



## UNA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL PARA ADMINISTRAR LOS SERVICIOS SECUNDARIOS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS EN UN AMBIENTE COMPETITIVO

Patricio Guerrero T., Celso A. González G., Hugh Rudnick V.D.W.

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile

Casilla 306, Correo 22, Santiago, CHILE

### RESUMEN

Una visión moderna de los sistemas eléctricos permite clasificar los servicios que éstos en primarios y secundarios. Bajo la nueva estructura organizacional, donde la desregulación y competencia son los pilares principales, el rol que los servicios primarios desempeñan son de claro consenso. Distinto es el caso de los secundarios, que si bien suelen concebirse como parte de los primarios, están siendo desacoplados de éstos, para lograr una mayor eficiencia económica a través de su oferta competitiva. Existe gran dificultad en adaptar la estructura organizacional a una provisión independiente de estos servicios, donde se han de conciliar competencia y coordinación. Se propone aquí una organización para administrar los servicios secundarios, identificando sus falencias y necesidades. Las fortalezas y debilidades de un administrador de estos servicios es discutida. Se analiza como el control de frecuencia puede ser llevado a cabo por un agente independiente.

### ABSTRACT

A modern view of power systems can be obtained by dividing its operation into the provision of primary and ancillary services. Current deregulation procedures and incentives for competition have found their way towards the provision of these services. Although there is wide agreement in the treating of primary services, to adapt a traditional structure to coordinate ancillaries in a competitive manner is a formidable task. This paper discusses the pro and cons of an independent ancillary service agent and proposes an organizational structure which is consistent with this modern view of power systems. An example is shown of how frequency control could be carried out by an independent agent.

### I INTRODUCCION

Los actuales sistemas eléctricos interconectados tienen el gran desafío de la libre competencia en el abastecimiento de energía eléctrica. A través del tiempo, se ha hecho cada vez más clara la necesidad de contar con un mercado libre y equitativo en cuanto a oportunidades para participar en él. A la fecha se han estudiado e implementado diversos esquemas de organización, que en algunos aspectos han

sido muy convincentes; sin embargo, ninguno de ellos ha tenido un apoyo masivo (p.ej. Inglaterra, Nueva Zelandia, Chile, Argentina). Ello se debe a la dificultad de lograr una operación eficiente (socialmente), que considere todos los aspectos de la competencia pero bajo un ambiente de coordinación, cualidad intrínseca de los sistemas eléctricos. Bajo la nueva organización, se ha optado por segmentar las funciones operativas de los sistemas en generación, transmisión y distribución, todos los cuales presentan normativa (técnica/económica) independiente. Mas aún, se ha dividido los servicios que éstos segmentos ofrecen, en servicios primarios y servicios secundarios [1,2].

Los servicios primarios, donde se incluye la compra/venta de energía/potencia, y el uso de la transmisión, son pagados explícitamente por los usuarios, basándose en los costos marginales de éstos [3]. Los servicios secundarios, si bien directamente no son del interés del usuario, ni tampoco (usualmente) se pagan en forma explícita, resultan esenciales para la operación coordinada y segura del sistema interconectado. Así por ejemplo, para la mantención de una seguridad y calidad apropiada, los generadores se ven en la obligación de operar en condiciones no óptimas, ya sea para regular frecuencia (operando sus unidades en condiciones no nominales), regular tensión (generando u absorbiendo reactivos con unidades caras), manteniendo una reserva suficiente para eventualmente reemplazar unidades con falla (teniendo la capacidad de restablecer el suministro cuando el sistema ha colapsado con los equipos auxiliares necesarios), etc. Económicamente, sólo algunos de estos servicios ( p.ej. regulación de frecuencia ) en la actualidad son valorizados, aún cuando en forma aproximada. En general el costo incurrido es absorbido por aquel que lo realiza, costo que en muchas ocasiones no cuenta con una metodología de valorización rigurosa e incluso no se recupera.

En síntesis, factores como la desregulación, competencia y la desintegración funcional que viven los sistemas hoy en día, hacen atractivo a las empresas eléctricas la búsqueda de modernas estructuras organizacionales, asicomo de criterios y métodos novedosos de valorizar eficientemente todos los servicios que contribuyen al suministro de electricidad. Los servicios secundarios forman parte

esencial de ello, por tanto, es de vital importancia encontrar la forma adecuada de obtener los recursos necesarios para que la producción de éstos sea de beneficio tanto para proveedores como usuarios.

