crecimiento económico y social de un país; es decir, que los mismos son indicadores que se utilizan para medir el nivel de desarrollo de la sociedad pero, a la vez, se han constituido en importantes igualadores sociales..." (Grupo Sophia, pág. 81, 2003)

El objetivo del presente documento es proporcionar una perspectiva global de la cobertura de los servicios básicos de electricidad, agua, desagüe y teléfono, tanto a nivel nacional como urbano y rural, y su comportamiento entre 1997 y 2002. Para lo cual se recurre a información proporcionada por la Encuesta Nacional de Empleo (ENE-III'97) y de Mejoramiento de Condiciones de Vida (MECOVI'02), de noviembre de 1997 y diciembre de 2002, respectivamente, ambas realizadas por el Instituto Nacional de Estadística.

Durante los últimos años, la sociedad boliviana se ha visto afectada por bajas tasas de crecimiento registradas en el Producto Interno Bruto (de 0.4% en 1999 y 2.6% en promedio en 2002 y 2003). Por otra parte, entre 1999 y 2002, la tasa de desempleo abierto a nivel global, creció en promedio en un 10%, pasando de 4.33% en 1999 a 5.54% en 2002, existiendo una alta concentración de los desocupados en las áreas urbanas, con una tasa del 8.7%. Adicionalmente, la pérdida de ingresos laborales en términos reales, explican un aumento de las desigualdades económicas y un aumento de los índices de pobreza (UDAPE, 2004).

2. Cobertura de los Servicios

La cobertura de los servicios analizados fue construida de acuerdo a los siguientes criterios: el hogar tiene electricidad si es que usa electricidad para alumbrar su vivienda; el hogar tiene agua si es que obtiene la misma a través

de cañería de red o pileta pública; el hogar tiene servicio de desagüe, si es que la vivienda esta conectada al alcantarillado, o tiene cámara séptica o pozo ciego, y; el hogar tiene servicio telefónico, si es que la vivienda tiene teléfono fijo o algún miembro del hogar tiene teléfono móvil.

El año 1997, la cobertura global de los servicios registró niveles muy disímiles, 71% en el caso de agua, 59% de servicio de desagüe y 67% de electricidad, existiendo grandes diferencias en la cobertura urbano - rural. El 73% de los hogares urbanos contaban con los tres servicios simultáneamente, porcentaje que baja al 9% en el área rural y a nivel nacional el 48% de los hogares cuentan con servicios de agua, desagüe y electricidad.



A diferencia del año 1997, en 2002, la cobertura de los servicios de agua, desagüe y electricidad a nivel nacional

fue bastante similar, de 65%, 66% y 64%, respectivamente, sin embargo, se registró una baja en las coberturas de los servicios de agua y electricidad.

Un aspecto a resaltar en el año 2002, es que la brecha urbano-rural fue más marcada que el año 1997, especialmente en el caso de agua y desagüe, mientras que levemente atenuada en electricidad. De esta manera, las diferencias en cuanto a cobertura se presentan fundamentalmente cuando discriminamos el indicador por lugar de residencia, donde las ventajas del área urbana son evidentes, pues sólo el 2% de los hogares rurales cuentan con teléfono en sus hogares, el 27% con agua, 35% con servicio de desagüe y 23% con electricidad, frente a 38%, 87%, 84% y 89% respectivamente, observadas en el área urbana.

1. La Cumbre de Johannesburgo (Sudáfrica) se celebró del 26 de agosto al 4 de septiembre de 2002.



En cuanto a la cobertura del servicio telefónico, para el año 2002, sólo el 25% de los hogares contaban con dicho servicio en sus hogares sin embargo esto no implica que no tengan el servicio cerca de la vivienda o casa².

Otro aspecto a destacar es que a nivel nacional, la cobertura simultánea de los tres servicios, agua, electricidad y desagüe, se mantuvo muy similar a la registrada en el año 1997, registrándose una pequeña reducción en el área urbana.



Diferencias por deciles de ingresos

El análisis de la cobertura de los servicios por deciles de ingresos del hogar proporciona información importante sobre la brecha de cobertura entre el 10% más pobre y el 10% más rico. A nivel nacional, la cobertura de todos los servicios en el primer decil no sobrepasa el 28%, mientras que en los que se encuentran en el décimo decil (con ingresos más altos) logran coberturas por encima del 90%, exceptuando al servicio telefónico.

La forma de la curva de cobertura del servicio telefónico refleja la inelasticidad de la demanda ante aumentos en el ingreso especialmente en los dos primeros deciles, esto debido no sólo al alto costo que representa para estos hogares el acceso al servicio, específicamente cuando corresponde a teléfonos fijos, sino también al costo de mantener el servicio.



2. La INE-III de 1997 no contiene información referente a la cobertura del servicio telefónico.

Los gráficos 4 y 5 presentan las coberturas por deciles de ingresos discriminadas por área urbana y rural, para el año 2002, donde nuevamente se constata las ventajas de la primera sobre la segunda. Es evidente que, en promedio, los hogares ubicados en los deciles más altos disfrutaban de mayores coberturas de los servicios que aquellos que se encuentran en los deciles más bajos, sin embargo, las diferencias entre áreas urbanas y rurales son mucho más marcadas. Una de las ventajas de las áreas urbanas es la existencia de significantes economías de escala, alcance y la proximidad entre usuarios que –al menos en principio– reduce los costos por usuario de este servicio en el área urbana.



3. Servicios Públicos como determinantes de la Pobreza

El método utilizado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) para medir la incidencia de la pobreza corresponde al Método de Ingresos, mediante el cual se calcula el porcentaje de personas que residen en hogares cuyos



Ingresos se encuentran por debajo de una canasta básica normativa, denominada también como línea de pobreza, establecida como estándar para el país.

