

TEMA:

**“SITUACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL
PARA LA ZONA CUYO
(Mendoza y San Juan) ”**

AUTORES:

- ARMANI, DIEGO
- ÁVILA, PAOLA
- CONTRAFFATTO, CAROLINA

AÑO: 2006

INDICE

Introducción.....	pág 1
CAPÍTULO I: GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA	
I. Potencia Instalada en la Zona de Cuyo.....	pág 1
II. Generación y Demanda de Energía. Capacidades Disponibles.....	pág 3
A. Generación.....	pág 3
B. Potencia Instalada por Área Norte, Centro y Sur.....	pág 5
C. Generación y Demanda por Área - como Potencia (MW)	pág 6
III. Flujo de Energías en el Sistema Cuyo.....	pág 6
A. Curva de Demanda: Verano e Invierno	pág 6
B. Curva de Demanda: Días Hábiles y no Hábiles.....	pág 7
C. Demanda Eléctrica por Tipo de Usuario.....	pág 9
D. Consumo Promedio Per Cápita	pág 10
E. Tipos de Líneas.....	pág 12
F. Diagrama de Flujo y Tensiones de la Zona de Cuyo.....	pág 12
G. Diagrama Unifilar de las Zonas Norte, Sur y Centro de Mendoza.....	pág 14
CAPÍTULO II: SISTEMA INTERCONECTADO - ZONA CUYO	
I. Vínculo actual de la región Cuyo al sistema Interconectado.....	pág 15
II. Riesgo Eléctrico de la Zona Cuyo.....	pág 17
III. Proyección de la Demanda.....	pág 24
1. Demanda del Sistema Interconectado Cuyo.....	pág 24
2. Proyección	pág 26
IV. Plan Federal I y II.....	pág 28
A. Plan Federal I.....	pág 29
B. Plan Federal II.....	pág 30
Conclusión.....	pág 31
Bibliografía.....	pág 33

Introducción

El objetivo del presente trabajo es realizar un estudio sobre la situación en la que se encuentran las Provincias de Mendoza y San Juan dentro del sistema interconectado. Para ello se analizará la potencia instalada y el consumo de dicha región, como así también los riesgos que se pueden presentar y los que se enfrentan actualmente.

CAPÍTULO I: GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA

I. Potencia Instalada en la Zona de Cuyo

A. Mendoza

EMPRESA	CENTRAL	Térmico	Hidráulico	MW
CT.MENDOZA	LUJAN DE CUYO	540		540
CT.MENDOZA	C.DE PIEDRA	14		14
HIDISA	AGUA DEL TORO		150	150
HIDISA	LOS REYUNOS		224	224
HIDISA	EL TIGRE		14	14
HINISA	NIHUIL 1-2-3		217	217
HIDR NIHUIL 4	NIHUIL 4		18	18
CONSORCIO POTRERILLOS	CACHEUTA NUEVA		120	120
CONSORCIO POTRERILLOS	CARRIZAL		17	17
		554	760	1,314

Fuente: Potencia Instalada CAMMESA zona Cuyo, www.cammsesa.com, año 2007

La central de San Martín y Álvarez Condarco (en Luján de Cuyo) y la central 25 de Mayo (en San Rafael) pertenecientes a GEMSA no están tenidas en cuenta como potencia instalada en este cuadro ya que las mismas no son despachadas por CAMMESA.

B. San Juan

EMPRESA	CENTRAL	Térmico	Hidráulico	MW
JURAMENTO	ULLUM		45	45
AES CARACOLES	QUEB.DE ULLUM		45	45
AES	SARMIENTO CUYO	30		30
		30	90	120

Fuente: Potencia Instalada CAMMESA zona Cuyo, www.cammsesa.com, año 2007

La empresa Electrometalúrgica Andina tiene potencia hidráulica sobre la red de riego dentro de la provincia de San Juan que no está declarada y no están tenidas en cuenta como potencia instalada en este cuadro ya que la misma no es despachada por CAMMESA.

C. Conclusión

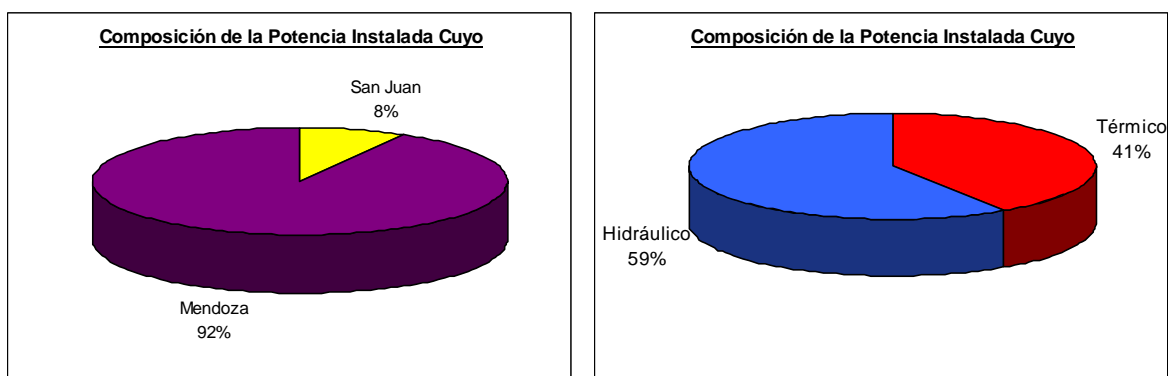
La potencia instalada de la zona Cuyo está compuesta por un 39% de Térmico y un 61% de Hidráulico, donde la provincia de Mendoza posee alrededor de un 95% de la potencia térmica y un 90% de la hidráulica.

	Térmico	Hidráulico	MW
Mendoza	554	760	1,314
San Juan	30	90	120
TOTAL	584	850	1,434

Fuente: Potencia Instalada CAMMESA zona Cuyo, www.cammsesa.com, año 2007

Cabe aclarar que esta potencia instalada no siempre refleja la potencia puesta a disposición, es decir, una central térmica tiene indisponibilidad por efecto de la temperatura ambiente, efecto sobre la altura sobre el nivel del mar donde se encuentra ubicada, el rendimiento propio de la máquina, que hace que el valor de “chapa” sea diferente a la realmente está aportando. Para el caso de las centrales hidráulicas el factor que modifica esta diferencia depende del nivel del agua del embalse, sus aportes al mismo y de lo que irrigación fija para disponer para el riego.

Estos datos dan un indicio de la demanda potencial de energía de cada Provincia, encabezando Mendoza con aproximadamente un 92% de la potencia instalada en la región.



Fuente: Potencia Instalada CAMMESA zona Cuyo, www.cammsesa.com, año 2007

II. Generación y Demanda de Energía. Capacidades Disponibles

A. Generación

El análisis de esta sección no incluirá datos de generación aislada (ejemplo Las Cuevas, Penitentes, Polvaredas, etc.) sino solo la generación que llega al SADI.

La provincia de Mendoza participó con el 91% de la energía generada para el período 2001-2006, de lo cual un 49% fue térmico y un 51% hidráulico; mientras que San Juan generó el 9% (1% en térmico y 99% en hidráulico).

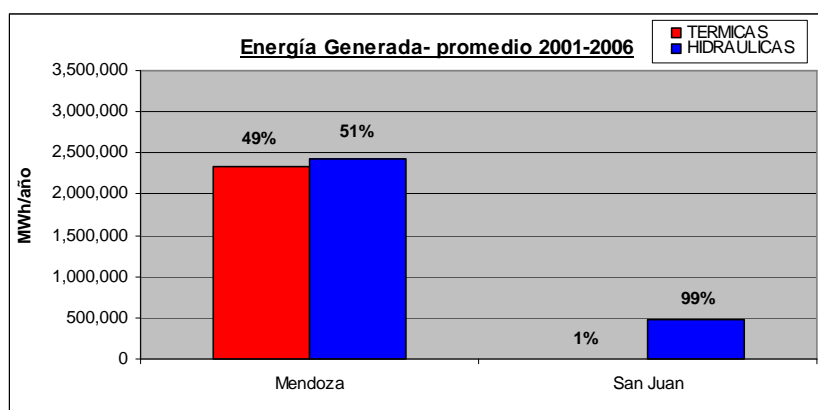
Mendoza - MWh	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TERMICAS	2,234,116	1,559,397	2,142,767	2,564,272	2,639,230	2,830,000
HIDRAULICAS	2,126,677	2,242,738	2,663,775	2,057,876	2,322,632	3,173,568
TOTAL	4,360,793	3,802,135	4,806,542	4,622,148	4,961,862	6,003,568

San Juan - MWh	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TERMICAS	1,119	1,348	1,118	4,693	11,276	4,867
HIDRAULICAS	474,839	494,407	583,985	397,023	384,080	543,203
TOTAL	475,958	495,755	585,103	401,716	395,356	548,070

TOTAL CUYO	4,836,751	4,297,890	5,391,645	5,023,864	5,357,218	6,551,638
-------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Fuente: Energía generada CAMMESA zona Cuyo, www.cammesa.com

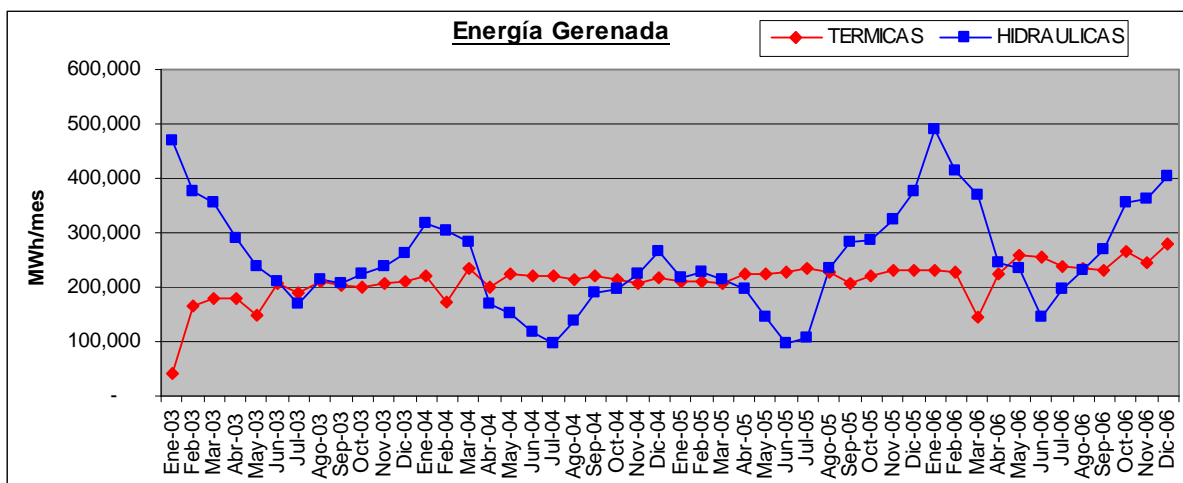
A continuación se pueden apreciar las proporciones en que participan en la generación térmica e hidráulica las provincias de Mendoza y San Juan.



