Índice Automatismos E.T. Cruz de Piedra

A-1. DESPEJE AUTOMÁTICO DE DEMANDAS: 2

2. DEFINICIÓN DEL DISPOSITIVO DAD 3
3. INFORMACIÓN ADJUNTA 3
4. CASOS DE ESTUDIO 13
4.1 FALLA DE UNO DE LOS DOS TR 60 MVA O ACTUACIÓN DE LA PSEUDO PROTECCIÓN DE BARRAS. 13
4.1.1 Escenario pre falla 13
4.1.2 Escenario de falla: Salida de un TR. de 60 MVA 13
4.1.3 DAD Requerida 14
4.2 ALTA IMPORTACIÓN DE CUYO Y LA SALIDA DEL CICLO COMBINADO 2 DE CTMSA 19
4.2.1 Escenario pre falla 19
4.2.2 Escenario de Falla: Salida del Ciclo Combinado CTMSA (285 MW) 19
4.2.3 DAD Requerida 19
4.2.4 Tension de la barrra de 132 kV de Cruz de Piedra obtenida de la simulación dinámica. 20
4.2.5 Estudio comparativo disparando demanda en San Juan y anillo EDEMSA 21
4.3 N-1 Ó N-2 DE LA DOBLE TERNA EN 132 KV CRUZ DE PIEDRA – GRAN MENDOZA Ó CRUZ DE PIEDRA – LUJÁN DE CUYO. 25
4.3.1 Escenarios 25
4.3.2 Generación barra Lujan de Cuyo 25
4.3.3 Generación Sistema Sur 26
4.3.4 DAD Requerida 26
4.3.5 Vector de Disparo 31
5. CONCLUSIONES 32

B-1. PSEUDO PROTECCIÓN DE BARRAS: 33

2.CONTINGENCIAS ANALIZADAS: 34
2.1 ESCENARIO PREFALLA N° 1: 34
2.1.1 Simulación con un tiempo de falla en barra de T=160 mseg. 35
2.1.2 Simulación con un tiempo de falla en barra de T=240 mseg. 36
2.2 ESCENARIO PREFALLA N° 2: 36
2.2.1 Simulación con un tiempo de falla en barra de T=220 mseg. 37
2.3 ESCENARIO PREFALLA N° 3: 38
2.3.1 Simulación con un tiempo de falla en barra de T=300 mseg. 39
2.3.2 Falla Monofásica con falla de apertura unipolar del interruptor y posterior apertura tripolar del interruptor en forma definitiva. 39
2.3.3 Falla Monofásica con intento fallido de recierre y posterior apertura tripolar del interruptor en forma definitiva. 40
3. CONCLUSIONES Y ALCANCES DEL MECANISMO: 41
4. ANEXO 1 41
5. TABLA RESUMEN DE LOS ESCENARIOS UTILIZADOS EN LOS ESTUDIOS DINÁMICOS 42

AUTOMATISMOS RESOLUCIÓN 01
DESPEJE AUTOMÁTICO DE DEMANDA (DAD)
E.T. CRUZ DE PIEDRA

A-1. DESPEJE AUTOMÁTICO DE DEMANDAS:

Este estudio analiza las diferentes contingencias típicas a las cuales se puede encontrar sometida la E.T. Cruz de Piedra y el despeje de demanda necesario para restablecer los parámetros del sistema dentro de los límites permitidos por los procedimientos.

Una vez efectuada la DAD, las barras del sistema deben tener sus tensiones dentro de la banda permitida de 1.05 p.u. y 0.95 p.u y no debe presentarse sobrecargas inadmisibles en los transformadores y líneas.

Para cada contingencia se toma el escenario de demanda y generación más severo, esto es escenarios en donde el Sistema Interconectado Cuyo (SIC) es importador. En estados de exportación del SIC, la pérdida de vínculos no requiere DAD debido a la importante generación local.

Los datos de demanda son actualizados anualmente teniendo en cuenta las estimaciones efectuadas por los distribuidores, grandes usuarios, los datos relevados por Distrocuyo S.A. y los pronósticos preparados por la Secretaria de Energía.

Para la simulación de cada caso de estudio se utiliza el programa *Eurostag y PSS/E* con la base de datos de los parámetros eléctricos aprobada por CAMMESA, de líneas, transformadores y bancos de capacitores, como así también la configuración típica del sistema adoptada por Distrocuyo.

Los diferentes despachos de generadores tanto hidráulicos como térmicos considerados en los estudios se resumen en la tabla de *generación típica* (adjuntada en el informe). Los mismos se corresponden con las dos épocas del año considerado (invierno y verano) y los tres periodos horarios de demanda diaria (pico, resto y valle).