De acuerdo a información proporcionada por el INE, en 1997 el 58.01% de los hogares se encontraban debajo de la línea de pobreza, cifra que bajó levemente a 56.92% en 2002.

Un aspecto que se debe resaltar es que, pese a que el área rural presenta mayores niveles de pobreza (73.51%) que en la urbana (46.99%), ésta última es la que presenta mayores tasas de crecimiento de los niveles de incidencia (Landa, 2003), esto debido fundamentalmente al efecto de la migración rural-urbana.

A nivel nacional, el año 1997, el servicio eléctrico presentó la mayor brecha en cuanto a cobertura de los hogares no pobres y pobres, mientras el 88% de los hogares no pobres estaban cubiertos, sólo el 53% de los hogares pobres contaban con dicho servicio, brecha que se encuentra ampliamente concentrada en el área rural. Las diferencias en cuanto a cobertura de hogares pobres y no pobres en el área urbana, son bastante reducidas (5 puntos porcentuales), exceptuando en el servicio de desagüe donde la brecha es de 14 puntos porcentuales.

En el año 2002, además de haberse evidenciado una baja en la cobertura en los servicios de agua y electricidad en el área urbana, se observa una mayor brecha entre hogares no pobres y pobres, pues la diferencia en cuanto a coberturas subió de 5 puntos porcentuales a 10 puntos porcentuales en el caso de agua y de 5 puntos porcentuales a 7 puntos porcentuales en el caso de electricidad.

Las caídas en las tasas de cobertura en el área rural no son menos despreciables, en todos los servicios analizados, sin embargo, se observa una notable reducción en la brecha no pobre-pobre, específicamente, en los servicios de desagüe y electricidad, y de manera más atenuada en el servicio de agua.

A nivel urbano, la brecha en la cobertura de los servicios analizados es notablemente inferior que la registrada a nivel global, exceptuando el servicio telefónico, de esta manera, el 92% de los hogares no pobres tienen agua por cañería, el 82% de los hogares pobres tienen acceso a dicho servicio, la brecha se abre en el caso de servicio de desagüe y se cierra cuando nos referimos al servicio eléctrico. Con lo que se puede concluir que la condición de pobreza no es un determinante para el acceso al servicio pues tanto pobres como no pobres tienen coberturas elevadas, exceptuando el servicio telefónico.

Cuadro No. 1
Bolivia: Cobertura de Servicios por Condición de Pobreza - 1997

		Agua	Desagüe	Electricidad
Urbana	No Pobre	96%	88%	98%
	Pobre	91%	70%	93%
	Total	94%	78%	96%
	Brecha No Pobre-Pobre	5%	18%	5%
Rural	No Pobre	53%	59%	49%
	Pobre	33%	23%	18%
	Total	37%	31%	25%
	Brecha No Pobre-Pobre	20%	36%	31%
Total	No Pobre	87%	79%	88%
	Pobre	60%	55%	53%
	Total	71%	59%	67%
	Brecha No Pobre-Pobre	27%	24%	35%

Fuente: INE-ENE 1997

Cuadro No. 2
Bolivia: Cobertura de Servicios por Condición de Pobreza - 2002

Área	Condición de Pobreza	Agua	Desagüe	Electricidad	Teléfono
Urbana	No pobre	92%	90%	92%	50%
	Pobre	82%	76%	85%	20%
	Total	87%	84%	89%	38%
	Brecha No Pobre-Pobre	10%	14%	7%	36%
Rural	No pobre	40%	50%	39%	5%
	Pobre	26%	31%	19%	1%
	Total	27%	35%	23%	2%
	Brecha No Pobre-Pobre	14%	20%	15%	4%
Total	No pobre	81%	82%	80%	45%
	Pobre	53%	54%	52%	10%
	Total	65%	66%	64%	25%
	Brecha No Pobre-Pobre	28%	29%	28%	35%

Fuente: Elaborado en base a la Encuesta MECOVI-2002/INE



Extensión de los Determinantes de la Pobreza a la Cobertura de Servicios Públicos

Los determinantes de la pobreza pueden ser clasificados en grupos, en aquellos relacionados al capital humano, entre ellos tenemos, el sexo, edad, idioma, lengua materna del jefe del hogar, y tamaño y edad de los miembros del hogar, un segundo grupo se refiere al tipo de empleo del jefe de hogar, y el tercer, grupo a la tenencia de activos y pasivos en el hogar (The International Food Policy Research Institute, 2001)

Una aplicación práctica para el caso boliviano fue realizada con la encuesta MECOVI2001, cuyos resultados muestran que las variables relacionadas con el capital humano tiene una importancia significativa en la probabilidad de ser pobre, especialmente el idioma materno y el nivel educativo del jefe del hogar, no menos significativas son las variables relacionadas con el tipo de empleo, por ejemplo, si el jefe de hogar trabaja en el sector terciario la probabilidad de que el hogar sea pobre se reduce significativamente, al igual que cuando el hogar es poseedor de activos físicos, como vivienda, tierras, automóvil y equipamiento agrícola, o si posee activos financieros, tales como una cuenta de ahorros, o depósitos a plazo fijo (Jemio y Choque, 2003).

De manera similar al modelo empleado por Jemio, conceptualmente es posible examinar el impacto de la cobertura de los servicios públicos en la probabilidad de que un hogar sea pobre, cuyos resultados se describen a continuación.

La variable dependiente es P0_1, una variable discreta que toma el valor 1 cuando el hogar es pobre y cero en el caso de que el hogar sea no pobre. Las variables utilizadas representan la cobertura de los servicios de agua, electricidad, teléfono y desagüe, descritas en puntos anteriores.