Fuente: Elaboración propia en base a datos Energía generada CAMMESA zona Cuyo, www.cammesa.com

En el siguiente gráfico se presentan los valores históricos generados en la zona Cuyo. Para el período 2003, mediados de 2005 y principios de 2006, se observa una buena generación hidráulica, favorecido por grandes nevadas en períodos previos, lo cual permitió generar una gran cantidad de energía. Sin embargo, la generación térmica se mantuvo

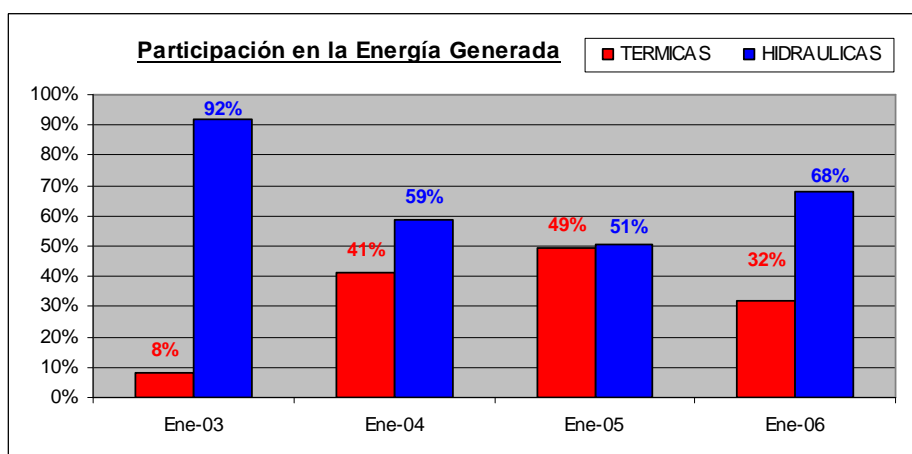
constante a lo largo de este período, salvo marzo de 2006 (trabajos de mantenimiento en Central Térmica Mendoza)



Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, año 2007

Analizando solo los meses de enero, desde el 2001 al 2006, observamos que la energía despachada tanto hidráulica como térmica:

- 2003 la generación térmica participó solo con el 8% (año hidráulicamente bueno)
- 2004/2005 fueron años hidráulicamente regulares
- 2006 (año hídricamente muy bueno, grandes nevadas en el invierno 2005) la generación hidráulica tuvo valores altos, pero la térmica se mantuvo constante, por eso su participación porcentual fue del 32%.



Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, año 2007.

Basándonos en los datos ofrecidos en la página Web de CAMMESA, se armó el siguiente cuadro con el detalle de la generación (conectada al SADI) de cada Central en Mendoza y San Juan.

AREA	Cuyo	GWh	Energía Despachada					
Provincia	CENTRAL	Tipo	2001	2002	2003	2004	2005	2006
San Juan	ULLUM	Hidráulico	267.2	273.2	325.2	233.1	229.2	298.3
	QUEB.DE ULLUM	Hidráulico	207.6	221.2	258.7	163.9	154.9	244.9
	SARMIENTO CUYO	Térmico	1.1	1.3	1.1	4.7	11.3	4.9
			476.0	495.8	585.1	401.7	395.4	548.1
Mendoza	LUJAN DE CUYO	Térmico	2,233.7	1,558.5	2,136.7	2,563.5	2,631.6	2,796.4
	C.DE PIEDRA	Térmico	0.5	0.9	6.1	0.8	7.6	33.6
	AGUA DEL TORO	Hidráulico	413.2	439.0	456.8	279.8	334.3	513.9
	LOS REYUNOS	Hidráulico	328.6	282.1	338.4	200.8	273.1	358.5
	EL TIGRE	Hidráulico	71.5	65.8	67.4	47.4	58.1	70.6
	NIHUIL 1-2-3-4	Hidráulico	1313.4	1241.4	1231.9	1013.4	1173.4	1450.1
	CACHEUTA NUEVA	Hidráulico	0.0	176.1	472.4	447.8	403.7	675.9
	CARRIZAL	Hidráulico	0.0	38.3	96.9	68.5	80.0	104.6
			4,360.8	3,802.1	4,806.5	4,622.1	4,961.9	6,003.6
Energía Despachada			4,837	4,298	5,392	5,024	5,357	6,552

Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, año 2007

Este aumento en la generación implica una mayor demanda de la zona Cuyo y visto desde el sistema interconectado (SADI) una menor dependencia de la misma. A continuación se muestra la evolución de la generación, demanda e importación para el período 2001-2006.

GWh	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Generación	4,837	4,298	5,392	5,024	5,357	6,552
Demanda	5,101	4,852	5,509	5,992	6,292	6,679
Importación	264	554	117	968	935	127

Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, año 2007

B. Potencia Instalada por Área Norte, Centro y Sur

Debido a que la potencia instalada de la provincia de San Juan se encuentra concentrada en los alrededores de su capital (cuyas distancias son inferiores a 50km) no se justifica su distribución por área, además dicha provincia depende en gran parte de la energía importada desde Mendoza.

Para Mendoza se agruparon los distintos departamentos en tres áreas:

- **Norte:** Las Heras y Lavalle
- **Centro:** Lujan de Cuyo, Capital, Godoy Cruz, Guaymallén, Tunuyán, Tupungato, San Martín, Rivadavia, Maipú, Junín, La Paz, Santa Rosa y San Carlos
- **Sur:** General Alvear, San Rafael y Malargüe

La potencia instalada en cada área de la provincia es la que informa CAMMESA y se encuentra disponible al SADI, los datos están representados en el siguiente cuadro:

Zona - MW	Instalada
Norte	0
Centro	691
Sur	623
TOTAL	1,314

Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, año 2007

En el centro se caracteriza por poseer una potencia instalada predominantemente térmica y el área sur preponderantemente hidráulica.

C. Generación y Demanda por Área - como Potencia (MW)¹

ZONA - MW	GENERACION	DEMANDA
NORTE	0,7	25,3
CENTRO	371,8	287,5
SUR	183,7	30,6
TOTAL	556,2	343,4

Fuente: Secretaría de Energía, informe del sector eléctrico, www.energia.mecon.ar, año 2004

Estos datos tienen en cuenta los sistemas de generación aislada (no conectados al SADI), por lo cual, se evidencia un incremento en la generación total de la provincia de alrededor de 10MW (principalmente en la zona Norte en las localidades de Penitente, Polvaredas, Las Cuevas, etc.).

III. Flujo de Energías en el Sistema Cuyo

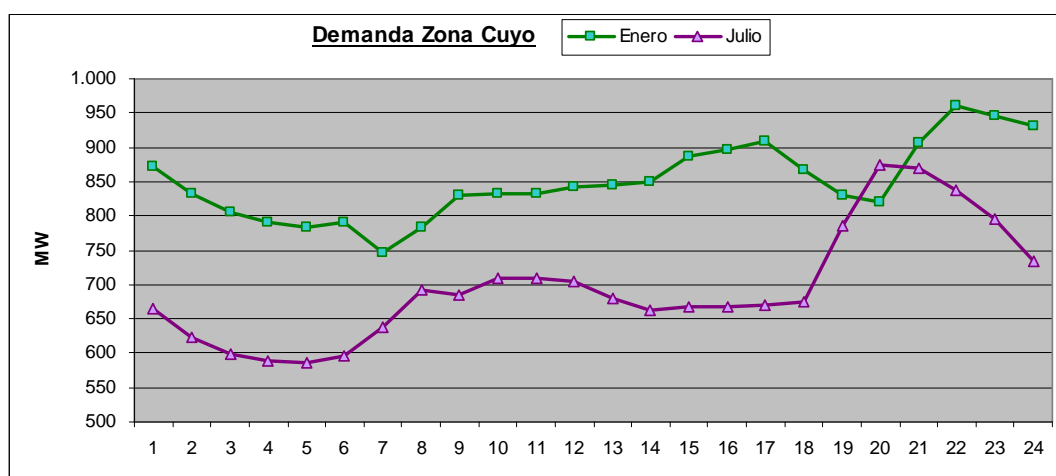
A. Curva de Demanda: Verano e Invierno

Para el análisis de esta sección se tomó como base el mes de Enero y el de Julio de 2006, las nevadas que se produjeron en el invierno del 2005 y del 2006 provocaron que esos años fueran hidráulicamente muy buenos (ricos). El impacto que tiene en los meses de verano el consumo eléctrico en aires acondicionados y ventiladores, sitúan a la curva de verano sobre la de invierno. En invierno el sistema de calefacción utiliza principalmente gas natural, por lo cual el consumo eléctrico es menor en la zona Cuyo.

El salto generado en el consumo de la hora pico de invierno en relación a la de verano es mayor debido a que el consumo eléctrico en iluminación aumenta considerablemente al atardecer. La diferencia entre los máximos consumos de verano e invierno podemos decir que se debe al efecto de los equipos de aire acondicionado.

¹ Ver en Anexo I el detalle del tipo de generador por zona.

Como vemos en la gráfica siguiente, la demanda de energía para la zona Cuyo durante las 24 horas del día, teniendo en cuenta el promedio de dicha demanda durante todos los días del mes.



Fuente: Distrocuyo, planillas suministradas, año 2006.

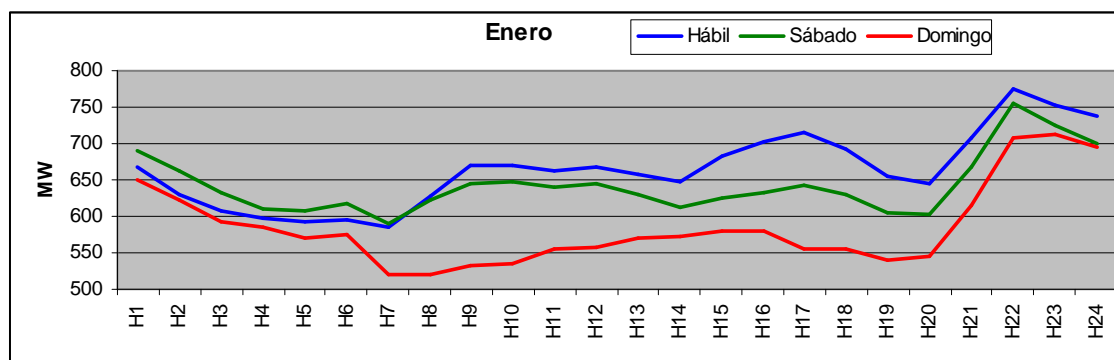
Existe una denominación particular para las características del comportamiento de la demanda en ciertas horas del día (valle, resto y pico); por ello se definieron las siguientes franjas horarias:

- **Valle:** desde las 24 a las 5 hs.
- **Resto:** desde las 6 a las 18 hs.
- **Pico:** desde las 19 a las 23 hs.

B. Curva de Demanda: Días Hábiles y no Hábiles

Con el fin de analizar la evolución horaria de la demanda eléctrica para la región de Cuyo, se han considerado dos tipos de estaciones del año: verano e invierno (datos del 2006), a su vez se optó por un mes característico de cada estación: enero y julio, para luego examinar las series de días hábiles, sábados y domingos con motivo de detallar el estudio de la demanda.

1. Mes de Verano: Enero

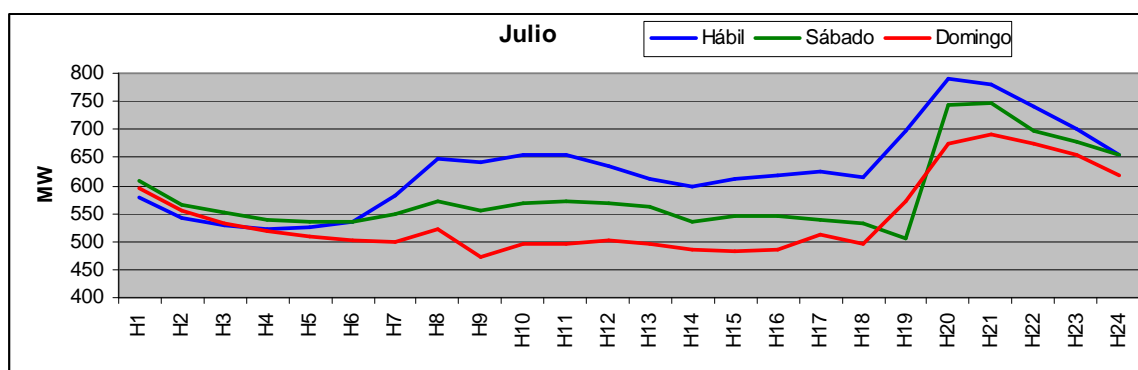


Fuente: Distrocuyo, planillas suministradas, año 2006

Características de las series en Enero:

- ✓ Los días hábiles generalmente presentan un mayor nivel de consumo energético en toda la franja horaria, debido particularmente a las actividades comerciales e industriales; exceptuando el rango de (H1 - H7) donde los días sábados encabezan el mayor consumo, esto se puede explicar con la demanda energética de las actividades comerciales nocturnas que se potencian en el rango horario de este día.
- ✓ Los domingos presentan consumos menores debido a la falta de actividad comercial, industrial y la población sale de casa.
- ✓ Los domingos en la mañana, se observa una caída en el consumo debido a que la iluminación no se solapa con el inicio de las actividades.
- ✓ Los sábados en la mañana, la actividad es similar a los días hábiles pero con un menor nivel de consumo, debido a que no todas las actividades continúan operando este día.
- ✓ Los sábados por la tarde, el comportamiento es una combinación de las actividades del día hábil y el domingo.
- ✓ En las tres curvas vemos que el comportamiento a partir de las 20hs. es similar, pero con predominio de demanda de los días hábiles (efecto iluminación potenciado por las actividades comerciales e industriales).

