



VALUACION DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION DE SEGBA

1) ANALISIS DE LA INFORMACION RECIBIDA DE LA SECRETARIA DE ENERGIA

1.1. Características de la Red de Distribución

El área de concesión de la actual SEGBA S.A., excluida la Sucursal La Plata, tiene una población de 11.650.000 habitantes sobre una superficie de 7900 km².

El consumo de energía eléctrica representa aprox. el 40% del Sistema Interconectado Nacional.

La partición del área de concesión de SEGBA S.A. se definió sobre el criterio de establecer dos unidades de negocio equilibradas en número de clientes y energía vendida, entre otros parámetros. Como consecuencia, las características de las distintas unidades presentan particularidades propias de acuerdo a su zona de influencia.

La mencionada área esta compuesta por toda la Ciudad de Buenos Aires dividida en zona Norte y zona Sur por la Avda. San Martín y sus continuaciones hasta llegar a la Cársera D, aproximadamente.

Además también comprende los siguientes partidos del Gran Buenos Aires:

Zona Norte: Vicente López, San Isidro, San Fernando, Tigre, Belén de Escobar, Morón, Merlo, Marcos Paz, General Las Heras, San Martín, Tres de Febrero, General Sarmiento, Moreno, Pilar, General Rodríguez y La Matanza.

La potencia total instalada en Subestaciones es de 7756,6 MVA

Zona Sur: Avellaneda, Lanús, Quilmes, Berazategui, Florencio Varela, Lomas de Zamora, San Vicente, Almirante Brown, Esteban Echeverría y Cañuelas.

La potencia total instalada en Subestaciones es de 7189,6 MVA

1.2. INGRESOS

1.2.1 Tasa de Crecimiento de lo facturado

El crecimiento de lo facturado se produce por dos factores a saber:

a) **Crecimiento de la demanda:** Esta surge de la programación estacional que realiza el OED (Organismo Encargado del Despacho) para el período 1992-1994 y se continúa para 1995-2002 con las proyecciones de la Dirección de Planeamiento de la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación:



Los valores (1); (2); (4); (4'); (5) y (6) están expresados en GWh.

AÑOS	PROYECCION FACTURADO TOTAL		PROYECCION PERDIDAS NORTE SUR		FACTURADO SIN CRECIMIENTO NORTE SUR		CONSUMO CON CRECIMIENTO NORTE SUR	
	(1)	(2)	(3)		(4)	(4')	(5)	
1990	13008	12235	1.39	1.29	5947	6288	8266	8112
1991	13903	13077	1.39	1.29	5947	6288	8266	8112
1992	14952	14121	1.39	1.29	5947	6288	8266	8112
1	16366	15520	1.24	1.22	6666	6649	8266	8112
2	17537	16709	1.20	1.18	6889	6874	8266	8112
3	18722	17897	1.17	1.16	7065	6993	8266	8112
4	19964	19140	1.16	1.14	7126	7115	8266	8112

AÑOS	DIFER. FACT. S/CRECIMIENTO - PROYECCION (1)-[(4)+(4')]	FACTURADO CON CRECIMIENTO NORTE SUR		TASA CRECIMIENTO DEL FACTURADO NORTE SUR	
		(6)	(6)	(7)	(7)
1990	0	5947.	6288		
1991	842	6368	6709	7.1%	6.7%
1992	1886	6890	7231	8.2%	7.8%
1	2205	7769	7751	12.8%	7.2%
2	2946	8362	8347	7.6%	7.7%
3	3839	8985	8912	7.5%	6.8%
4	4898	9575	9564	6.6%	7.3%

(1) Proyección de Facturado de acuerdo a estudios de la Dirección de Planeamiento de la Secretaría de Energía Eléctrica.

(2) Idem (1) sin la sucursal La Plata.

(3) Proyección de Pérdidas Reales para 1990 y estimadas para 1993 a 2002.

(4) y (4') Real para 1991. Desde 1992 calculado en base a la hipótesis de recupero de pérdidas.