## II. DESCRIPCIÓN DE SERVICIOS SECUNDARIOS

Los servicios secundarios (SS) son productos técnicos necesarios para la mantención de una calidad aceptable del suministro en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). A través de éstos y en base a su apropiada administración, se puede hacer frente a las diversas contingencias que se registran en cada momento, debido principalmente al carácter aleatorio de los consumos del sistema.

Mediante una caracterización de estos servicios se propone indagar en aquellos servicios como el suministro de potencia reactiva, control de frecuencia, reserva operacional/fría, sin entrar en detalles técnico-matemáticos, ambientándose en el problema de un posible "desentendimiento" entre generadores, transmisores, distribuidores, consumidores y reguladores, con respecto a la responsabilidad de amparar la calidad del suministro de energía eléctrica. Con ello, se dará un primer paso en lo referente a la problemática de la necesidad de una tercera persona responsable de estos servicios, identificando las falencias y las necesidades propias que estos elementos llevan consigo. Haciendo un análisis cualitativo de los servicios secundarios, se puede concluir que existe una tendencia a la administración independiente, tanto económica como funcional de ellos [1,3]. Un administrador de servicios secundarios, presenta una gama de ventajas y desventajas en la implantación de un esquema como el que se propone, entre estas se pueden enumerar las siguientes:

### Potenciales Fortalezas y Oportunidades

- ✓ Organismo autónomo en la toma de decisiones.
- ✓ Facilita el equilibrio de las ofertas y demandas entre los agentes, conciliando, desde un punto de vista social de mercado los intereses de ambos participantes.
- ✓ Permite la libre competencia entre generadores, facultando la entrada de nuevos participantes.
- ✓ Permite el aumento de la eficiencia del sistema, debido a la necesidad de supervivencia en un mercado abierto, donde sólo se mantienen vigentes aquéllos que cuentan con bajos costos y alta capacidad técnica.
- ✓ Protege a los consumidores, entregando un suministro de mayor estabilidad y calidad gracias a una administración apropiada de los servicios y contando con una visión general y centralizada del sistema.

✓ Incentiva el consumo eficiente de electricidad debido a los mayores niveles de seguridad y calidad, generando indirectamente mayores inversiones en el sector.

✓ Asegura un cierto nivel de rentabilidad, debido a la imposibilidad de entradas de agentes competidores al negocio por las altas barreras de entrada, como lo es la inversión en activos estratégicos.

### Potenciales Debilidades y Amenazas

✗ Normativa vigente, en lo que respecta a los niveles de seguridad y calidad de suministro, no asegura una preocupación suficiente que incentive a inversionistas.

✗ Necesidad hacer grandes cambios a nivel financiero y técnico para la implantación del nuevo administrador en un SEP con estructura tradicional.

✗ Necesidad de regulación para asegurar el funcionamiento óptimo social del suministro de electricidad, debido principalmente a las características de monopolio natural que presenta este administrador.

✗ Pequeños volúmenes de oferta y demanda, pueden hacer fracasar el negocio (financieramente).

Para poder instaurar un administrador de servicios de esta magnitud, el primer paso a seguir, será determinar su ubicación exacta dentro de la estructura organizacional que presentan los actores principales del sistema eléctrico, seguido por la asignación de tareas y su forma de participación, es decir el "qué", "dónde" y "cómo" de su accionar. En este aspecto resulta interesante analizar la experiencia de otros países (Inglaterra, Nueva Zelanda, Argentina), para lograr una eficiente instauración.

## III. PROPUESTA ORGANIZACIONAL

### III.1 Disposición dentro de un SEP

La disposición propuesta en la Figura 1, permite que varias de las fortalezas y oportunidades anteriormente expuestas, sean factibles; se asegura una independencia y globalidad en la toma de decisiones, ya que toda transacción posible en el sistema esta condicionado a pasar por el ASS. Se aprecia que toda transacción entre los mismos generadores será también a través del ASS. Esta forma de negociación tiene todas las ventajas que un árbitro es capaz de facilitar para un acuerdo entre productores, es decir, se abre la posibilidad de transacción entre generadores sin problemas geográficos, etc. Además permite a los generadores no tener la necesidad de buscar un respaldo en caso de falla o de nuevos clientes en caso de sobreoferta de generación, remitiéndose a la tarea de cumplir con los acuerdos e

informando al ASS su situación de generación a tiempo, para una óptima utilización de sus recursos.