Cuadro No. 3
Resultados de los Modelos Pmbit
Encuesta MECOVI 2002

Variable	Total	Urbano	Rural
P0_1			
Agua	-0.1714	-0.1157	-0.2048
Electricidad	-0.2357	-0.1315	-0.2997
Teléfono	-0.7903	-0.8120	-0.7854
Desagüe	-0.3830	-0.3504	-0.4120
Constante	0.9067	0.7495	0.9565
Pseudo R2	0.1140	0.0918	0.0622
Prob > chi2	0.0000	0.0000	0.0000
Número de hogares	5746	3331	2415

El hecho de contar con los servicios públicos de agua, electricidad, teléfono y desagüe, reduce en forma significativa la probabilidad de que un hogar sea pobre, tanto a nivel nacional como por área urbana y rural. Sin embargo, el impacto de la cobertura de dichos servicios es significativamente mayor en el caso de los servicios de electricidad y desagüe.

4. Conclusiones

El área urbana fue la más afectada por la recesión económica en términos de cobertura de los servicios, especialmente en los servicios de agua y electricidad.

El acceso de los servicios públicos es muy poco equitativo. A pesar de que los servicios de agua, electricidad y desagüe, es casi universal en el área urbana, la carencia de servicios en el área rural es casi generalizada.

Los factores económicos son importantes limitantes de demanda para los hogares de más bajos ingresos, especialmente en el área rural, donde se registra una elasticidad precio de la demanda elevada, por lo que ante cambios en el ingreso del hogar, se dan grandes variaciones en el consumo del producto.

Además de factores relacionados con la demanda, en el área rural los hogares enfrentan con obstáculos referidos a la falta de infraestructura básica. Este es, en esencia, un problema de oferta que requiere un aumento de la inversión para la expansión de la infraestructura.

Bajo este contexto, existen dos ámbitos que deben ser considerados al momento de diseñar políticas referidas a la cobertura de los servicios públicos básicos, relacionados con la oferta y demanda.

En este sentido se deberían focalizar los esfuerzos de expansión hacia los grupos tradicionalmente desfavorecidos, en especial, los hogares pobres y rurales (por ejemplo utilizando el mapa de pobreza del año 2001).

Desarrollar una estrategia para eliminar las limitaciones que impiden a una gran parte de los hogares excluidos conectarse a los servicios aún cuando éstos estén disponibles para sus hogares.



BIBLIOGRAFIA

Grupo Sophia, 2003: "Pobreza y Servicios Públicos: Análisis y Propuesta de Tarifa Social", Documento de Trabajo, Noviembre 2003.

Landa F., 2003: "Pobreza y Distribución del Ingreso en Bolivia: Entre 1999 y 2002", Documento de trabajo, UDAPE.

Jemio L. y Choque M., 2003: "Employment-Poverty Linkages and Policies-The Case of Bolivia", Discussion Paper series on issues in Employment and Poverty, International Labour Organization, November 2003.

The International Food Policy Research Institute, Washington DC, 2001 "The Determinants of Poverty in Malawi, 1998", June 2001.

World Bank Group, 2000: "Utility Reform" Regulating Quality Standards to Improve Access for the Poor, Note Number 219, October 2000.

UDAPE, 2004: Bolivia: Evaluación Económica 2003, Julio 2004-10-28

APENDICE No. 1 MECOVI 2002

Descripción de Variables:

p0_1:	probabilidad de ser pobre: 1= pobre 0=no pobre
Agua:	1= el hogar tiene agua por cañería dentro o fuera de la vivienda 0= no tiene
Electricidad:	1= el hogar tiene electricidad para iluminar la vivienda 0= 1 No tiene
Desagüe: ciego	1= el hogar tiene servicio de desagüe en alcantarillado, cámara séptica o pozo 0= No tiene
Fono:	1= El hogar tiene servicio telefónico fijo o móvil 0= No tiene
urbur:	1= Area Urbana 0= Area Rural

MODELO PROBIT TOTAL PAIS

probit p0_1 agua desagüe electricidad fono

Iteration 0: log likelihood = -3878.8096

Iteration 1: log likelihood = -3439.5515

Iteration 2: log likelihood = -3436.8091

Iteration 3: log likelihood = -3436.8088

Probit estimates

Number of obs	=	5746
LR chi2(4)	=	884.00
Prob > chi2	=	0.0000
Pseudo R2	=	0.1140

Log likelihood = -3436.8088

p0_1	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
agua	-.1713682	.0457738	-3.744	0.000	-.2610831	-.0816533
desagüe	-.3829876	.0420444	-9.109	0.000	-.465393	-.3005822
electricidad	-.2356882	.0439832	-5.359	0.000	-.3218937	-.1494827
fono	-.7903063	.0483998	-16.329	0.000	-.8851682	-.6954444
cons	.9087077	.035985	25.252	0.000	.8381785	.979237

AREA URBANA

probit p0_1 agua desagüe electricidad fono

Iteration 0: log likelihood = -2308.8479

Iteration 1: log likelihood = -2097.6021

Iteration 2: log likelihood = -2096.8467

Iteration 3: log likelihood = -2096.8467

Probit estimates

Number of obs	=	3331
LR chi2(4)	=	424.00
Prob > chi2	=	0.0000
Pseudo R2	=	0.0918

Log likelihood = -2096.8467



p0_1	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
agua	-.1156898	.0681639	-1.697	0.090	-.2492885	.0179089
desagüe	-.3504061	.061023	-5.742	0.000	-.470009	-.2308032
electricidad	-.1315216	.0698635	-1.883	0.060	-.2684516	.0054084
fono	-.811994	.0515657	-15.747	0.000	-.9130609	-.710927
cons	.7494727	.0803994	9.322	0.000	.5918928	.9070527