2. Mes de Invierno: Julio



Fuente: Distrocuyo, planillas suministradas, año 2006

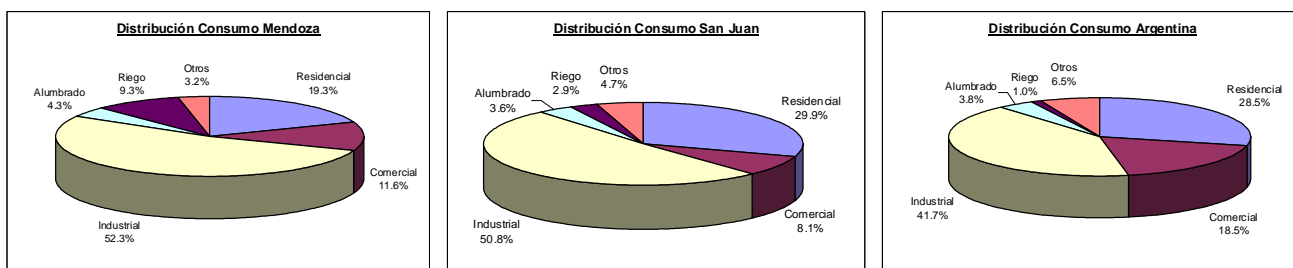
Características de las series en Julio:

- ✓ Los días hábiles en la mañana, presentan un incremento del consumo debido a la actividad domiciliaria (carencia de luz natural), comercial e industrial.

- ✓ Los sábados y domingos en la mañana presentan un comportamiento parecido, aunque la diferencia recae en la actividad comercial.
- ✓ En los tres casos el pico de consumo se adelanta aproximadamente dos horas respecto del mes de enero, debido a la falta de luz natural.

C. Demanda Eléctrica por Tipo de Usuario

Realizando la distribución porcentual de los consumos por tipo de usuario, se observa que el consumo *industrial* en Mendoza es de 52,3%, valor similar al que se presenta en San Juan. La participación de la actividad *comercial* en Mendoza es claramente superior a la de San Juan en 3,5%, mientras que la participación del consumo *residencial* en San Juan es del 29,9% y en Mendoza es del 19,3%.



Fuente: Secretaría de Energía, informe del sector eléctrico, www.energia.mecon.ar, año 2004

A nivel nacional la participación del sector industrial es menor al valor de Mendoza, esto se debe a que Mendoza cuenta con una actividad industrial importante en relación a los otros sectores. Se puede apreciar que la distribución del consumo residencial en San Juan es muy similar a la distribución a nivel nacional.

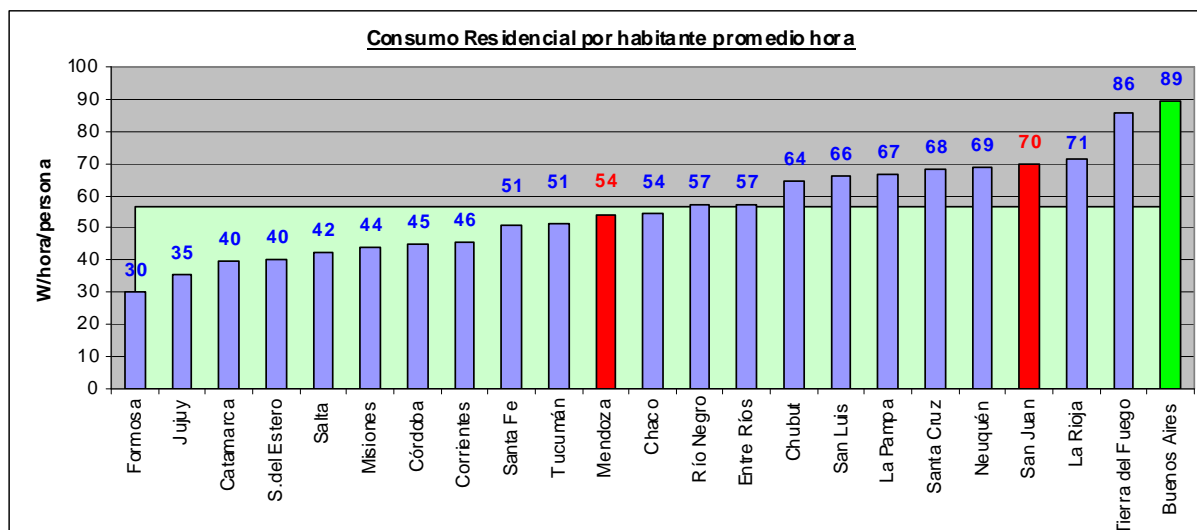
D. Consumo Promedio Per Cápita

A partir de los datos del Censo Nacional 2001 (INDEC) y el Informe del Sector Eléctrico de la Secretaría de Energía año 2004, se pudo obtener el indicador de consumo de energía para el sector residencial por habitante.

1. Consumo Promedio Residencial Per Cápita del País

El consumo promedio por habitante de la provincia de Mendoza está por debajo de la media Nacional (56,4 W/Hora/persona), como ejemplo de este valor sería el equivalente al consumo de un foco de 60 w prendido en una hora. Entre los motivos se pueden distinguir los siguientes temas:

- Tarifas eléctricas
- Clima
- Poder adquisitivo (aire acondicionado, freezer, computadoras, etc.)
- Concientización en ahorro de energía
- Tipos de edificación (por ejemplo: edificios, ascensores, bombas de agua, sistema de riego, etc.)
- Población sin acceso al servicio eléctrico
- Tipo de calefacción

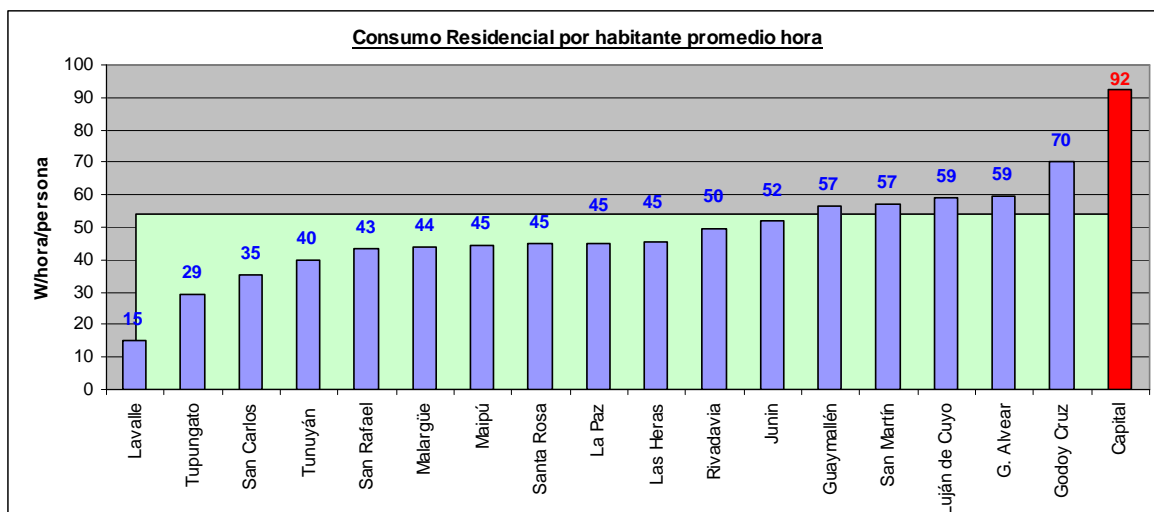


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía 2004 y INDEC Censo 2001

2. Consumo Promedio Residencial Per Cápita de Mendoza

Para el caso de la provincia de Mendoza, el 51 % de la población tiene un consumo por encima de la media provincial, comprendido en seis departamentos (ver gráfica siguiente). El 67% de los departamentos se encuentran por debajo de la media provincial (54 Wh per cápita), ya que se debe destacar que a pesar de ser departamentos con bajo nivel población, con lo cual el indicador debería arrojar un alto valor, los valores de consumo son aún más bajos (por ser zonas principalmente rurales o aisladas).

Contrariamente es lo que ocurre con los departamentos por encima de la media, ellos a pesar de poseer un alto nivel de población su consumo de energía es tal que contrarresta el efecto poblacional en el indicador, esto debido principalmente a zonas agrícola.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía 2004 y INDEC Censo 2001

Provincia	Población	Cons. Residencial (GWh)	W / hora / persona
Lavalle	32,129	4,251	15.1
Tupungato	28,539	7,325	29.3
San Carlos	28,341	8,793	35.4
Tunuyán	42,125	14,755	40.0
San Rafael	173,571	66,300	43.6
Malargüe	23,020	8,923	44.2
Maipú	153,600	60,152	44.7
Santa Rosa	15,818	6,260	45.2
La Paz	9,560	3,784	45.2
Las Heras	182,962	72,706	45.4
Rivadavia	52,567	22,907	49.7
Junin	35,045	16,002	52.1
Guaymallén	251,339	125,269	56.9
San Martín	108,448	54,517	57.4
Luján de Cuyo	104,470	54,368	59.4
G. Alvear	44,147	23,040	59.6
Godoy Cruz	182,977	112,898	70.4
Capital	110,993	90,050	92.6
Mendoza	1,579,651	752,300	54.37
Mayor a la Media	802,374	460,142	65.5
	50.8%	61.2%	
Menor a la Media	304,705	101,424	38.0
	19.3%	13.5%	

Fuente: Elaboración propia basados en el Censo 2001, DEIE

E. Tipos de Líneas

Las líneas instaladas en la zona Cuyo para el transporte de la red eléctrica en altas tensiones, se dividen en:

- Líneas de 500 KV (en color rojo)
- Líneas de 220 KV (en color amarillo)
- Líneas de 132 KV (en color azul)

En el diagrama de flujo y tensiones que se presenta a continuación se pueden observar los tres tipos de líneas enunciadas anteriormente y las flechas indican el flujo de carga en MW; a su vez se indica con una flecha entrante las generaciones tanto térmicas como hidráulicas y se puede observar la demanda en cada centro de consumo.