(5) Consumo sin crecimiento de la demanda. Se utiliza para calcular (4) y (4').

(6) Proyección del Facturado Total a partir de la diferencia entre (2) y (4) o (4') = (4) o (4') + (2)/2

(7) Tasa de Crecimiento del Facturado para ser utilizada en el Modelo de Valuación.

b) Disminución de las pérdidas técnicas y no técnicas:

Actualmente los niveles de pérdidas son muy superiores a los niveles históricos, por lo tanto en la valuación del negocio se ha seguido el criterio de ir disminuyendo las pérdidas técnicas y no técnicas hasta alcanzar los niveles históricos que resultan compatibles con los estándares internacionales.

SECRETARIA GENERAL

Refollado N°

927



Dado que la rentabilidad del negocio de la distribución es muy sensible a este aspecto, en la valuación recibida de la Secretaría de Energía se han considerado los siguientes porcentajes de pérdida por causas técnicas y no técnicas para cada año hasta llegar al 102 año de valuación.

Año	Norte	Sur
1990	39%	29%
1991	39%	29%
1992	39%	29%
1	24%	22%
2	20%	18%
3	17%	16%
4	16%	14%
5	14%	14%
6	14%	14%
7	14%	14%
8	12%	12%
9	12%	12%
10	12%	12%

Según un informe preliminar realizado, en base a datos de Segba, por Hydro Quebec el valor medio de pérdidas técnicas y no técnicas para el año 1990, ha sido del 34% y surge de la tabla anterior al hacer el promedio entre la zona norte y la zona sur.

El valor al cual se arriba en el 102 año tiene en cuenta, además de las consideraciones anteriores, que entre 1973 y 1983 el valor medio de pérdidas ha sido del 14%.

En resumen un valor de pérdidas técnicas y no técnicas del 12% es aceptable teniendo en cuenta los valores históricos de la central y los estándares internacionales.

1.2.2. GWh Facturados

Los GWh facturados han sido calculados teniendo en cuenta la Proyección de la tasa de crecimiento del facturado realizada por la Dirección de Planeamiento de la Secretaría de Energía, columna 7 del ítem anterior.

SECRETARIA GENERAL

Refollado N° 928



1.2.3. Precio medio de Venta

Se ha tomado para el primer año de concesión la tarifa promedio de venta actual que surge de hacer un promedio entre las distintas tarifas existentes, residencial, comercial e industrial. Dicha tarifa es de 0,089 U\$S/kwh para los dos primeros años en la zona norte y de 0,094 para el primer año de la zona sur y 0.095 para el segundo .

A partir del tercer año los precios medios, que surgen del estudio tarifario de la Dirección de Precios y Tarifas de la Secretaría de Energía, basados en costos marginales son: para la zona Norte de 0,092 U\$S/kwh y de 0,099 U\$S/kwh para la zona sur. Estos precios incluyen el canon a los municipios.

1.3. EGRESOS

1.3.1 Gastos de Distribución

1.3.1.1. Personal

La estimación realizada por Hydro Quebec asigna a cada empleado un costo promedio de U\$S 22.000 por año. En esta valuación, SEGBA ha supuesto una remuneración promedio de U\$S 24.000/año con aumentos acumulativos del 10% anual para los años 2, 3 y 4, manteniéndose constante hasta el final de la valuación. Este valor resulta razonable teniendo en cuenta valores de remuneraciones brutas que responden a estándares internacionales. Además, se ha supuesto una planta inicial de 14000 agentes repartidos en las dos empresas, norte y sur, para el primer año, con el objetivo que se reduzcan a 10000 en el curso de los dos primeros años de gestión, debido al concepto de eficiencia que se deberá tener en cuenta.

El costo que representa la reducción de personal se estimó en U\$S 80.000.000 para los dos años y por única vez entre las dos áreas.

A partir del tercer año el gasto en personal aumenta a una tasa igual a la mitad de la tasa de crecimiento del facturado del año.