AREA RURAL

probit p0_1 agua desagüe electricidad fono

Iteration 0: log likelihood = -1425.1288

Iteration 1: log likelihood = -1336.826

Iteration 2: log likelihood = -1336.5429

Iteration 3: log likelihood = -1336.5429

Probit estimates

Number of obs = 2415

LR chi2(4) = 177.17

Prob > chi2 = 0.0000

Pseudo R2 = 0.0622

Log likelihood = -1336.5429

p0_1	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
agua	-.2011478	.0643314	-3.127	0.002	-.3272351	-.0750605
desagüe	-.4120881	.0594354	-6.933	0.000	-.5285793	-.2955969
electricidad	-.2997481	.0663782	-4.516	0.000	-.4298471	-.1696492
fono	-.7854387	.2002222	-3.923	0.000	-1.177867	-.3930103
cons	.9565424	.0418632	22.849	0.000	.874492	1.038593

Maria del Carmen Choque Moscoso**Formación Académica**

Licenciada en Economía, título otorgado por la Universidad Católica Boliviana.
Master of Arts en "Economics of Development" del Instituto de Estudios Sociales de La Haya, Holanda.

Ejercicio Profesional Actual

- Cargo Actual: Economista I de la Dirección del Mercado Eléctrico Minorista de la Superintendencia de Electricidad

Experiencia Laboral

- Julio 1999- Abril 2003: Economista II de la Dirección Mercado Eléctrico Minorista
- Abril 1998-Junio 1999: Consultora para la Elaboración de la Matriz de Contabilidad Social de Bolivia - Programa "Sistema de Indicadores Sociales y Análisis de Política Sociales" ejecutado por el Instituto Nacional de Estadística y financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo
- Febrero 1995 - Agosto 1996: Consultora Nacional para el Área de Beneficios Ministerio de Capitalización - Secretaría de Pensiones
- Abril 1994 - Agosto 1994: Consultora del Sistema de Información de Género Ministerio de Desarrollo Humano - SubSecretaría de Género
- Agosto 1993 - Abril 1994: Encargada del Proyecto Evolución Impacto de los Programas del Fondo de Inversión Social (FIS) ejecutado por el Instituto Nacional de Estadística y financiado por el Banco Mundial
- Agosto 1992 - Agosto 1993: Consultora en el Proyecto Asistencia Técnica al Servicio Civil ejecutado por el Centro Latinoamericano de Administración para el Desarrollo (CLAD) para el Ministerio de Finanzas
- Octubre 1991 - Agosto 1992: Consultora en el Área Social del Proyecto Unidad de Análisis de Instituto Nacional de Estadística
- Marzo 1990 - Julio 1991: Analista de empleo e ingresos del Proyecto Encuesta Integrada de Hogares ejecutado por el Instituto Nacional de Estadística y financiado por el Banco Mundial.
- Marzo 1989 - Febrero 1990: Jefe de División de Educación Instituto Nacional de Estadística

Experiencia Docente

- Agosto 1998 al presente: Trabajo de asesoramiento en la elaboración de tesis de grado y de Trabajos dirigidos en el Programa Especial de Titulación de la Carrera de Economía Universidad Católica Boliviana.
- Agosto 1998 - Diciembre 1999: Profesora de Introducción a la Economía y Contabilidad Nacional de la Carrera de Economía Universidad Católica Boliviana.
- Abril - Agosto 1999: Profesora Módulo XII Estadísticas e Indicadores de Desarrollo - UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS, CIDES-MAESTRIA EN DESARROLLO HUMANO



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

Avances y Desafíos del Sistema Oficina del Consumidor (ODECO) Sector de Electricidad