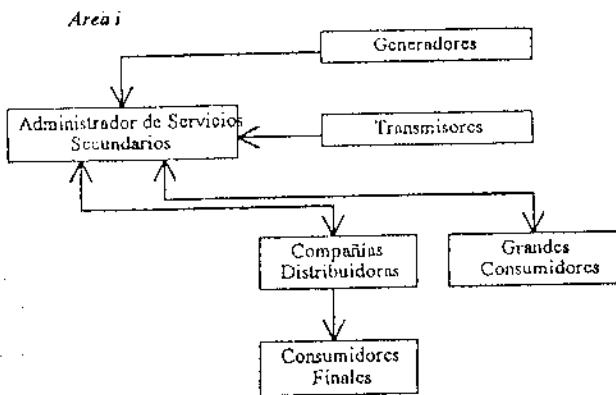


Figura 1 - Ubicación del ASS en un sistema eléctrico de potencia

En el caso de los grandes consumidores, éstos deberán negociar su abastecimiento con el ASS, desapareciendo posibles nexos directos generador-consumidor y distribuidor-consumidor. El ASS pondrá a disposición del consumidor el proveedor (distribuidora, generadora o simplemente un proveedor de SS) que esté en condiciones de hacerlo y según el precio de mercado; es decir, el elegido para abastecer determinado consumo será aquel generador que presente características de disponibilidad, seguridad y requerimientos acordes con los demandados.

### III.2 Estructura y funciones

Como se ha dicho anteriormente el ASS es esencialmente un administrador de recursos, es decir, una suerte de compraventa de servicios eléctricos, el cual no produce nada y por lo tanto no tiene manejo de inventario, a excepción de aquel incurrido en funciones administrativas. Una primera aproximación para la instauración del ASS, es la determinación de las principales oficinas necesarias para el manejo del negocio. Para ello, aprovechando la experiencia en otros SEP, se propone la Figura 2 como una estructura organizacional para los ASS. La siguiente siguiente es una descripción de los participantes que lo conformarían.

#### Administrador de Recursos (AR)

El AR es el brazo administrativo y financiero del ASS, el que determina los precios, toma decisiones económicas y factura la operación del sistema. Para la determinación del precio de compra y venta de servicios, el AR se comporta como la bolsa de comercio; por ejemplo, será a través del AR que los grandes consumidores determinarán su proveedor de recursos eléctricos, así mismo es el que se determina en una primera instancia la prioridad en el abastecimiento de los SS a contratar por el ASS; para que

en una segunda aproximación, de tipo técnico, se determine finalmente cuándo y cuál será el productor.

#### Oficina Central de Planificación (OCP)

Una modalidad que se propone es la creación de un comité de planificación el cual estaría integrado por miembros del ente regulador y representantes de aquellas empresas generadoras de mayor tamaño. La OCP está en condiciones de determinar la necesidades de black start, la cual tiene como variables no sólo la capacidad de generación suficiente para levantar unidades caídas, sino que además, esta capacidad debe estar estratégicamente dispuesta a través del sistema. De esta forma la OCP podrá vender la opción de black start necesaria a futuro para el sistema.

#### Proveedor de Servicios Secundarios (PSS)

El PSS es el encargado de mantener voltajes y frecuencia en márgenes acordados a través del sistema, trabajando conjuntamente con la OCP para fines de contratación de servicios secundarios. Entre los servicios secundarios a contratar se mencionan: generación de potencia reactiva extra necesaria para estabilizar el sistema en condiciones extraordinarias; contratación de generación adicional para control de frecuencia; mantención de una reserva a través del margen de operación el cual está conformado por los diversos niveles de prontitud en la respuesta a cambios en la demanda; y finalmente será el encargado de contratar la capacidad de black start.