Tomando como ejemplo los primeros años, los valores imputados al modelo de valuación para cada zona son los siguientes:

Año	zona	Ag.	%	MTC	CPA	CRP	total (*)
1	norte	13000	0,48	--	-24000	40 * 0,48	-169.0
2	norte	11000	0,48	--	-24000	40 * 0,48	-158.6
3	norte	10000	0,48	3,75	-24000	--	-144.6
4	norte	--	--	3,3	--	--	-164.3

MTC: Mitad Tasa de crecimiento

CPA: Costo por agente

Costo reducción personal

(*): Millones de dólares

Ag: Agentes

% : Porcentaje de zona CRP:

SECRETARIA GENERAL

Refollado N° 929



Año	zona	Ag.	%	MTC	CPA	CRP	total (*)
1	sur	13000	0,52	-	-24000	40 * 0,52	-183.0
2	sur	11000	0,52	-	-24000	40 * 0,52	-171.8
3	sur	10000	0,52	3,4	-24000	-	-156.1
4	sur	-	-	3,65	-	-	-178.0

MTC: Mitad Tasa de crecimiento

Ag: Agentes

CPA: Costo por agente

% : Porcentaje de zona

CRP: Costo reducción personal

(*): Millones de dólares

1.3.1.2 Centro Movimiento de Energía

Dentro del CME se desarrollan todas las funciones necesarias para la gestión operativa de la red eléctrica, como así también todas las tareas auxiliares de mantenimiento de la infraestructura disponible. Ellas son: Gestión operativa, Ingeniería de apoyo, Análisis y control económico, Soporte Software/hardware del sistema informático de telecontrol, Estadística Técnica y Soporte administrativo.

Todas estas funciones son realizadas con personal propio, el cual está presente en el edificio, ubicado dentro de la Central Costanera, durante las 24 hs, en la modalidad guardias rotativas.

Los egresos imputados en la planilla del flujo de fondos en este rubro corresponden a remuneraciones del personal de este centro que asciende a aproximadamente 100 personas.

1.3.1.3 Amortizaciones

Se han supuesto valores iniciales de libros para los bienes amortizables de U\$S 190.5 millones para la zona norte y de U\$S 300 millones para la zona sur. Se ha considerado un período de amortización de 25 años, al igual que las inversiones en activos que se realizan cada año.

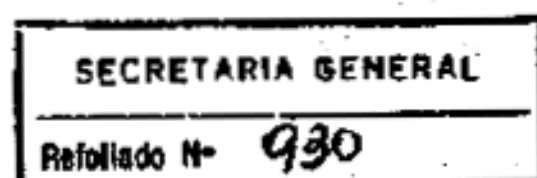
1.3.1.4 Otros Gastos

Se utilizaron las estimaciones realizadas por Hidro-Quebec.

1.3.2 Precio de compra de la Energía

Evidentemente el rendimiento de los grupos generadores de las centrales eléctricas será diferente para los casos en que los mismos trabajen descargados, a media potencia ó a plena carga y en consecuencia será diferente el precio de la energía que generen en estas situaciones.

El precio de la energía equivalente, ya sea en horas de pico, resto ó valle se calcula de acuerdo a porcentajes estadísticos de duración de los mismos, participando 50% de la compra en el mercado spot y el resto en los contratos a término.



El precio de compra surge de promediar los valores correspondientes a los contratos a término celebrados con Central Puerto S.A. y Central Costanera S.A. y los valores del mercado spot. El mismo es de 0.046 para la zona norte en el primer año y 0.043 en el segundo ; en la zona sur los precios son 0.047 y 0.044 para el primero y segundo año. A partir del Tercer Año las tarifas son 0.044 para Zona Norte y 0.045 para Zona Sur.

1.3.3 Canon:

En el flujo de fondos se incluye un canon del 6.6% correspondiente a tasas municipales y provinciales sobre la venta de energía excluida la correspondiente a alumbrado público y tracción . Con esta corrección la tasa representa un promedio del 6.2% del total de la energía vendida por la distribuidora.