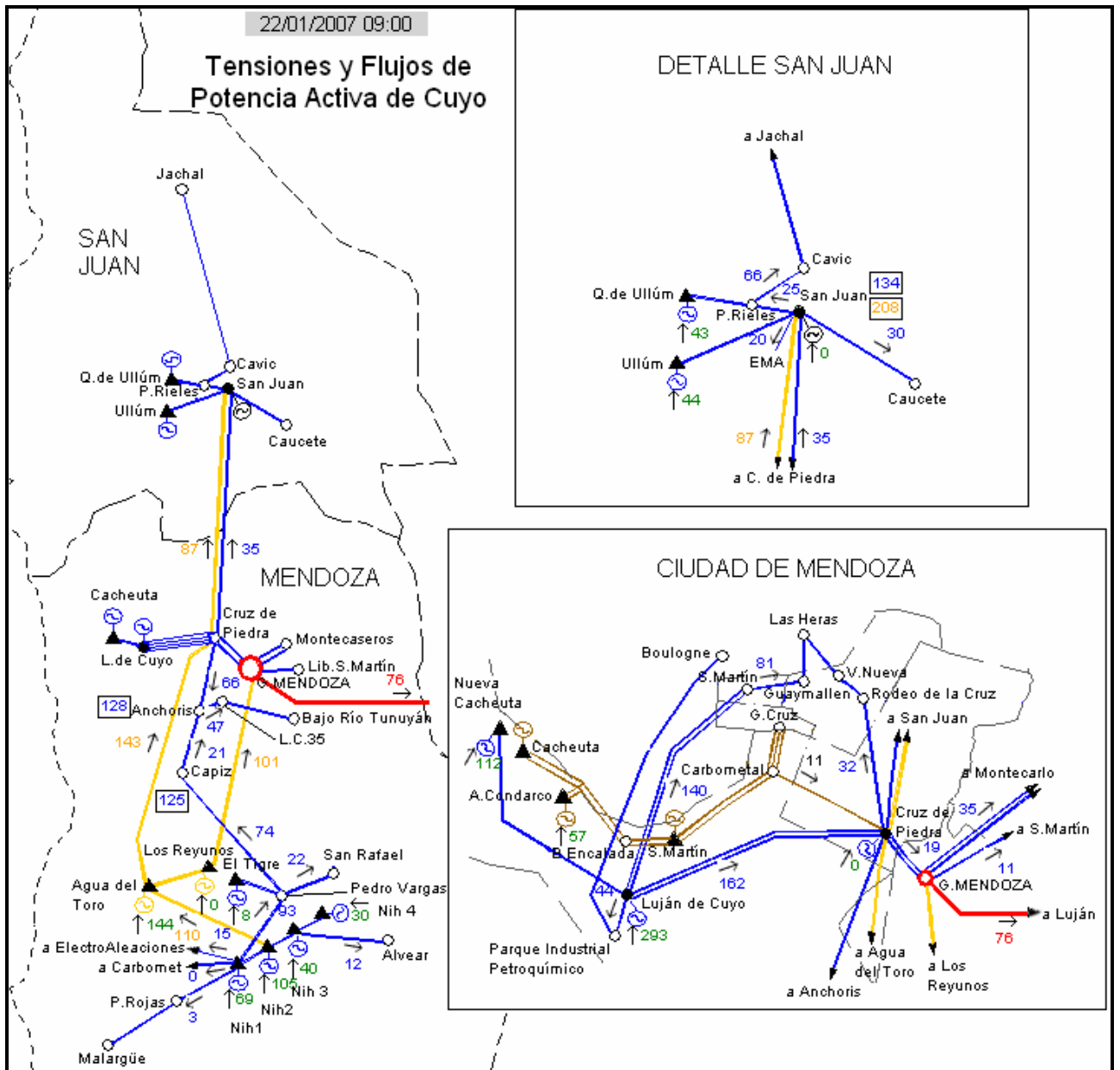
REFERENCIAS	
Centrales y Estaciones Transformadoras	Líneas
○ Estación Transformadora	— Líneas de 750 kV
● Central Térmica (Vapor, TG o C. Combinado)	— Líneas de 500 kV y 525 kV
▲ Central Hidráulica	— Líneas de 330 kV y 345 kV
■ Central Nuclear	— Líneas de 220 kV y 230 kV
☒ Conversoras	— Líneas de 150 kV y 154 kV
	— Líneas de 132 kV y 138 kV
	— Líneas de 110 kV
	— Líneas de 66 kV

F. Diagrama de Flujo y Tensiones de la Zona de Cuyo

En función de si es un año hidráulicamente bueno o malo, del mes del año en la cual estamos y de la hora del día, los valores que aparecen en las generaciones en el siguiente esquema fluctúan de cero hasta sus valores máximos.

Cabe destacar como lectura principal de dicho esquema, es el sentido del flujo de carga de la línea de 500KV (color rojo) dependiendo de las características anteriormente mencionadas. Como ejemplo podemos simplificarlo en dos casos:

- Año hidráulico bueno, hora pico de consumo en el SADI (de 20 a 21 aprox.), meses de verano, por lo tanto sentido Cuyo → SADI, **exportación**
- Año hidráulico malo, hora pico de consumo en el SADI (de 20 a 21 aprox.), meses de verano, por lo tanto sentido SADI → Cuyo, **importación**

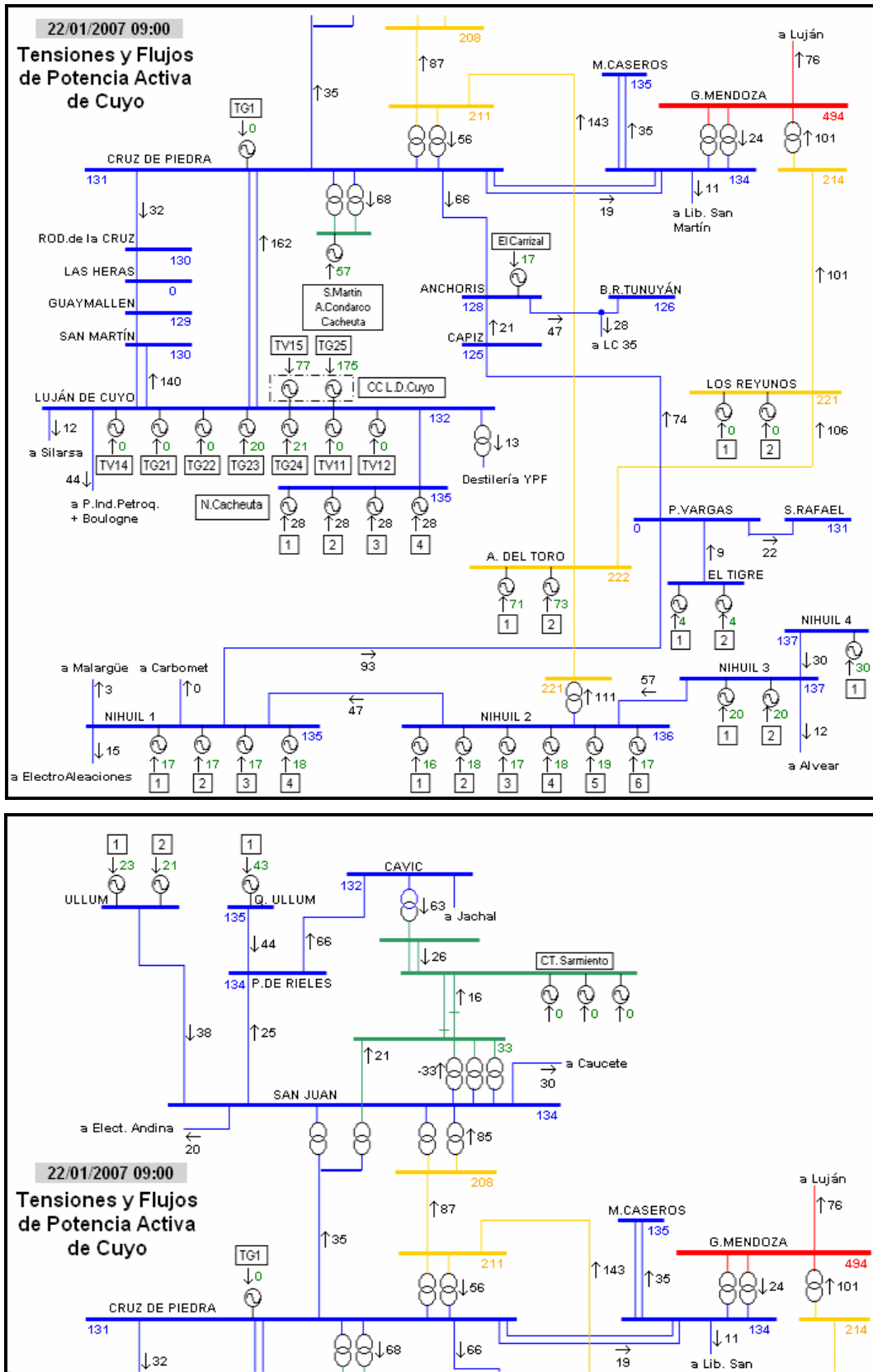


Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, año 2007

Estos flujos de tensiones los podemos observar en el diagrama unificar, donde aparecen:

- Generadores y cantidad generada
- Tipos de líneas (tipo de tensión)
- Flujo de energía
- Centros de consumo y su demanda, conectados al sistema
- Puntos de transformación

G. Diagrama Unifilar de las Zonas Norte, Sur y Centro de Mendoza



Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, año 2007

CAPÍTULO II: SISTEMA INTERCONECTADO - ZONA CUYO

I. Vínculo actual de la región Cuyo al sistema Interconectado

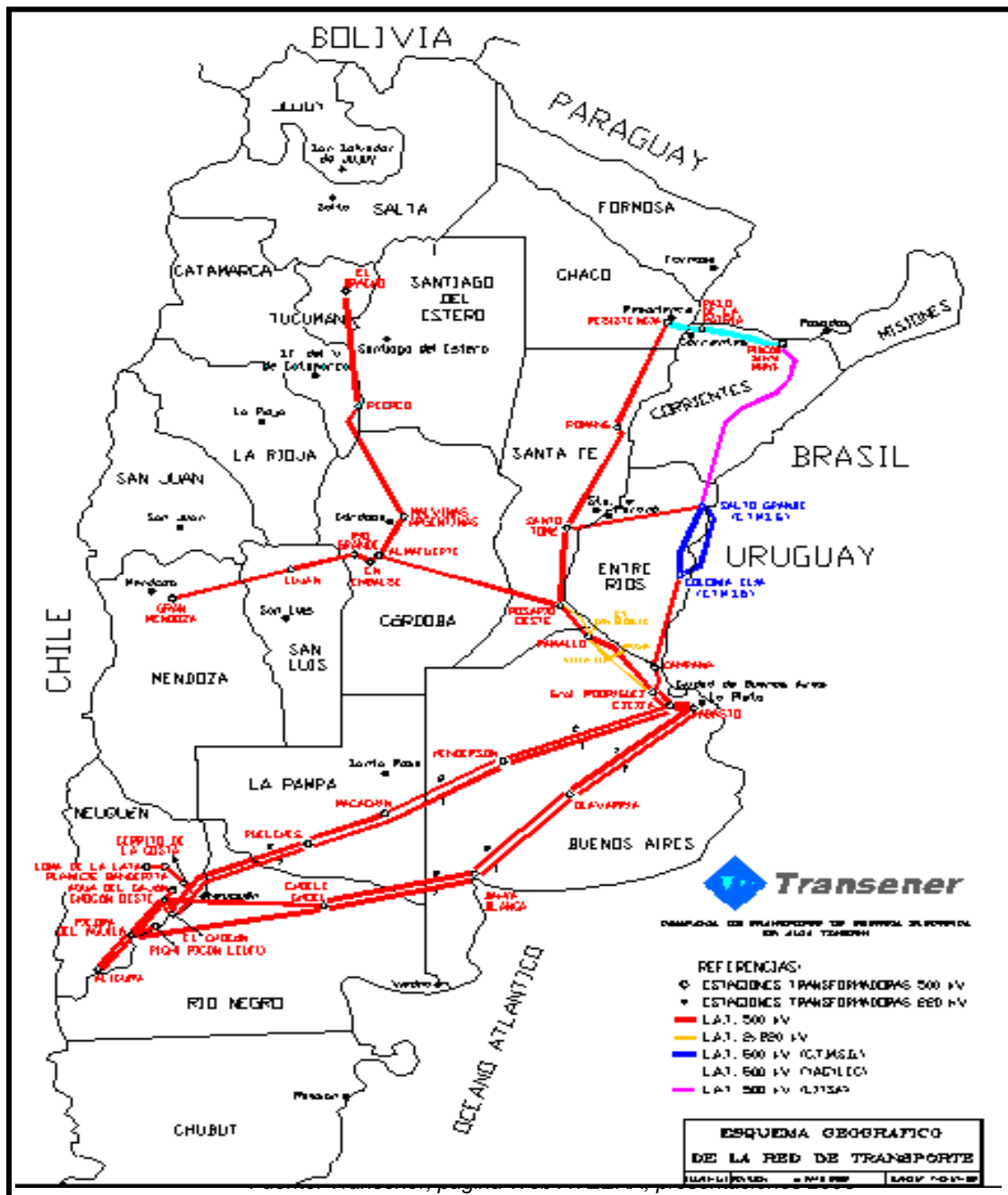
El Sistema Interconectado Nacional es radial, es decir que todos los puntos de generación confluyen al principal centro de consumo que es El Gran Buenos Aires (52% de la demanda nacional). A su vez los centros de generación están ubicados a grandes distancia de la misma, por ejemplo:

- 1200 Km. desde el Comahue. (Provincias Neuquén – Río Negro)
- 1200 Km. desde El Bracho (Provincia de Tucumán)
- 900 Km. desde Yacyreta (Provincia de Corrientes)

Las distancias a recorrer implican un riesgo debido a la posibilidad de tornados que puedan afectar el transporte de las mismas. A su vez las grandes distancias afectan el rendimiento de las líneas debido a las pérdidas de tensión.