Alfredo Deheza Gutiérrez

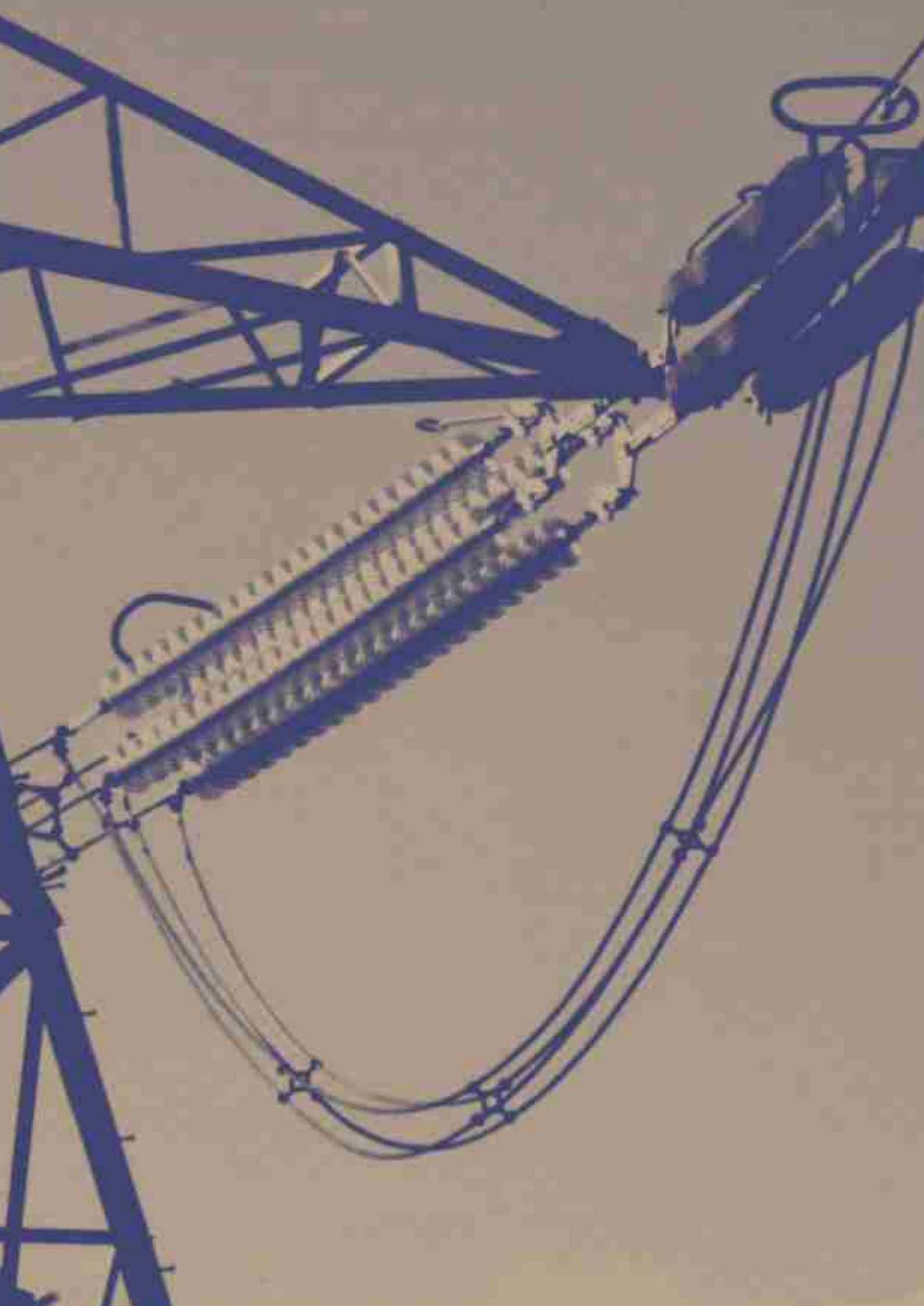
RESUMEN

Los principios de eficacia, economía, simplicidad, celeridad, informalidad e impulso de oficio están consagrados en la Ley de Procedimientos Administrativos N° 2341 de 23 de abril de 2002. Parte de los desafíos de la Superintendencia de Electricidad son promover procesos de reclamación en plazos más cortos de los que están legalmente establecidos, pues aunque la norma estipule plazos relativamente cortos, uno de los objetivos fundamentales de la protección de los derechos de los consumidores y usuarios es solucionar los problemas entre usuarios y proveedores de servicios en menor tiempo.

Con este propósito, la Dirección de Atención al Consumidor de la Superintendencia de Electricidad ha consolidado el trabajo del Sistema Oficina del Consumidor (ODECO) en este año. Las actividades cumplidas se detallan a lo largo del presente artículo.

INDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN
2. EVOLUCIÓN DE LA NORMATIVA LEGAL
3. AVANCES
 - 3.1 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ODECO EN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
 - 3.2 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ODECO EN LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
 - 3.3 ELABORACIÓN DE REGLAMENTOS Y NORMAS
 - 3.4 MECANISMOS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN CON LOS CONSUMIDORES
4. DESAFÍOS
 - 4.1 ACCESO A LA INFORMACIÓN
 - 4.2 PARTICIPACIÓN
 - 4.3 RENDICIÓN DE CUENTAS
 - 4.4 PRINCIPIO DE CELERIDAD EN PROCESOS DE ATENCIÓN AL CONSUMIDOR
 - 4.5 APLICACIÓN DE MÉTODOS ALTERNATIVOS DE SOLUCIÓN DE CONFLICTOS





1. Introducción

La Ley de Electricidad establece que la Distribución es la actividad de suministro de electricidad a consumidores regulados y no regulados, mediante instalaciones de distribución primarias y secundarias. Para efectos de la Ley, la distribución es un servicio público que opera en una zona de concesión, por lo tanto está sujeta a regulación.

Una de las funciones más importantes de la regulación es la de proteger los derechos de los consumidores y promover el bienestar de los usuarios en la provisión de los servicios en cantidad suficiente, calidad apropiada y a precios justos.

La Superintendencia de Electricidad cumple esta función a través de la promoción de la competencia y eficiencia en las actividades de la industria eléctrica, por medio de la aprobación de tarifas, otorgamiento de concesiones, control del cumplimiento de inversiones y de la calidad del servicio; y mediante la atención de las reclamaciones.

Como el consumidor final de electricidad no tiene la posibilidad de elegir a quién comprar y no tiene información completa sobre el servicio, es deber del Estado brindarle protección contra la inadecuada calidad y asegurarle la debida atención a sus reclamaciones.

En esa dinámica y con el propósito de velar por los intereses de los consumidores, respecto a sus solicitudes, la calidad del servicio y la atención de sus reclamaciones; la reglamentación establece los mecanismos de control de calidad y de atención de las reclamaciones, otorgando a la empresa distribuidora la obligación del relevamiento de la información para la medición de la calidad del servicio y de la atención, en primera instancia, de las reclamaciones de sus clientes ante cualquier deficiencia del servicio; y a la Superintendencia de Electricidad la de fiscalizar el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos y resolver los conflictos no solucionados, como segunda instancia.

En ese contexto, en mayo de 1997, la Superintendencia de Electricidad creó el sistema de atención de reclamaciones de los consumidores denominado "Oficina del Consumidor" (ODECO), con los objetivos siguientes:

- a) Proveer a los consumidores un mecanismo que asegure la debida atención de sus

- reclamaciones en las empresas distribuidoras, mediante la recepción, registro y respuesta; y que garantice el debido proceso.
- b) Lograr que la Superintendencia de Electricidad se informe sobre el cumplimiento de las disposiciones legales por parte de las empresas distribuidoras mediante el procesamiento de las reclamaciones de los consumidores.

2. EVOLUCIÓN DE LA NORMATIVA LEGAL

El artículo 12 de la Ley de Electricidad determina como obligaciones de la Superintendencia de Electricidad, proteger los derechos de los consumidores y asegurar que las actividades de la industria eléctrica cumplan con las disposiciones antimonopólicas y de defensa del consumidor establecidas en la ley y faculta a ésta a tomar las acciones necesarias para corregir cualquier incumplimiento.