1.4 Inversiones:

En el análisis realizado por SEGBA S.A. se consideraron inversiones a partir del costo incremental promedio, resultante del estudio tarifario realizado por la Dirección Nacional de Precios y Tarifas, determinando para cada zona los siguientes valores:

ZONA NORTE: 0.114 MU\$S/GWh de incremento de la demanda

ZONA SUR: 0.131 MU\$S/GWh de incremento de la demanda

Además de estos valores de inversión en función del crecimiento de la demanda, la empresa consideró un monto adicional anual en concepto de mantenimiento, rehabilitación y reposición de las instalaciones existentes. La base de cálculo es la depreciación correspondiente al año inmediato anterior.

1.5 Impuestos:

En la proyección se consideraron las siguientes tasas impositivas:

Impuesto a las Ganancias: 30%

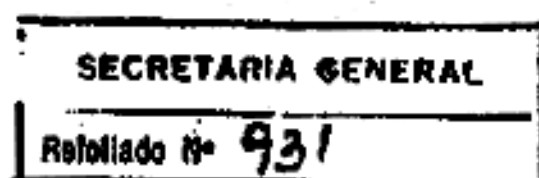
Impuesto a los Activos: 1%

1.6 Otros Activos:

En el flujo de fondos la Secretaría de Energía ha incluido en el año 1:

a) Créditos y Débitos clientela: en el modelo responde al ítem Cuentas a Cobrar, que surge del Apéndice VIII adjunto. (VIII-A para zona norte: 59.- y VIII-B para zona sur: 62.-)

b) Comisión por cobranzas: corresponde a un 20% del monto de cuentas morosas, 35 y 25 millones de Dólares para las zonas norte y sur respectivamente, cuya cobranza se encomienda a las sociedades concesionarias.



1.7 Pasivos:

Se detallan en Apéndice VIII-A y B adjunto.

2) ALCANCE DE LA TAREA EFECTUADA POR ESTA GERENCIA TECNICA

El flujo de fondos resultante de los pronósticos y las proyecciones fueron formulados por los respectivos sectores técnicos de Segba S.A. y la Secretaría de Energía Eléctrica.

Nuestra labor consistió en el control, mediante muestreo de la metodología utilizada y de los cálculos respectivos, sobre lo cual no efectuamos observaciones, no comprendiendo ninguna tarea de auditoría sobre las cifras, que son la base del trabajo que nos fuera solicitado.

Dejamos constancia que, según surge de la nota de presentación de la Secretaría de Energía Eléctrica, (Nota S.E.E. 7992) toda la información que sirvió de base para el cálculo del modelo está conforme a los datos de la empresa y a las adecuaciones formuladas por los técnicos de la Secretaría de Energía Eléctrica y la misma se ajusta al Pliego de Bases y Condiciones del Concurso Público Internacional para la Transferencia y Otorgamiento en Concesión de los servicios actualmente prestados por la empresa, el que no hemos tenido a la vista.

3) METODOLOGIA DE LA TAREA REALIZADA

3.1. Consideraciones Generales

La valuación de la empresa se realizó por el método del "Flujo de Fondos Descontados", que, según surge de la nota presentada por SEGBA S.A., resulta ser el establecido en la Ley 24065 - Marco Regulatorio para la Generación, Transporte y Distribución de Electricidad- Cap. 20 Art. 962, para valuar empresas susceptibles de privatización como "empresa en marcha", ya que éste implica considerar que la misma vale por la potencialidad de generar fondos como consecuencia de su operatoria.

El Banco ha aceptado el criterio adoptado por SEGBA y por la consultora interviniente para la valuación de la Empresa. Se deja constancia que en la presentación analizada la titular efectúa sus proyecciones en función de la programación estacional realizada por la O.E.D. para el período 1992-1994 empalmada para los años 1995-2002 con la proyección de la Dirección de Planeamiento de la Secretaría de Energía de la Nación, partiendo del valor real facturado por cada área para el año 1991 y considerando ingresos y egresos por 95 años bajo condiciones de mercado supuestas (ejemplos: reducción de pérdidas técnicas y no técnicas que permiten proyectar el crecimiento de la demanda; precios medios que surgen del estudio tarifario de la Dirección de Precios y Tarifas de la Secretaría de Energía, basados en costos marginales).