Para el caso de la zona Cuyo, la línea de 500 KV que nos conecta con el SADI proviene de la localidad de Almafuerde, provincia de Córdoba. En este tramo se vincula la Central Nuclear Embalse y la Central Hidráulica de Río Grande. Según el comportamiento de la demanda nacional y de la generación disponible (dependiendo de la época del año), el flujo de esta línea puede ir en ambos sentidos.

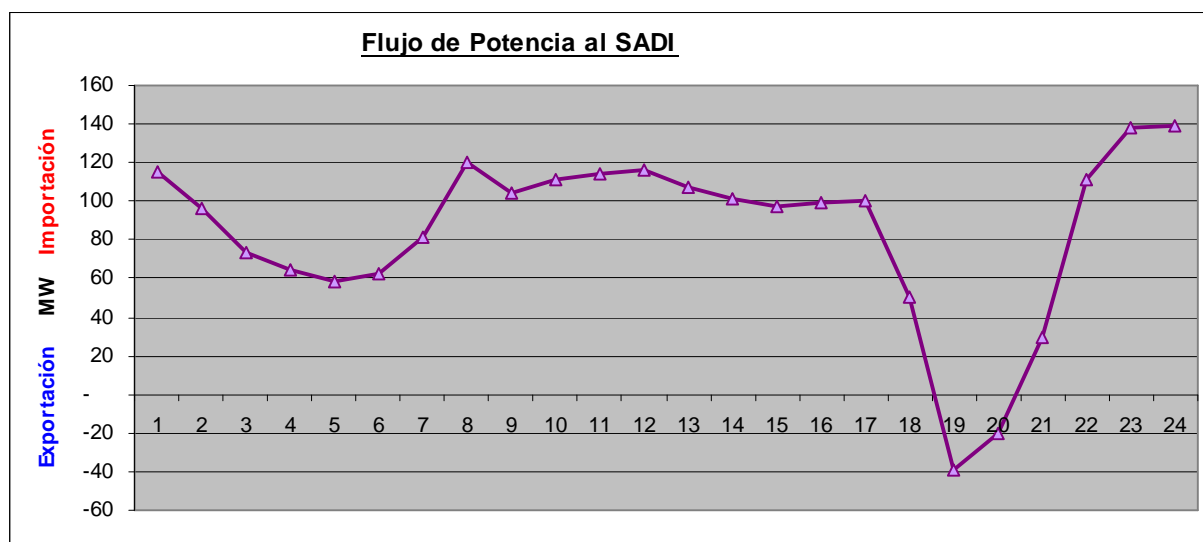
CAMMESA a definido como valor máximo de energía que fluye a la zona Cuyo como el valor que resulta del cociente entre la importación y la demanda puntual de la zona. En el caso de alta importación de la zona cuyo, en la estación transformadora Gran Mendoza se produce una baja de tensión importante, situación que tiene mayores posibilidades de darse en horas de “Resto” en invierno, especialmente ante la indisponibilidad de alguna generación importante.



Flujo de Potencia al SADI

Se consideró, como base de estudio, el mes de Julio (datos del 2006 año hidráulico bueno, datos suministrados por Distrocuyo, considerando el promedio de las horas para cada día durante ese mes) debido a que es un mes con la menor generación hídrica y mayor dependencia del sistema Interconectado. El flujo de carga durante las 24 hs. para dicho mes se comportó de la siguiente manera:

- En la hora pico (19hs-20hs.), la zona Cuyo dejó de importar y ayuda a cubrir la demanda nacional con el aporte de la generación hídrica.
- Durante el resto del día la zona Cuyo recibe energía del sistema Interconectado. Con mayor importación en de 6 a 18 horas (horas Resto)



Fuente: Distrocuyo, planillas suministradas, año 2006

II. Riesgo Eléctrico de la Zona Cuyo

Se considera importante homogenizar conceptos antes de avanzar, por lo tanto, se expone a continuación la definición de riesgo y de incertidumbre, según el informe de Riesgo de CAMMESA período 2006-2008

1. Se define como Riesgo a “la posibilidad de pérdida o lesión; peligro”. Se dice que el Riesgo está presente cuando los eventos futuros ocurren con probabilidad mensurable.
2. Se define como Incertidumbre a un hecho “indefinido, indeterminado”. Se dice que la Incertidumbre está presente cuando la probabilidad de los eventos futuros es indefinida o incalculable.

Indicadores de Riesgo

Los principales indicadores de riesgo que se analizan en las simulaciones son:

- ✓ **Utilización del parque generador:** Se evalúa nivel de exigencia a que es sometido y la reserva disponible.

Año Hidráulicamente		
GWh	Malo - 2004	Bueno - 2006
Térmico	2,569	2,835
Hidráulico	2,455	3,717
TOTAL	5,024	6,552

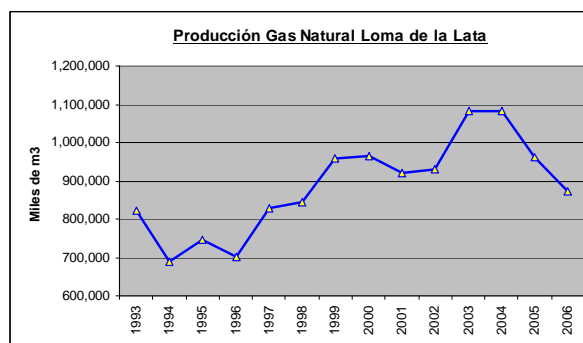
Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

La diferencia en la generación realizada, comparándola entre un año bueno y malo hidráulico fue:

- Térmico: + 10,4 % (incremento de un 5% en la utilización de la potencia instalada)
- Hidráulico: + 51,4 %
- **Total: + 30,4 %**

- ✓ **Consumo de combustible:** Se analizan los requerimientos y la posibilidad de su gestión.

EL abastecimiento de **Gas Natural** proviene de la cuenta neuquina, principalmente del yacimiento Loma de la Lata. Desde la provincia de Neuquén nacen dos gasoductos TGS (con dirección a la prov. de Buenos Aires) y TGN (con dirección a la prov. de Mendoza, San Luis y finalmente termina en el norte de la prov. de Bs. As.) Como parte del análisis de la situación en la provisión de combustible para la generación eléctrica en las centrales térmicas de la zona Cuyo, la tendencia es cada vez más problemático debido a que la producción gasífera del principal yacimiento de la cuenca neuquina viene decayendo en los últimos años. Esto es un riesgo muy alto debido a que el consumo domiciliarios y de GNC va en aumento todos los años, quitando cuota de transporte en meses de invierno para la generación e industria. En el caso de nuestro análisis las centrales térmicas pueden cambiar el tipo de combustible, es decir pasar a Gas Oil o Fuel Oil, pero el abastecimiento de estos combustibles está en una situación de escasez en todo el país, cada año se está importando más gas oil → **crítico**



Fuente: Tablas dinámicas, Secretaría de Energía, , www.energia.mecon.ar, año 2006

La Secretaría de Energía ha definido prioridades en el abastecimiento de gas natural ante una crisis, siendo:

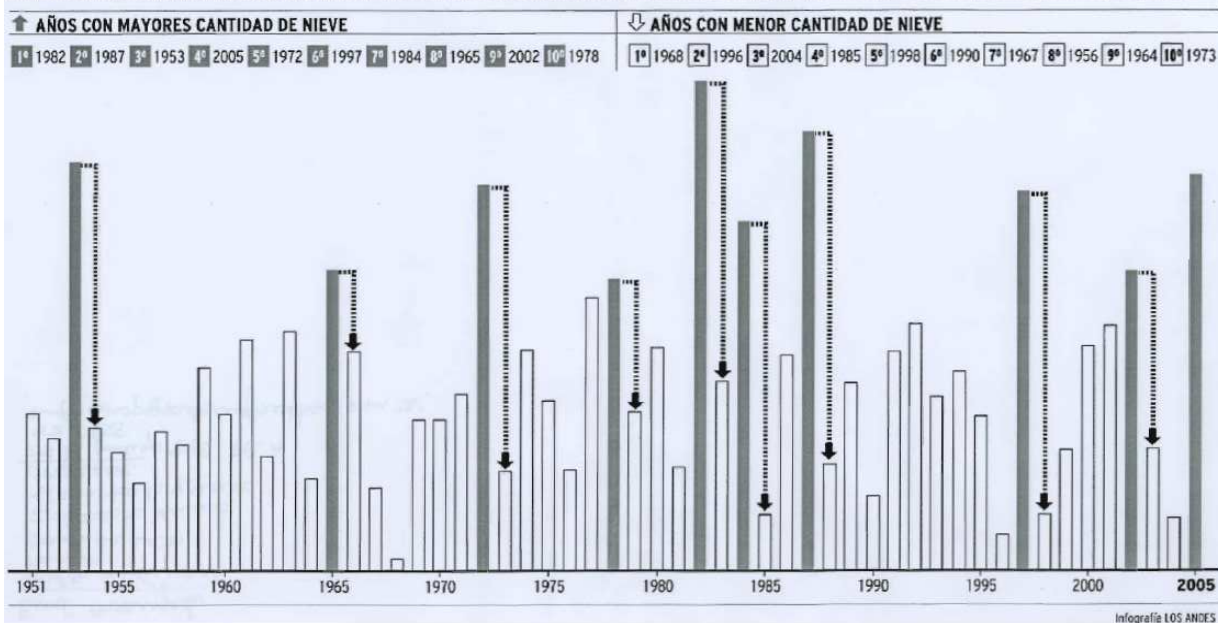
- 1° Consumo domiciliario
- 2° GNC
- 3° Generación Eléctrica
- 4° Industria

Aunque el **agua de los embalses** no es un combustible, pero si es la materia prima para la generación en centrales hidráulica, analizamos la secuencia histórica de las nevadas en cordillera de los Andes. Para ello nos basamos en un artículo del diario Los Andes con fecha 26 de marzo del 2006, con el título “*Un estudio histórico permite pronosticar que este año habrá poca nieve*”:

“..... Los especialistas en meteorología todavía no se animan a arriesgar si en esta temporada habrá resultados tan favorables como los de 2005 (nevó cuatro veces más que en 2004). Sin embargo, según un estudio del Ianigla (Instituto Argentino de Nivología y Glaciología), del Cricyt, las probabilidades estadísticas de que este año tenga niveles similares de precipitaciones níveas son muy escasas. Examinando la serie, se observa que nunca después de un año nevador se produjo uno de características similares. Por el contrario, algunas veces se dieron años denominados “secos” o de escasas precipitaciones de nieve”.

SIEMPRE QUE NEVÓ, PARÓ

Un estudio del Ianigla demuestra que a los inviernos "nevadores" siempre sigue un año seco. Es una serie de más de 50 años, basada en datos de seis estaciones en la montaña. El año pasado fue el cuarto en cantidad de precipitaciones, por lo que este invierno se puede aguardar poca nieve.

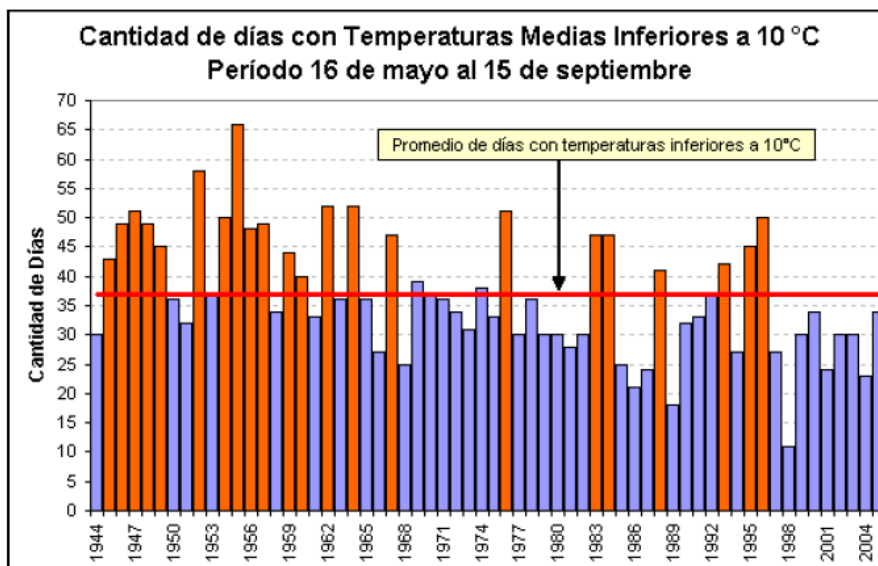


Fuente: Diario Los Andes, 26/03/2006, “Un estudio histórico permite pronosticar que este año habrá poca nieve”.