Específicamente, el inciso h) del artículo 10 de la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) determina como una de las atribuciones de los Superintendentes Sectoriales conocer y procesar las reclamaciones de los usuarios.

La norma citada está complementada con el Reglamento de Calidad de Distribución, que dispone que toda reclamación de los consumidores por cualquier deficiencia en la prestación del servicio, en cualquiera de sus aspectos, debe ser recibida, registrada y respondida por los distribuidores, en primera instancia; y por la Superintendencia de Electricidad, en segunda instancia.

Debido a que a la fecha de promulgación del citado reglamento, no existía un procedimiento para la atención de las reclamaciones en las dos instancias, la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución SSDE N° 040/97, creó el sistema "Oficina del Consumidor" (ODECO), aprobó los procedimientos de atención de las reclamaciones en las dos instancias, los formatos de formularios a ser utilizados, e instruyó a las empresas distribuidoras instalar letreros para la identificación de las oficinas con el nombre ODECO.

En fecha 1ro. de septiembre de 2001, mediante Decreto Supremo N° 26302, se aprobó el Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad (RSPSE), que en su Capítulo V establece los procedimientos para la atención de las reclamaciones en las dos instancias y estableció la instalación de las oficinas ODECO debidamente identificadas y de fácil acceso.



Posteriormente, el 15 de septiembre de 2003, mediante Decreto Supremo N° 27172, se aprobó el Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) que entre otros, establece los procedimientos de reclamación directa ante los operadores de los servicios y de reclamación administrativa en las entidades reguladoras, decreto que derogó los artículos del Capítulo V del RSPSE.

A partir del Decreto Supremo N° 27172, se establecen lo que vienen a ser para el Sistema de Regulación Sectorial, Métodos Alternativos de Solución de Conflictos (MASC) consagrados por el artículo 60 de la citada norma, que determinan que por medio de procesos informales, se puede adoptar todas las medidas necesarias para solucionar la reclamación, evitando así todo el trámite de la Reclamación Administrativa, siendo el mayor beneficiario el usuario del servicio eléctrico.

3. Avances

Antes de la vigencia de la Ley de Electricidad y sus reglamentos, la regulación de las empresas eléctricas cubría únicamente los aspectos relacionados con el otorgamiento de concesiones y la aprobación de tarifas eléctricas, no contemplaba el control de la calidad de los servicios y menos la atención de las reclamaciones de los usuarios de electricidad. Consecuentemente las empresas prestadoras de los servicios atendían las quejas de sus clientes discrecionalmente.

Desde del año 1997, se inicia la implantación del sistema ODECO y desde ese año, particularmente desde agosto de 1998, se realizaron importantes avances en la implementación física, en la normativa técnica y legal para del sistema ODECO, y se establecieron mecanismos de comunicación e información con los consumidores.

3.1. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ODECO EN LAS OFICINAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

A momento de realizar el plan de implementación del sistema se observó la incipiente "cultura del reclamo" por parte de los consumidores y la escasa cultura de "servicio al cliente" por parte del comercio en general -que se acentúa en mercados monopólicos de servicios-, constituían puntos débiles o

amenazas para la implementación del sistema ODECO por lo que fue necesario motivar a las empresas distribuidoras, para que sus políticas no estén orientadas solamente al producto y beneficios, si no también hacia el servicio al cliente.

Las empresas comprendiendo la magnitud del cambio ingresaron en un proceso de mejoramiento continuo en el servicio a sus clientes, hicieron esfuerzos para mejorar la infraestructura, dotando ambientes apropiados y sistemas informáticos necesarios para atender las reclamaciones y consultas de los consumidores. Entre los avances introducidos por las empresas se pueden citar los "call centers" (centros de llamadas para recibir reclamaciones y consultas por teléfono) y la obtención de certificados de Gestión de Calidad bajo la norma ISO 9000.

Como resultado de la implantación del sistema se puede citar que a diciembre de 2003 se encuentran operando 73 oficinas ODECO atendidas por 11 distribuidoras que cubre aproximadamente a 950.000 consumidores.

En el periodo 1997-2003 se presentaron a las empresas eléctricas 752.339 reclamaciones, en la gestión 1998 las reclamaciones se incrementaron en más de 200% respecto del año anterior y en el periodo 1998-2003 crecieron con una tasa anual de 15%. A continuación, se presenta la evolución del número de reclamaciones en primera instancia.



3.2 IMPLEMENTACIÓN SISTEMA ODECO EN LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

De igual forma, la Superintendencia de Electricidad contrató y capacitó al personal necesario e instaló las oficinas, equipos y sistemas computarizados para la atención de las consultas, denuncias y reclamaciones de los consumidores en segunda instancia, en el



periodo mayo de 1997 y diciembre de 2003, se atendieron 2.344 reclamaciones de las cuales representan 138 a las técnicas, 1558 a las comerciales, 643 a reposición de daños y 4 a servidumbres. En el gráfico siguiente se presenta la evolución de las reclamaciones por motivo.



Como se puede observar del gráfico anterior, las reclamaciones recibidas en la Superintendencia de Electricidad se incrementaron año a año, excepto el año 2000.

En el periodo 1997-2003, la Superintendencia de Electricidad resolvió a favor de los consumidores un 53% de las reclamaciones que ameritaron emitir un fallo.

Adicionalmente, se dispuso la devolución de alrededor de Bs. 4.170.180,00 por montos indebidamente cobrados a consumidores que presentaron sus reclamaciones a la Superintendencia como segunda instancia.