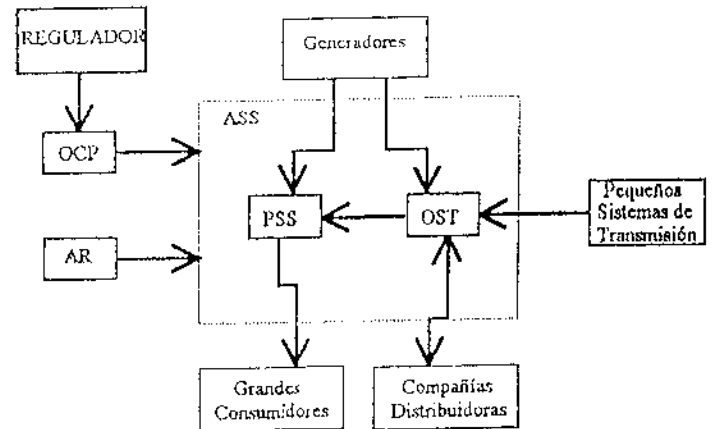


Figura 2 - Interrelación entre los participantes del sistema

#### Operador del Sistema de Transmisión (OST)

El OST es el representante del ASS para los consumidores, suministrándoles la energía y potencia eléctrica demandada a través del sistema de transmisión, el cual es el encargado de administrarlo eficientemente. Como

actualmente al sistema de transmisión están ligados recursos para el suministro de servicios secundarios, como bancos de condensadores, reactores, etc., el OST será el encargado de administrarlos y eventualmente vender la capacidad de estos servicios al PSS, para de esta forma aportar al mantenimiento de los niveles de voltaje y frecuencia en los límites acordados en los puntos de interconexión con los consumidores.

Un ejemplo en la incursión de Administradores de servicios de este tipo lo propone la *National Grid Company* (Inglaterra), el cual registró un volumen de ventas por el negocio de los SS del orden de £114 millones para el período 1990/91 [4]. En este mismo período los pagos por los SS correspondieron aproximadamente al 40% del costo Uplift. Un análisis más detallado de los costos de los Servicios Secundarios se puede observar en la Figura 3.

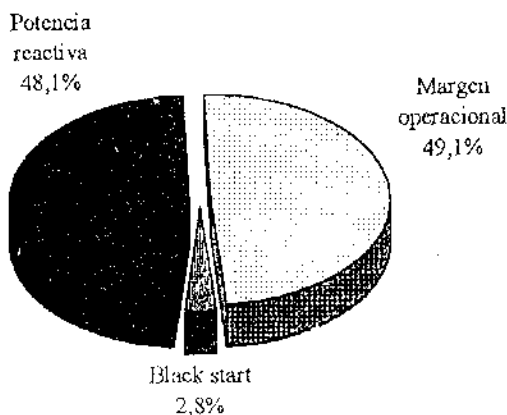


Figura 3 - Análisis del producto para 1990/91 (costos directos)

El Uplift está compuesto por diversos factores que inciden directamente en el funcionamiento del consorcio, como es el caso de las restricciones de operación, costo de los servicios secundarios y otros pagos.

Para mantener un nivel de tecnificación acorde con los adelantos tecnológicos, es que nuevos servicios para satisfacer requerimientos son constantemente revisados según bases tanto técnicas como económicas [5].

#### IV. APLICACION AL CONTROL DE FRECUENCIA

##### IV. 1 Generalidades del control de frecuencia [6]

Una las variables afectadas por las variaciones estocásticas del sistema y que afectan la seguridad y calidad del suministro, es la frecuencia. Ello requiere por tanto de un control de la frecuencia, el cual teóricamente se puede dividir en: control primario, secundario y terciario. Estas etapas son las responsables de mantener la frecuencia en valores preestablecidos, mantener las potencias de

intercambio, mantener la generación de cada unidad en valores eficientes y eventualmente tener un control sobre las pérdidas de transmisión. En la práctica no siempre estos controles consideran todas las funciones señaladas.

El control primario corresponde a la primera respuesta que tiene una unidad dentro de un sistema frente a una determinada situación extraordinaria en los niveles de la generación. El control secundario (más lento que el primario) permite la estabilidad de la frecuencia a través de las líneas del sistema, administrando las transferencias de potencia, modificando la generación total a través de cada unidad. El control terciario considera los niveles económicos de generación de las unidades, incluyendo precios de combustibles, hidrología, cambios circunstanciales de la demanda, etc. Potencialmente todos estos controles forman parte de un SS. El análisis que continuación se presenta está orientado al control primario.