“...Según los datos del estudio, nunca hubo dos años consecutivos con características positivas similares. Por ejemplo, en 1997 el escurrimiento superó la media en cerca de un 30%. Al año siguiente, Mendoza sufrió lo que sería la última gran crisis hídrica del siglo XX, cuando el escurrimiento estuvo entre 25 y 30 por ciento debajo de la media. En ese año crítico, los agricultores y el Departamento General de Irrigación (DGI) tuvieron muchas dificultades para satisfacer la demanda básica”

Podemos resaltar de este artículo que la dependencia de las nevadas es muy importante para el oasis mendocino y su ciclo es una amenaza muy fuerte a tener en cuenta, ya que los embalses fueron construidos no para la generación eléctrica sino para el uso domiciliario y riego. → crítico

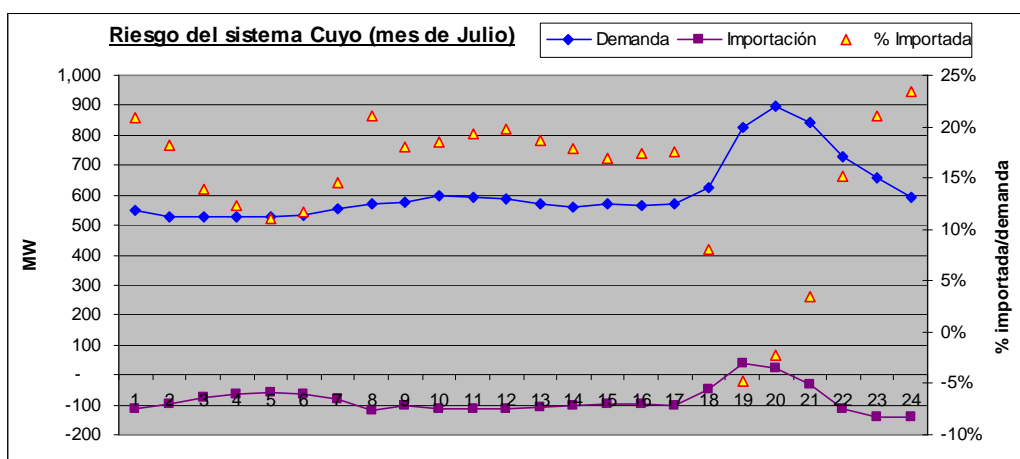
Cabe mencionar que el comportamiento de la **temperatura** media que se ha registrado en la provincia de Buenos Aires (representa el 50% de la demanda nacional) en el período invernal, en los últimos nueve años ha estado por debajo a la media desde 1944. Inviernos más crudos menor disponibilidad de Gas natural para las centrales. En el verano al tener temperaturas mayores, el gas domiciliario para la calefacción queda liberado para la generación eléctrica. → grave



Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, Informe Riesgo 2006-2008, año 2005.

✓ **Energía no suministrada:** Se estima el riesgo de no cubrir la demanda.

Al graficar la demanda de Cuyo versus la cantidad importada del sistema interconectado (SADI), se observa que en la media del mes de julio 2006 (menor generación hidráulica en Cuyo, teniendo en cuenta el promedio de lo demandado y lo importado en cada hora durante los días del mes) los valores porcentuales de dicha importación se mantuvieron dentro de los valores aceptables (menores al 40 %)

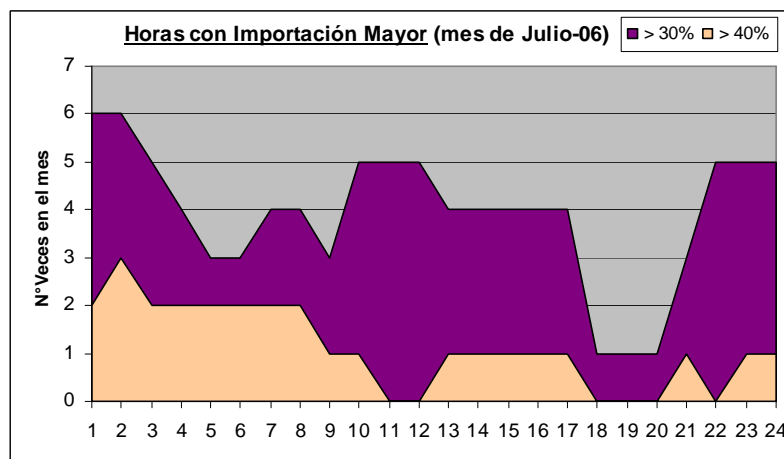


Fuente: Distrocuyo, planillas suministradas, año 2006

Pero al analizar el comportamiento de ese porcentaje durante las 744 horas del mes de julio y se lo clasifica en tres rangos, se obtienen los siguientes valores:

- Inferiores al 30% (no riesgo) Total 650 horas 87.4 %
- Entre 30 y 40 % (riesgo medio) Total 67 horas 9.0 %
- **Superiores al 40% (riesgo) Total 27 horas 3.6 % → crítico**

Siendo las horas más crítica, alto consumo eléctrico, entre las 12 y 18 horas y entre las 20-24 horas, teniendo un riesgo total del orden del 12.6 %



Fuente: Elaboración propia en base a datos suministradas por Distrocuyo, año 2006

La seguridad del sistema Cuyo depende de las centrales de Embalse y Río Grande. Es fundamental que estén disponibles y que aporten en los momentos que son solicitados ya que abastecen la entrada a Cuyo por la línea Almafuerde-Cuyo:

- **Central Nuclear Embalse:** según diario La Nación 09-enero-2007, “.. en menos de un mes quedó dos veces fuera de servicio.... Estas fallas constantes indican que está fallando el mantenimiento preventivo y predictivo de la central” Esta central aporta 648 MW, el 5% de la demanda total del país → **crítico**.
- **Central Hidráulica Río Grande:** Esta central no depende de las precipitaciones en la zona ya que es una central de bombeo, es decir, utiliza su propia agua para turbinarlo en las horas pico de demanda en el SADI (20-23 hs.), que luego en horas de valle es re-bombeado a su embalse.

✓ **Riesgo de Colapso en ciudades importantes ante fallas**

En la figura siguiente se indican las ciudades de más de 100.000 habitantes abastecidas desde DISTROS y su situación actual de riesgo de colapso ante falla simple, como ser salida de línea, entendiendo el colapso como una interrupción instantánea del suministro superior al 70% de su demanda.



Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, Informe Riesgo 2006-2008, año 2005.

Esto se podría evitar si se construye las líneas Gran Mendoza - San Juan (en construcción) y la línea San Rafael – Nihuil IV.

La construcción de esta nueva línea traerá beneficios para la provincia de San Juan, saliendo de su estado crítico, pero situará a la provincia de Mendoza con un mayor riesgo, ya que el balance de energía es el mismo, es decir no estamos aumentando la potencia instalada de la Zona.

✓ **Utilización del Transporte:** Verifica el funcionamiento de la red y el cumplimiento de los límites operativos.

La zona de la red de 500 KV que presentará una alta exigencia es el área Rosario y su vinculación con la región de Centro - Cuyo - NOA, fundamentalmente cuando la Central Nuclear de Embalse se encuentra fuera de servicio, situación que requerirá el uso creciente de Río Grande como compensador sincrónico.

El área Cuyo tiene un límite de seguridad a la importación del 40% de su demanda, situación que puede alcanzarse fundamentalmente en horas en que no se despacha la generación hidráulica o ante indisponibilidad del ciclo combinado de Lujan de Cuyo.

En el caso de alta importación de Cuyo, en la estación transformadora Gran Mendoza se produce una baja de tensión importante, situación que tiene mayores posibilidades de darse en horas de resto en invierno, especialmente ante la indisponibilidad de alguna generación importante, por ej. el Ciclo Combinado de 280 MW de Luján de Cuyo. En dicha estación transformadora hay un reactor de línea relativamente grande (140 MVAR), por lo que alguna de las soluciones posibles serían entre otras, reemplazarlo por un reactor de menor potencia, o dividido entre los extremos de la línea GMZA-LUJAN 500 KV, o instalando capacitores shunt.

Otro riesgo como energía no suministrada ante caída de torres en corredor Comahue-Gran Buenos Aires por tornado, esta falla tornádica en verano provocaría una restricción a la inyección desde Comahue del orden de 2000 MW en el pico, esto provocaría menor importación al corredor Almafuerte – Cuyo, quedando así mas desprotegidos.

III. Proyección de la Demanda

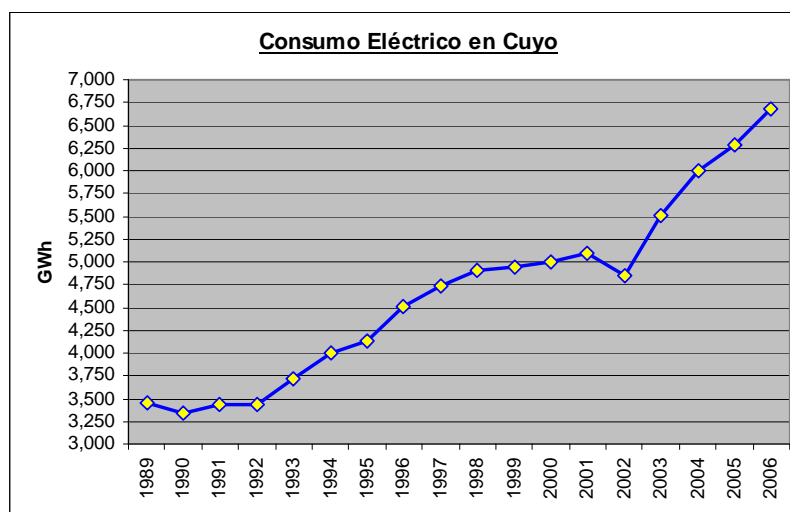
A. Demanda del Sistema Interconectado Cuyo

Valores Máximos y Mínimos

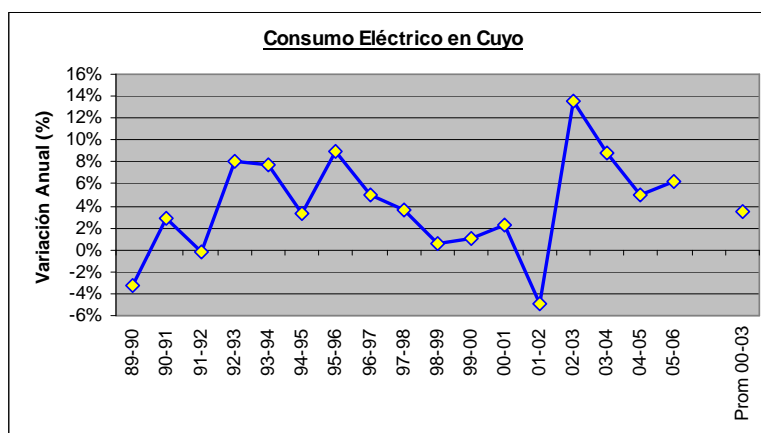
A continuación se observa los consumos históricos de la región Cuyo (valores en GWh), los valores de los años 2004,2005 y 2006 fueron suministrados por Distrocuyo para completar la serie.