Asimismo, las reclamaciones presentadas a la Superintendencia permitieron realizar el control de la correcta aplicación de las disposiciones legales y como resultado se aplicaron sanciones pecuniarias a las empresas distribuidoras que alcanzaron a Bs. 1.614.901,00.

La Superintendencia de Electricidad además de atender las reclamaciones de los consumidores, atiende consultas sobre los aspectos relacionados con el servicio de suministro de electricidad y sobre los derechos y obligaciones de los usuarios.

Desde 1997 la Superintendencia atendió 8083 consultas, el medio más utilizado por los consumidores es la comunicación telefónica que representa el 39 % del total de consultas.

3.3 Elaboración de reglamentos y normas

Gracias a la diaria interacción de la Superintendencia de Electricidad con los consumidores y las empresas distribuidoras, se constató que el marco legal respecto a la regulación de la relación empresa-usuario se encontraba incompleto y que requería ser

complementado y mejorado, por lo que la Superintendencia elaboró el Proyecto de Reglamento de Servicio Público de Suministro, que fue consensuado con organizaciones de la sociedad civil y aprobado por el Poder Ejecutivo, mediante Decreto Supremo N° 26302 el 1ero. de septiembre de 2001.

El reglamento regula la relación consumidor-empresa, desde que se solicita el servicio hasta que éste concluye, establece los requisitos legales y técnicos para acceder al servicio, regula de la conexión del suministro eléctrico en zonas aún no urbanizadas, establece el ciclo de medición, contenido mínimo de las facturas, plazo para el pago de las facturas y corte del servicio por facturas en mora; regula la medición y facturación del consumo, calibración y verificación de los medidores patrón de los distribuidores y establece la responsabilidad ante daños a artefactos e instalaciones

Bajo el auspicio del Instituto Nacional de Normalización y Calidad (IBNORCA) personal técnico de la Superintendencia de Electricidad participó en el Comité Técnico que elaboró tres proyectos de normas relacionadas con el servicio. La aprobación de las normas mencionadas permite contar con instalaciones eléctricas de calidad, disminuir el riesgo y evitar la discrecionalidad de las empresas distribuidoras de electricidad en sus exigencias a los usuarios.

3.4 Mecanismos de comunicación e información con los consumidores

Los sistemas de acceso de los consumidores al sistema ODECO han sido ampliados y mejorados. En principio las consultas y reclamaciones solo podían realizarse en forma personal en las oficinas ODECO, posteriormente la Superintendencia puso a disposición de los consumidores líneas telefónicas gratuitas e implantó el sistema ODECO VIRTUAL en las oficinas centrales de las empresas distribuidoras de El Alto, Santa Cruz, Cochabamba y Oruro. Mediante este sistema los consumidores pueden sostener video conferencias con la oficina ODECO de la Superintendencia e informarse sobre sus derechos y obligaciones.

Finalmente, a través del Portal Institucional de la Superintendencia de Electricidad, en el mes de febrero de 2003, se puso a disposición de la ciudadanía el sistema ODECONET, accesible desde cualquier computadora conectada a la red Internet. El sistema ofrece información sobre el sector eléctrico, la regulación, las empresas, el marco legal, las resoluciones de la Superintendencia de Electricidad y otros; ayuda al consumidor instruyéndole sobre sus derechos y obligaciones.



la lectura de medidores, el ahorro de electricidad, la interpretación de las facturas; le permite plantear consultas, reclamaciones y denuncias mediante el uso del internet, además de poder verificar su factura.

Por otra parte, con la convicción de que los consumidores bien informados contribuyen al funcionamiento eficiente de las empresas y al mejor desempeño de la Superintendencia, se ha realizado una serie de seminarios y jornadas informativas, destinadas a los dirigentes y líderes de opinión de la sociedad civil, donde fueron informados sobre los aspectos relacionados con el servicio y sobre los derechos y obligaciones de los consumidores.

A partir de este año se ha iniciado una serie de encuentros con las federaciones de juntas vecinales departamentales, con el objeto de conocer las preocupaciones de sus dirigentes vecinales respecto a la prestación del servicio y de plantear las acciones necesarias para dar las soluciones respectivas en el marco de las disposiciones legales del sector. Estos encuentros se realizan bajo un acuerdo marco suscrito con la Confederación Nacional de Juntas Vecinales (CONALJUVE).

Mediante estos encuentros se pretende lograr espacios de participación de la ciudadanía, a través de sus dirigentes, en la tarea de proteger los intereses de los consumidores que realiza la entidad reguladora.

4. DESAFÍOS

El consumidor está pasando de ser un actor pasivo, a convertirse en un protagonista del sistema, con capacidad de hacer oír su voz. Este cambio se refleja en la cantidad de reclamaciones recibidas en las empresas eléctricas y en la Superintendencia de Electricidad, poniendo de manifiesto la expansión de la cultura del reclamo en la sociedad boliviana. Esta situación debe ser aprovechada por los actores del sistema. Se deben formular mecanismos de empoderamiento a los consumidores, tomando como línea de acción los tres elementos claves: acceso a la información, participación y rendición de cuentas.

4.1 ACCESO A LA INFORMACIÓN

Los usuarios de electricidad y las empresas de distribución manejan información diferente, lo que afecta a la relación entre partes y a la transacción en sí. Con el objeto de reducir esa

asimetría, la Superintendencia de Electricidad está jugando un rol importante en proveer información a la ciudadanía.

El rol de la Superintendencia se cumplirá adecuadamente cuando el consumidor, actor clave, cuente con la información necesaria sobre las características y riesgos asociados al servicio. Si bien, se han efectuado acciones para corregir este problema, se debe incrementar los mecanismos de difusión de los derechos y obligaciones del consumidor.