##### IV. 2 Análisis económico del control de frecuencia.

En un SEP cada unidad de generación posee un punto de operación óptimo, este punto significa no sólo un alto rendimiento de generación de energía eléctrica-sino que además, que la máquina bajo esos requerimientos esté cumpliendo las especificaciones técnicas de vida útil entregadas por el fabricante. El hecho de tener la responsabilidad de regular frecuencia, que es lo mismo que tener una operación oscilatoria en torno al punto óptimo, tendrá como consecuencia, entre otros, un desgaste prematuro de la unidad traducido en una pérdida de vida útil difícil de cuantificar.

Como una forma simple de cuantificar el impacto económico incurrido en la regulación de frecuencia, se ha optado por la comparación entre un método tradicional de regulación (máquinas regulando según otras consignas técnicas) y la disposición de un agente predeterminado que preste el servicio de regulación. La metodología propuesta consiste en la predisposición y evaluación del comportamiento de un sistema eléctrico de potencia sectorizado en dos áreas de prueba. Así, la unidad encargada de regular corresponde a una central en el área 1, la cual deberá operar en un punto inferior al óptimo para reaccionar adecuadamente frente a una perturbación. Económicamente, esto se evalúa considerando el costo de operar bajo la generación nominal y, además, comparando la energía inyectada necesaria para restablecer la frecuencia del sistema en uno u otro método. El área encargada de regular frecuencia debe tener una reserva predeterminada para regular. Esta reserva, en un escenario base se considerará ilimitada, es decir el área regulante podrá inyectar la potencia que le sea necesaria.

Como una forma de establecer el área que regula frecuencia se utiliza el droop (R). Esta variable tiene unidades de Hz por MW y físicamente es la que cierra el lazo de realimentación del diferencial de frecuencia del área bajo análisis. Tres escenarios se simularon:

<u>Escenario Actual</u>	R área1 = 0.5 p.u.	4 MW por Hz
	R área2 = 1 p.u.	2 MW por Hz
<u>Escenario Proyecto</u>	R área1 = 0.4 p.u.	5 MW por Hz
	R área2 = 100 p.u.	0.02 MW por Hz

En una primera etapa, se observará las diferencias entre áreas para los diferentes escenarios, para seguir con una comparación de escenarios para las dos áreas en estudio. Las simulaciones de uno de estos escenarios, para una perturbación de 50 MW, se muestran en las Figuras 6 y 7.

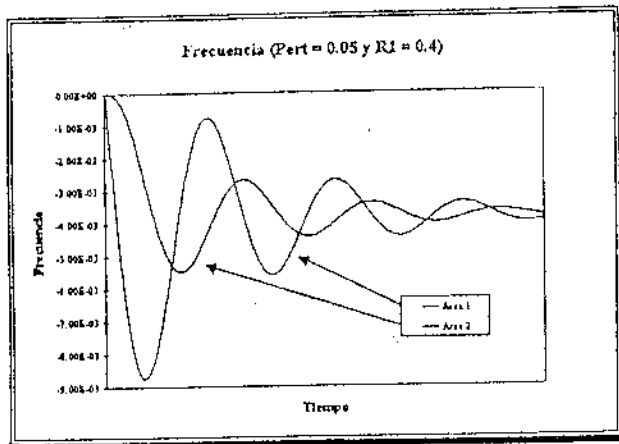


Figura 6 Frecuencia en un sistema de dos áreas con proveedor de SS.

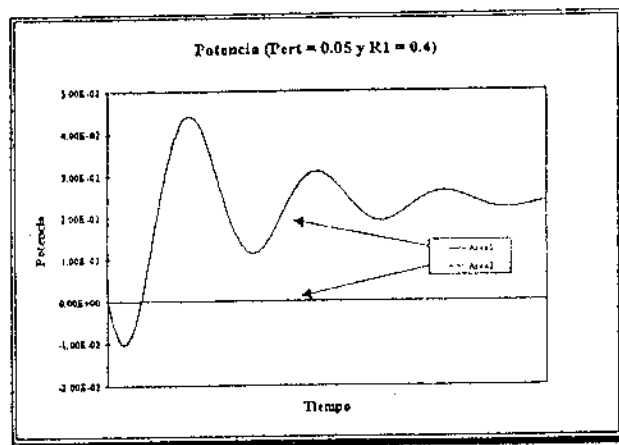


Figura 7 Potencia en un sistema de dos áreas con proveedor de SS.