MES	AÑO														
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ENE	299	305	297	284	305	360	372	387	420	450	457	439	464	425	489
FEB	301	253	274	277	291	318	337	365	366	359	445	422	549	417	449
MAR	306	281	302	304	314	345	336	373	406	404	462	409	408	403	467
ABR	282	260	269	263	273	302	319	343	383	374	367	386	376	375	410
MAY	280	262	270	275	289	316	326	356	389	385	378	397	411	374	427
JUN	276	265	272	277	293	308	325	358	371	392	398	402	421	398	427
JUL	287	276	283	299	306	324	322	371	395	411	388	425	432	393	439
AGO	279	266	281	292	306	329	342	370	386	412	407	422	429	403	459
SET	277	273	280	280	314	332	335	363	387	406	397	411	411	393	444
OCT	282	288	304	304	329	343	365	393	415	438	414	421	378	415	482
NOV	292	304	288	284	333	353	362	400	402	422	395	409	391	435	490
DIC	297	313	323	298	365	375	397	433	416	456	432	448	431	421	526
TOTAL	3458	3345	3443	3438	3715	4003	4138	4511	4736	4911	4940	4991	5101	4852	5509

Fuente: Distrocuyo, Guía de Referencia del Sistema de Transporte, capítulo 5, año 2004



Fuente: Distrocuyo, Guía de Referencia del Sistema de Transporte, capítulo 5, año 2004



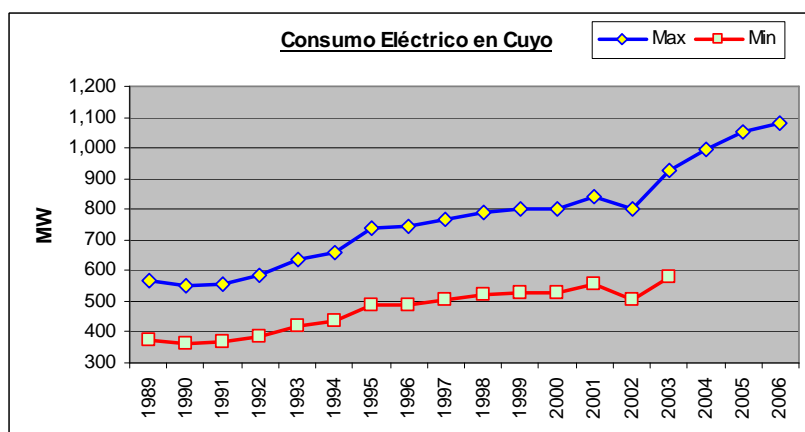
Fuente: Distrocuyo, Guía de Referencia del Sistema de Transporte, capítulo 5, año 2004

Ante la crisis económica del 2001, la variación en el consumo eléctrico en la Zona Cuyo tuvo una fuerte declinación (5%) y una rápida recuperación entre le 2002-2003, siendo el promedio 2000-2003 dentro de los valores normales 3 % anual.

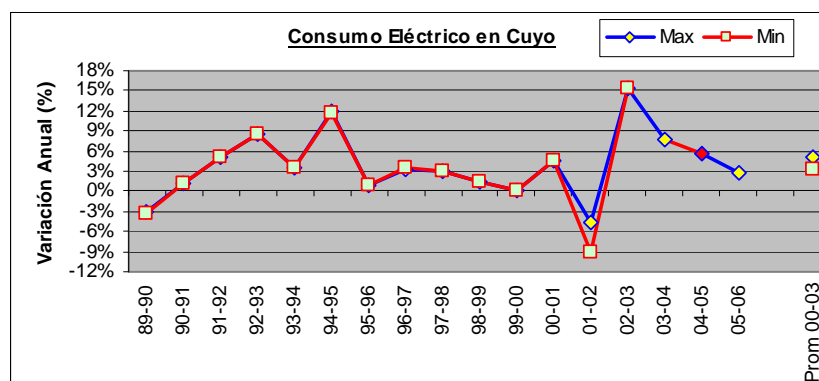
Potencias máximas y mínimas registradas en cada período (MW)

POT.	AÑO														
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1996	1999	2000	2001	2002	2003
MAX.	570	552	558	586	636	659	737	743	768	791	802	803	840	801	924
MIN.	376	364	368	387	420	435	486	490	507	522	529	530	554	504	581

Fuente: Distrocuyo, Guía de Referencia del Sistema de Transporte, capítulo 5, año 2004



Fuente: Distrocuyo, Guía de Referencia del Sistema de Transporte, capítulo 5, año 2004



Fuente: Distrocuyo, Guía de Referencia del Sistema de Transporte, capítulo 5, año 2004

Las variaciones porcentuales de los valores máximos y mínimos registrados siguen el mismo comportamiento.

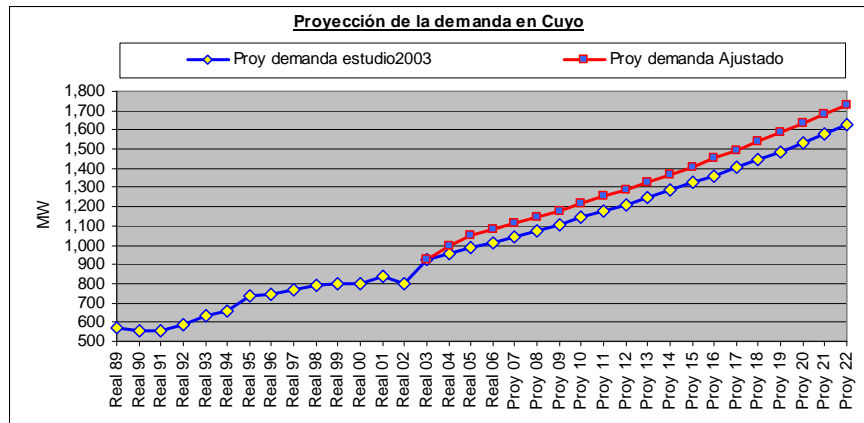
B. Proyección

Según el informe de Distrocuyo "Proyección de la demanda para la zona Cuyo", muestra la tendencia del crecimiento del consumo eléctrico para el período 2004-2012.

Discriminados por Provincias y Región	AÑO									
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
MENDOZA	ENERGIA	3986	4106	4229	4356	4486	4621	4760	4902	5050
	POT. MAX.	743	765	788	811	836	861	887	913	941
	POT. MIN.	520	535	552	568	585	603	621	639	659
SAN JUAN	ENERGIA	1876	1932	1990	2050	2111	2175	2240	2307	2376
	POT. MAX.	214	221	227	234	241	249	256	264	272
	POT. MIN.	150	155	159	164	169	174	179	185	190
CUYO	ENERGIA	5862	6038	6219	6406	6598	6796	7000	7210	7426
	POT. MAX.	957	986	1015	1046	1077	1109	1143	1177	1212
	POT. MIN.	670	690	711	732	754	777	800	824	849

Fuente: Distrocuyo, Guía de Referencia del Sistema de Transporte, capítulo 5, año 2004

Como base de estudio para analizar la situación de la zona Cuyo, se tomaron los valores máximos de potencia estimados (curva azul), a su vez los valores del 2004, 2005 y 2006 fueron actualizados con los reales registrados en cada año. Con ello se trazó la nueva curva de la demanda contemplando el mismo crecimiento, del 3 %, anual tomada en cuenta en el estudio del 2003 de Distrocuyo (curva roja).



Fuente: Elaboración propia en base Distrocuyo, Guía de Referencia del Sistema de Transporte, capítulo 5, año 2004

Para analizar el riesgo que tiene la zona Cuyo con respecto a la capacidad de suministro eléctrico y de la energía que puede ser importada de la línea Almafuerde-Cuyo, se analizaron dos situaciones (ver punto II-A de capítulo I, potencia utilizada):

MW	Año Hidráulicamente		Potencia
	Malo - 2004	Bueno - 2006	Instalada
Térmico	292	324	584
Hidráulico	280	425	907
TOTAL	572	749	1,491

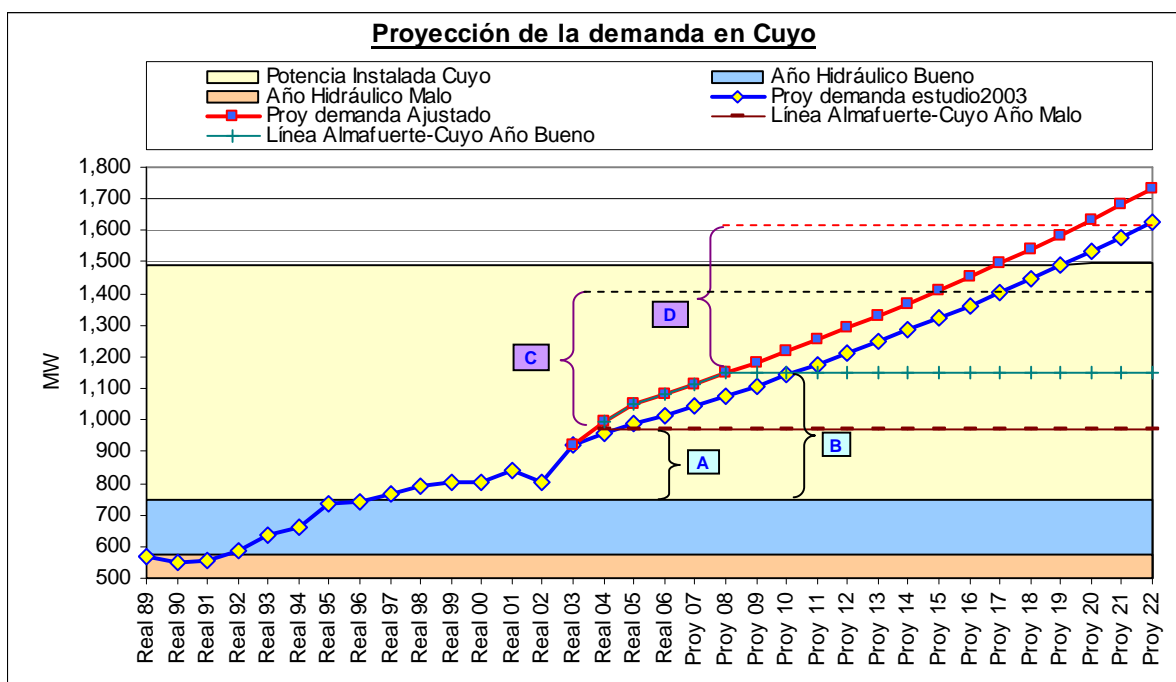
Fuente: Elaboración propia en base, datos CAMMESA, www.cammesa.com, años 2004-2006

Como se puede apreciar en el año 2004 solo fue utilizada el 30% de la potencia instalada hídrica y para el 2006 fue de 47 %. Al graficar los valores totales generados para estos años, como límites máximos (azul) y mínimos (naranja) posibles de comportamiento para el período 2007-2012, frente a la potencia instalada en la zona Cuyo (amarillo)

Luego se elaboran dos líneas más, que sería la potencia transportada en la línea de 500 KV Almafuerde-Cuyo (que tiene un límite de seguridad del 40% de la demanda y una capacidad máxima de 400 MW), en los siguientes escenarios:

- Para un **año hidráulicamente malo**, el rango “A” que representaría el límite de la línea Almafuerde-Cuyo estaría trabajando a su máxima capacidad y no podría haber cubierto la demanda de los años 2005 y 2006 y menos aún la proyección de la misma para los años siguientes. Es decir, con un panorama de pocas nevadas en cordillera y con abastecimiento normal de gas natural para las centrales térmicas de la zona, la línea Comahue-Cuyo cubriría la demanda hasta el año 2015, rango “C”.

- Para un **año hidráulicamente bueno**, el rango “**B**” que representaría el límite de la línea Almafuerte-Cuyo estaría trabajando al límite de su capacidad para el año 2008 y a partir de este año la demanda debería cubrirse con la nueva línea Comahue-Cuyo. Es decir con un panorama con buenas nevadas en cordillera y con abastecimiento normal de gas natural para las centrales térmicas de la zona, la línea Comahue-Cuyo satisfecería la demanda hasta el año 2020, rango “**D**”.



Fuente: Elaboración propia en base a datos(CAMMESA, Distrocuyo, CFEE)

IV. Plan Federal I y II

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) elaboró un plan que contempla todas las obras que se deben realizar en la Argentina con el fin de hacer frente al crecimiento de la demanda y solucionar los riesgos que actualmente enfrenta el sistema eléctrico de nuestro país.