SECRETARIA GENERAL

Relollado N° 932

En el contrato de concesión, según nota de SEGBA SA, se estipula que la titular de la concesión será una Sociedad Anónima por 99 años. El 51% de su paquete accionario permitirá controlar la Sociedad, mientras el restante 49% se negociará en el Mercado de Capitales. El concesionario titular del 51% está obligado a poner en venta el paquete accionario periódicamente.

Se analizó el flujo de fondos proyectado a 95 años, observándose, en la zona norte para los tres primeros años, que el resultado operativo es menor al monto de las inversiones necesarias en ese período lo que determina un flujo negativo. Esta proyección se basa en el crecimiento de la demanda prevista, la que no cubre los costos operativos para ese nivel, ya que, en estos últimos, los componentes principales, gastos de personal, de generación, presentan una gran rigidez.

A partir del 4º año, cambian a positivas el flujo, con discretos valores, los que se incrementan notablemente a partir del 7º año. Comentaré a continuación formular respecto a la Zona Sur.

En este método, de flujo de fondos descontados, la incidencia de los primeros años resulta del singular gravitación en el cálculo del valor presente.

En la presentación efectuada, la Secretaría de Energía Eléctrica adjunta tres alternativas para cada zona de distribución, las que caratula "optimista", "media" y "pesimista", sin asignar a ninguna de ellas grado probabilístico de ocurrencia. Por esta razón, este Banco, asumiendo un criterio de prudencia, ha elegido para su análisis la primer alternativa, que es la que arroja un mayor valor presente neto.

De este análisis, surgen los siguientes valores, para un abanico de tasas que oscilan entre el 10% y el 15% anual:

VALOR PRESENTE NETO, PROYECCION 95 AÑOS - EN MILLONES US\$

TASAS DCTO.	ZONA NORTE	ZONA SUR
10%	250.7	588.6
11%	188.9	452.6
12%	140.5	352.4
13%	102.1	276.3
14%	71.0	217.2
15%	45.7	170.2

Se reitera que los datos suministrados no fueron verificados, ni tampoco se realizó ningún análisis de consistencia de cifras. Además, cualquier variante en las mismas daría valores finales distintos, ya que estas proyecciones resultan altamente sensibles a las variables asumidas en los supuestos.

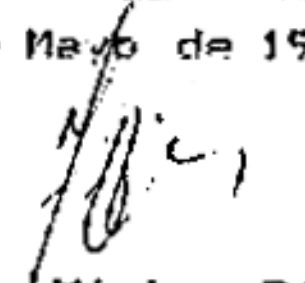
SECRETARIA GENERAL
Refollado N° 933

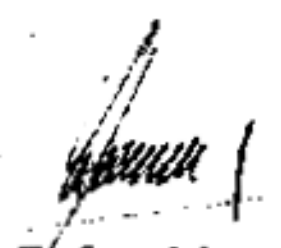
22

3.3. CONCLUSION

En síntesis, el modelo recibido descansa fundamentalmente en la concreción de los parámetros tenidos en cuenta para su confección, entendiéndose que resulta fuertemente sensible frente a cambios relativos entre los precios de compra y venta de la energía y a la disminución de pérdidas. La tasa de descuento, en las actuales condiciones y para este tipo de operación, se estima razonable en un entorno acotado entre el 11% y el 12%, partiendo de tomar la TIR de los Bonex y adicionarle una prima en concepto de riesgo empresarial.

Buenos Aires, 14 de Mayo de 1998



Cdra. Mónica Rímpli


Ing. Celestino García





Dr. FABIO A. MALDONADO
Ejecutivo Operativo


Ing. ALBERTO H. VITAL
Gerente Técnico