restablecimiento de su estabilidad. Esta situación se explica por el hecho de delegar el control de frecuencia a una área en especial, desligándose esta responsabilidad al resto del sistema. Para el caso de la potencia, un hecho que es relevante en el análisis económico es el comportamiento de la variación de la potencia activa en el escenario con área reguladora de frecuencia. Se puede observar que la variación de potencia activa en el área no reguladora es despreciable frente a la utilizada por el área reguladora.

Otra comparación con la misma información obtenida de las simulaciones, se presenta al analizar los métodos de regulación de frecuencia por área. Ello se aprecia en las Figuras 8 y 9. Frente a estos resultados, resulta natural como la frecuencia tiende al mismo valor en ambas áreas. En el caso correspondiente a la respuesta de un proveedor de SS, la frecuencia a la cual converge el sistema es la que más se aleja de la nominal. Esta situación es resultado de la reacción que no tiene el área 2 (no reguladora).

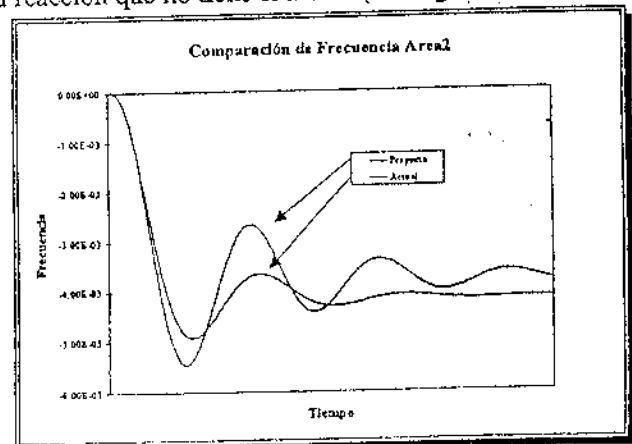


Figura 8 - Frecuencia del área 2 en dos escenarios

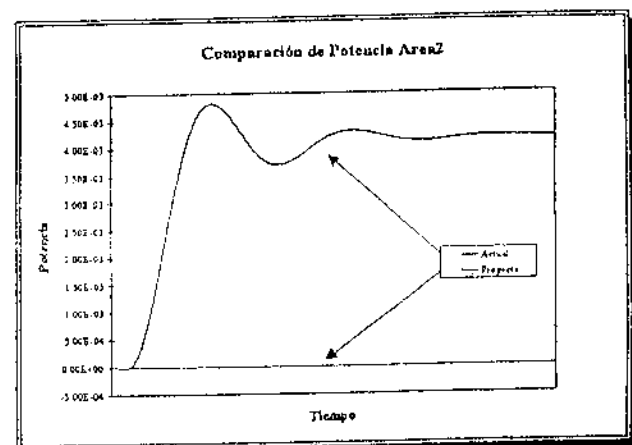


Figura 9 - Potencia del área 2 en dos escenarios

Al comparar las simulaciones de los escenarios señalados, se infiere que el comportamiento de la frecuencia con un proveedor de SS inyectaría al sistema una mayor amplitud y duración en la oscilación de la frecuencia en el

Las simulaciones muestran diferencias para los escenarios analizados, el caso "actual" donde la regulación es delegada a cada área según sea su capacidad, y el caso

"proyecto", correspondiente a la presencia de un área encargada de regular. La principal diferencia entre ambos escenarios es la amplitud y duración de las oscilaciones en la estabilización de la frecuencia. Este resultado se refleja en un mayor desgaste de las unidades y en la calidad del suministro en el periodo transitorio. Esta característica, difícil de medir, se propone cuantificar mediante integración y análisis estadístico de las respectivas curvas. En la Tabla I se presentan algunos estadígrafos para los casos actual y proyecto. Según ella se puede calcular un "índice de desgaste ( $I_d$ )", el cual se puede definir como el número de perturbaciones necesarias para desgastar en igual medida una máquina en el escenario actual, que sólo una perturbación en otro escenario. De este modo  $I_d$  estará dado por el cociente de las varianzas de la frecuencia del escenario "proyecto" y "actual" respectivamente. Luego:

$$I_{d(\text{areal})} = \frac{2.8791E-6}{1.8357E-6} = 1.57$$

$$I_{d(\text{area2})} = \frac{1.1393E-6}{1.0749E-6} = 1.06$$

Escenario Proyecto

	Frecuencia		Potencia	
	Area1	Area2	Area1	Area2
Media	-4.01E-03	-0.0035809	0.02187571	3.5417E-07
Varianza	2.8791E-06	1.1393E-06	0.00012521	1.3627E-14
Desv. Est.	0.00169678	0.00106737	0.01118979	1.1674E-07

Escenario Actual

	Frecuencia		Potencia	
	Area1	Area2	Area1	Area2
Media	-0.004437	-0.00384575	0.01565661	0.003693775
Varianza	1.8357E-06	1.0749E-06	5.0645E-05	1.52066E-06
Desv. Est.	0.00135487	0.001036782	0.00711656	0.001233148

Tabla I. Estadígrafos para escenario Actual y Proyecto

Así, en el caso del área 1, tres perturbaciones en el escenario "actual" equivalen al daño de dos perturbaciones en el "proyecto", lo cual se traduce en un decremento a la mitad de vida útil. En el área 2, este índice es muy semejante para ambos escenarios. Para el caso de la potencia, la valorización se puede hacer comparando la energía que resulta de integrar las respectivas curvas de potencia. Para el área 1, la energía inyectada en el escenario "proyecto" es claramente mayor, obviamente esta área toma toda la carga de la perturbación y posteriormente

regula la frecuencia. Esta aseveración se ve respaldada por el comportamiento de la curva de potencia en el área 2. Se puede apreciar que la curva correspondiente al escenario "proyecto" tiene amplitudes despreciables con respecto al escenario "actual". Integrando la energía utilizada en el restablecimiento de la frecuencia, y para cada uno de los escenarios se propone el índice de consumo:

$$I_c = \frac{\int Pdt(\text{Area1}) + \int Pdt(\text{area2}) (\text{Proyecto})}{\int Pdt(\text{Area1}) + \int Pdt(\text{Area2}) (\text{Actual})}$$

$$I_{C(\text{sistema})} = 0.55$$

es decir, para una perturbación de 50 MW en el escenario "proyecto" es necesario el 45% de la energía utilizada en el escenario "actual" para tener la misma respuesta.

## V. CONCLUSIONES

Se ha resaltado el rol que juegan los servicios secundarios en la operación de un sistema eléctrico, bajo un ambiente descentralizado y competitivo. Tendencia que se verá cada vez más acentuada. Ello requiere de novedosas propuestas organizacionales, técnicas y económicas.

La propuesta hecha describe los agentes involucrados y las posibles interrelaciones que deberían darse en un ambiente como el descrito. No obstante, existen innumerables detalles del funcionamiento de un administrador de servicios como el propuesto, y es por ese motivo que también existen muchas versiones en la forma de determinar costos, responsabilidades y compromisos en la administración de estos recursos. En el presente estudio se entrega una forma de estimar los costos y magnitudes de las transferencias de un servicio en particular.

## VI. REFERENCIAS

- [1] IEEE Winter Meeting, Ohio, "EC Policy on Electric Power Infrastructure, Interconnections and Electricity Exchanges", Power Engineering Review, Junio 1993.
- [2] Fischetti, M.A., "Electric Utilities: Poised for deregulation", IEEE Spectrum, vol. 23, no. 5, Mayo 1986.
- [3] Munasinghe, M., "Engineering - Economic Analysis of Electric Power Systems", Proc. IEEE, vol. 72, Abril 1984.
- [4] Ancillary Services, NGC, Inglaterra, Marzo 1992.
- [5] Chao, H., Wilson, R. "Priority service: pricing, investment and market organization", The American Economic Review, vol. 77, Diciembre 1987.
- [6] Leondes, C., "Control and Dynamic Systems: Theory and Applications", Vols. 41-44, Academic Press, 1991.

## VII. AGRADECIMIENTOS

Se manifiesta el agradecimiento a la Universidad Católica de Chile y al proyecto Fondecyt 1950929.