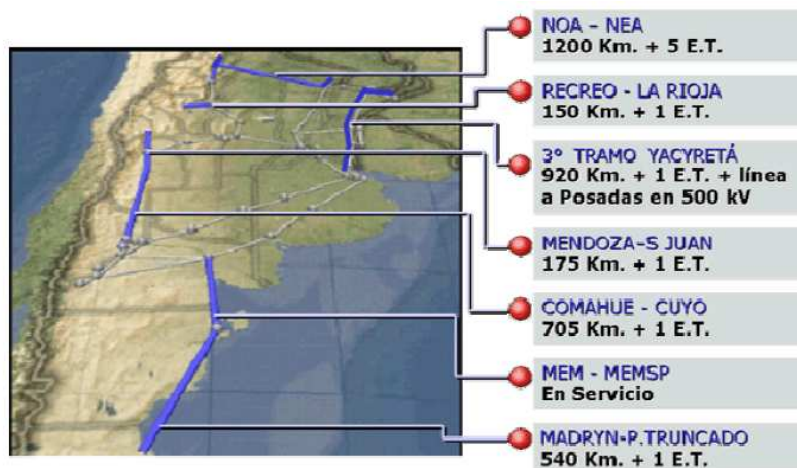
Dentro de este plan se dividió en dos grupos, plan federal I y II, que abarca las obras en línea de alta tensión (500 KV) y las obras en tensiones menores.

A. Plan Federal I – Líneas 500 KV

El objetivo de este plan es modificar el sistema eléctrico cuya forma actual es “radial” (todas las líneas confluyen a la capital federal) a un sistema “mallado”, logrando así una doble vinculación al SADI.

En base a condiciones de elegibilidad y a los flujos previstos para el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), los cuales financiarán las obras elegidas, resultó beneficiada la interconexión:

- Choel – Choel – Puerto Madryn (ya realizadas conexión MEM - MEMSP)
- Puerto Madryn – Pico Truncado
- Yaciretá 3º Línea
- Comahue – Cuyo
- Mendoza- San Juan
- Recreo – La Rioja
- Interconexión NEA - NOA



Fuente: CAMMESA, www.cammsesa.com, Informe Riesgo 2006-2008, año 2005.

Línea Comahue - Cuyo. Características.

- Ingresa al sistema Cuyo 400 MW
- Mejor posición frente a años de baja hidraulicidad.
- Disminuir el riesgo de abastecimiento de la zona de Embalse (línea actual de 500KV)
- Promueve una baja del precio en el resto del país y una mejora en calidad del servicio en Cuyo.

Línea Mendoza – San Juan

- Originalmente operaría en 220 KV dando solución a las limitaciones que existen actualmente al abastecimiento de la provincia de San Juan

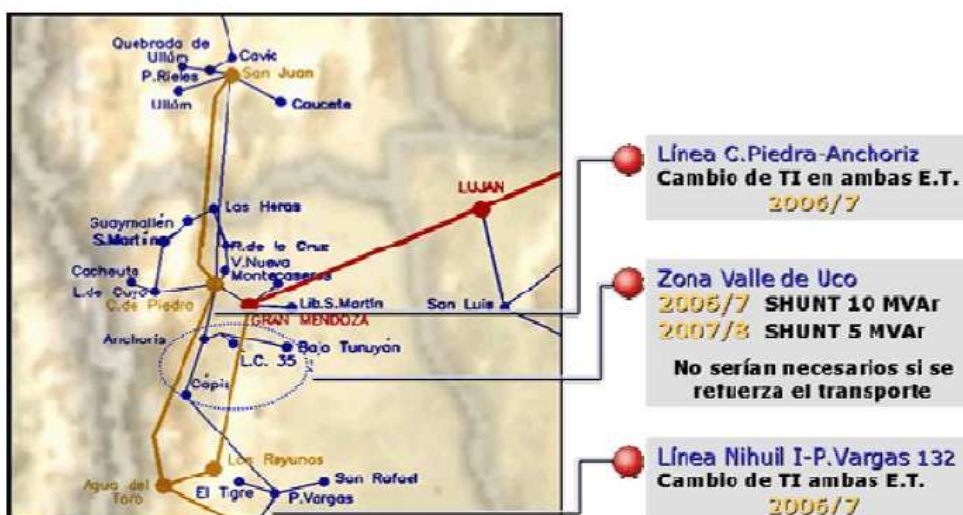
B. Plan Federal II

Dentro de las obras necesarias para la citada problemática se registraron 600 obras, debiéndose clasificar a las mismas en tres grupos de prioridad (A, B y C). Por razones presupuestarias, sólo se contemplará la ejecución de las 109 obras con prioridad "A" (U\$S 700 millones)

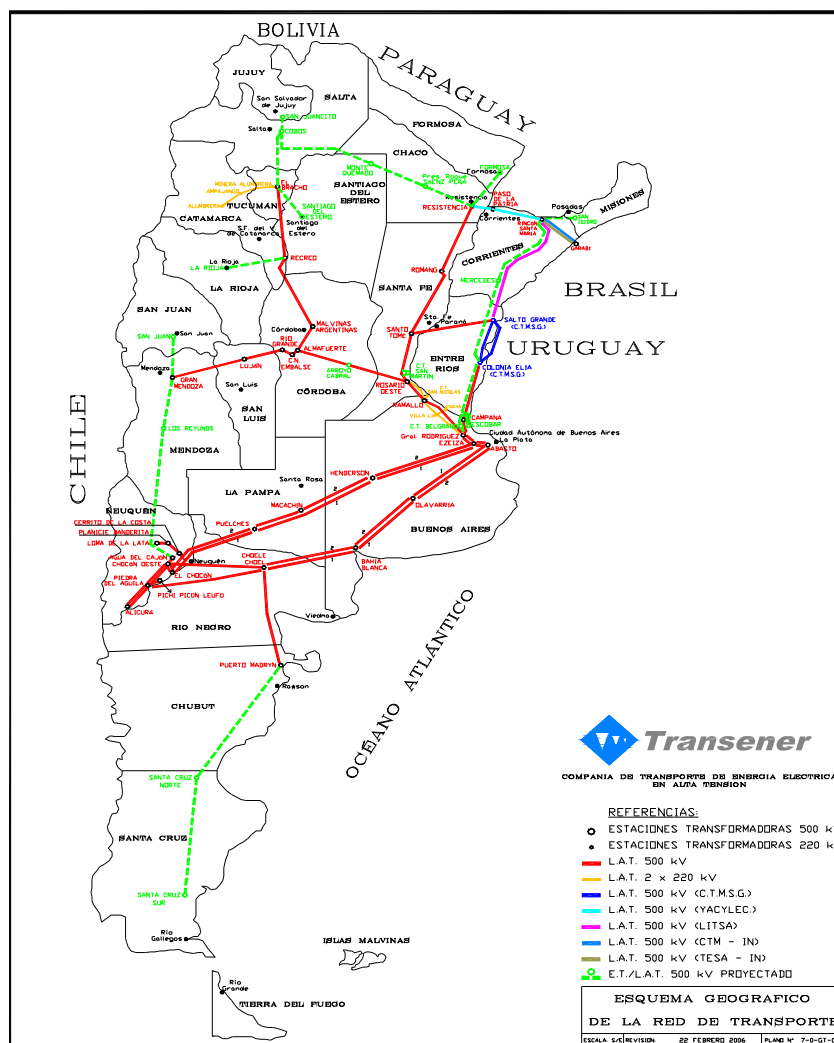
Para la zona Cuyo, dentro de este grupo se encuentran:

- Cambio de Transformadores de intensidad en la actual línea de 132 kV entre Estación Transformadora Cruz de Piedra y Estación Transformadora Anchoris
- Cambio de Transformadores de intensidad en la actual línea de 132 kV entre Estación Transformadora Nihuil I y Estación Transformadora Pedro Vargas
- Compensación shunt adicional (del orden de 10 MVar) en la zona del Valle de Uco (ej.E.T.Capiz y/o Anchoris). En caso de disponerse de un refuerzo de transporte en dicha zona (por ejemplo una vinculación a 220 kV, o una línea de 132 kV Luján de Cuyo- Anchoris, o una línea de 132 kV Gran Mendoza-Bajo Río Tunuyán) esta compensación no sería necesaria.

De no reforzarse el transporte hacia la zona del Valle de Uco, para el verano 2007/08 serían necesarios 5 MVar adicionales en Capacitores shunt



Fuente: CAMMESA, www.cammesa.com, Informe Riesgo 2006-2008, año 2005.



Conclusión

Debido al crecimiento de la demanda y los riesgos de abastecimiento de gas natural y las problemáticas del ciclo de nevadas en cordillera, se vislumbra que las inversiones requeridas por el Plan Federal deben hacerse en el corto plazo, ya que el panorama de la región es muy crítica.

Pero podemos identificar dos cuellos de botella en el Sistema Eléctrico, uno de ellos se produce en la Generación y el otro en el Transporte de energía. En la generación: la producción hidroeléctrica tiene sus límites al depender del agua que corre por los ríos (dependientes de las nevadas y lluvias). Entonces, ante el aumento en el consumo energético se debe recurrir a la otra gran fuente de energía que es la térmica. Este tipo de generación opera principalmente con Gas, justo un insumo crítico, o con fuel oil, un insumo costoso especialmente por el alto precio del petróleo y del dólar caro en nuestro país. En el

transporte: aunque se genere más energía, el problema regional se manifiesta en la saturación de su capacidad de transporte especialmente cuando se importa energía en grandes volúmenes. Hay puntos críticos como la provisión a la provincia de San Juan y ciertas zonas de nuestra provincia. Lo preocupante es que no existen incentivos para incrementar la capacidad de transporte.

Dada esta situación, se pueden sugerir algunas propuestas de solución. Una es ampliar la oferta (construcción de centrales térmicas ¿combustible?, etc.). Otra solución sería por el lado de la demanda, pretendiendo reducir el consumo a través de aumentos de tarifas eléctricas. Como estos incrementos no han logrado moderar el consumo eléctrico, a nivel nacional se ha propuesto también un Plan de Uso Racional de Energía Eléctrica, consistente en cobrar una mayor tarifa en caso de excesos de consumo.

Por lo tanto, el Estado debería fomentar la exploración de nuevos yacimientos gasíferos en la cuenca neuquina y en la cuyana para poder así tener un respaldo de transporte de gas a futuro y de esta forma luego abarcar la ampliación del gasoducto que llega a nuestra región. Y recién allí pensar en un futuro la instalación de una central térmica, pero considerando reglas de juego claras por parte del gobierno, ya que son inversiones que dependen de la confianza en el mantenimiento de los compromisos; es un negocio que requiere fuertes inversiones con costos hundidos (o sea, que no se pueden recuperar si el negocio no funciona).

Creemos que es crucial la construcción de la línea Comahue - Cuyo para abastecer la demanda de la región para los años hídricamente malos.

Otra propuesta sería utilizar los cauces de los ríos cordilleranos, aprovechando sus distintas alturas (desnivel), como generación en micro centrales.

Utilizar la energía del agua del río Mendoza aguas arriba del dique Potrerillos, construyendo represas en los tramos entre Potrerillos y Uspallata y entre Uspallata y Polvareda.

Instalar una central térmica en la zona del Valle de Uco que utilice como combustible el residuo de la poda.

Instalar un parque eólico en la zona de la cuesta del Viento (provincia de San Juan).

Fomentar y explorar nuevos campos (que actualmente no sean utilizados para otra actividad agraria) para la siembra de plantas de colza para la producción de bio-diesel. Esto ayudaría a disponer en el mercado mayor volumen de gas oil y así conseguir una mayor de este combustible para las centrales térmicas.

Bibliografía

- 1- CAMESA, Informe de Riesgo año 2004 y datos página Web
- 2- En Internet, energia.mecon.gov.ar, informe sector eléctrico 2004 y tablas dinámicas 2006
- 3- En Internet, www.indec.mecon.ar, informe Censo 2001
- 4- Distrocuyo SA, Informe Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2004, capítulo 5, Pronóstico de la Demanda
- 5- ATEERA, www.ateera.org.ar, información técnica y de Prensa, año 2006
- 6- En Internet, www.meteofa.mil.ar, índice de precipitaciones
- 7- Diario Los Andes, 26/03/2006, “Un estudio histórico permite pronosticar que este año habrá poca nieve”
- 8- Diario La Nación, 09/01/2006, “Embalse: dos paradas en menos de un mes”
- 9- En Internet, www.deie.mendoza.gov.ar, censo poblacional 2001.