Ciudadanos informados están mejor preparados para aprovechar las oportunidades, obtener y mejorar los servicios, velar por sus derechos, negociar eficazmente y controlar las acciones del Estado y de los actores no estatales. Sin información que sea relevante, oportuna y presentada de manera a ser entendida, es imposible que los vecinos puedan actuar (<http://www.worldbank.org/poverty/spanish/empowerment/whatis/info.htm>).

4.2 PARTICIPACIÓN

La participación de los consumidores para la formulación de un proyecto de reglamento, los encuentros que se realizan bajo el acuerdo marco suscrito con CONALJUVE y la participación de dirigentes vecinales en las solicitudes de provisión de servicios y en los procesos de reclamación por el servicio otorgado, en algunas empresas, son ahora una realidad.

Este tipo de iniciativas deben ser alentadas e imitadas por otras empresas y ampliadas a otras actividades como en el control de la calidad del servicio y en las encuestas de percepción de los consumidores sobre la calidad. Además, en el ámbito de preparación de proyectos de reglamento, los representantes de la sociedad civil deben participar activamente cuando estos pueden afectarlos.

4.3 RENDICIÓN DE CUENTAS

La Superintendencia de Electricidad no solo debe cumplir con la rendición de cuentas a las entidades designadas por ley, como la Contraloría de la República, Superintendencia General del SIRESE y Delegada Presidencial de Lucha Contra la Corrupción; no solo debe responder a las peticiones de informes de la Cámara de Diputados y del Defensor del Pueblo, sino debe ampliar la rendición de cuentas a la sociedad sobre sus actuaciones y los resultados de su tarea regulatoria.



4.4 PRINCIPIO DE CELERIDAD EN PROCESOS DE ATENCIÓN DEL CONSUMIDOR.

Los principios de eficacia, economía, simplicidad, celeridad, informalidad e impulso de oficio, están consagrados en la Ley de Procedimientos Administrativos N° 2341 de 23 de abril de 2002. Parte de los desafíos de la Superintendencia de Electricidad son promover procesos de reclamación en plazos más cortos de los que están legalmente establecidos, pues aunque la norma estipule plazos relativamente cortos, uno de los objetivos fundamentales de la protección de los derechos de los consumidores y usuarios es solucionar los problemas entre usuarios y proveedores de servicios en menor tiempo.

Lograr procesos que no conlleven un gasto de tiempo y esfuerzo para los consumidores, generará un efecto de credibilidad en el sistema ODECO.

4.5 APLICACIÓN DE MÉTODOS ALTERNATIVOS DE SOLUCIÓN DE CONFLICTOS

Parte de solucionar las reclamaciones administrativas o de segunda instancia en plazos más cortos, es adoptar una cultura de solución

de conflictos que no pase necesariamente por la tramitación de todo el proceso administrativo.

La conciliación, mediación o transacción se convertirían en métodos para solucionar conflictos entre proveedores y usuarios. Siempre y cuando éstos sean voluntarios entre los afectados y no existan razones de interés público; el poder adoptar una política de solución de conflictos sin que tenga que mediar todo el trámite administrativo conllevará a que los principios de celeridad, economía y simplicidad puedan consagrarse generando siendo así el mayor beneficio al usuario; sin embargo, en caso de que entre las partes no se pueda llegar a un acuerdo, la vía administrativa siempre será una alternativa.

Como conclusión, han transcurrido más de 7 años desde la implantación del Sistema ODECO. Los logros alcanzados por este sistema en materia de atención de las reclamaciones como una herramienta adicional en la protección de los derechos de los consumidores, son importantes. Sin embargo falta aún un camino por recorrer en la tarea de empoderar a la ciudadanía y mejorar el sistema ODECO, estamos seguros que es el único medio para legitimizar el sistema, sistema que en la actualidad está cuestionado.



Alfredo Deheza Gutiérrez

Formación académica

Ingeniero Electricista, título otorgado por la Universidad Mayor de San Andrés. Magister en Gestión y Políticas Públicas, título conferido por la Universidad Católica Boliviana "San Pablo" y Harvard Institute of International Development. Auditor Interno Calidad de la NB-ISO 9001:2000.

Experiencia Laboral

Cargo actual: Director de Atención al Consumidor de la Superintendencia de Electricidad.

- 2004 Director de Atención al Consumidor de la Superintendencia de Electricidad.
- Abril 1991: Gerente de Repuestos de la empresa Maquinaria, Tractores y Equipos S.A.
- Octubre 1990 - Abril 1991: Consultor del Banco Mundial - Fortalecimiento Institucional RIC II. Ministerio de Energía e Hidrocarburos.
- Junio 1987 - Julio de 1987: Jefe de Mantenimiento Electromecánico de la Fábrica Nacional de Productos de Alambre.
- Febrero 1985 - Febrero 1987: Departamento de Ventas de la Fábrica Nacional de Conservas Dillman.
- Abril 1984 - Agosto 1985: Asistente de Supervisión en Obras Eléctricas de la empresa INGLOBOL.
- Marzo 1984 - Enero 1985: Asistente Técnico del Departamento de Ventas de la empresa ASOMA INSTRUMENTS.

Ponencias y Publicaciones

- Publicaciones y ponencias sobre los avances y desafíos del Sistema Oficina del Consumidor en Bolivia en revistas especializadas del país y seminarios y congresos internacionales.



**SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD**

• • • • •
Av. 16 de Julio N° 1571

Teléfono Piloto: 591-2-2312401

Fax: 591-2-2312393

Página Web: www.superele.gov

E-mail: superele@superele.gov.bo

La Paz - Bolivia

• • • • •

ODECO:

800-10-4001 Línea gratuita para voz

800-10-4002 Línea gratuita para fax



**REGULACIÓN, CONTROL Y SUPERVISIÓN
DEL SECTOR ELÉCTRICO EN BOLIVIA**