2. DEFINICIÓN DEL DISPOSITIVO DAD

Se han evaluado tres condiciones en las cuales es requerida la DAD como recurso imprescindible para evitar el colapso total o parcial de la E.T. Cruz de Piedra.

- **DAD por sobrecarga ante un N-1 de uno de los transformadores de 60 MVA o por actuación de la Pseudo Protección de Barras**
  Ante la detección de la salida de servicio de un transformador de 60 MVA (o la actuación de la pseudo protección de barras) y la sobrecarga del transformador que queda en servicio, se inicia el mecanismo de despeje de demandas.

- **DAD por baja tensión en barra de 132 KV**
  Ante la detección de una tensión 118.8 KV (0.90 p.u.) en barra de 132 KV de Cruz de Piedra, se inicia el mecanismo de despeje. Esta situación puede presentarse en escenarios de alta importación del SIC y pérdida de un módulo de generación importante.

- **DAD ante un N-1 ó N-2 de la doble terna en 132 KV Cruz de Piedra – Gran Mendoza ó Cruz de Piedra – Luján de Cuyo.**
  Ante la detección de un N-1 ó N-2, se inicia el mecanismo de despeje de demandas. Esta DAD se hace necesaria en escenarios de importación del SIC desde el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

3. INFORMACIÓN ADJUNTA

A continuación se adjuntan los datos del sistema utilizados para armar las bases de datos de:

1. Generación Típica
2. Datos de Líneas. Características Generales
3. Datos de Líneas. Parámetros Eléctricos
4. Datos de Líneas. Elementos Limitantes
5. Datos de Transformadores. Parámetros Eléctricos
6. Datos de Transformadores. Regulación por arrollamiento

Distrocuyo S.A.

GENERACION TIPICA

Grupo	Nº	Verano			Invierno	
		Pico	Resto	Valle	Pico	Valle
		MW	MW	MW	MW	MW
ADTOHI0113.2	1	70	70		70	
ADTOHI0213.2	2	70	70		70	
ETGRHI 13.2	1	6	6	6		
ETGRHI 13.2	2	6	6	6		
ULLUHI0113.2	1	20	20	20	20	20
ULLUHI0213.2	2	20	20	20		
LREYHB0113.8	1	112			112	
LREYHB0213.8	2	112				
LDCUCG2111.5	1	21	21		21	
LDCUCG2211.5	2	21	21		21	
LDCUCV1411.5	4	28	28		28	
LDCUCCTG15.8	G	200	200	200	200	200
LDCUCCTV13.8	3	85	85	85	85	85
LDCUTV113,8	1				60	60
LDCUTV1213	2					
LDCUTG2313,8	3	21	21	21	21	21
LDCUTG2413,8	4	21	21	21	21	21
NIH1HI0113.2	1	18	18		18	
NIH1HI0213.2	2	18	18		18	
NIH1HI0313.2	3	18	18		18	
NIH1HI0413.2	4	18	18			
NIH2HI0113.2	1	18	18		18	
NIH2HI0213.2	2	18	18		18	
NIH2HI0313.2	3	18	18		18	
NIH2HI0413.2	4	18	18			
NIH2HI0513.2	5	18	18			
NIH2HI0613.2	6	18	18			
QULLHI0113.2	1	35	35	35		
NIH3HI0113.2	1	20	20		20	
NIH3HI0213.2	2	20	20			
NIH4HI0113.2	1	25	25	25		
CARRIZAL	1 + 2	14	14	14		
CONDARCO	1	13	13	13	9	9
CONDARCO	2	13	13	13		
CONDARCO	3	23	23	23		
CACHEUTA	1	24	24	24	18	18
CACHEUTA	2	24	24	24		
CACHEUTA	3	24	24	24		
CACHEUTA	4	24	24	24		
CUESTA DEL VIENTO	1	6	6	6	4	4

Distrocuyo S.A.

DATOS DE LINEAS AEREAS

TABLA1: Características Generales

Codigo Ident.	LI_ID	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens. nom.	Ramal (1)	Propietario	Puesta E/S	Long. total	Conductores				Hilo guardia		Resist. terreno	Torres			Pot. nat.	Imped. caract.	Const. atenuac.	Const. fase	Vel. prop.
																		Compartida						
Nombre o Nº				Nº	kV	Nº		Fecha	km	Secc. mm^2	Tipo	Material	Nºxfase	Secc. mm^2	Material	ohm x m	Material	Si/No	km	MW	ohm	neper/km	rad/km	km/seg
	583	Los Reyunos	Gran Mendoza	1	220		DISTRO	Sep-85	188,3	435/55		Al-Ac	1	70	Ac.Gal.	500	Metalicas	No	- -	120	402	0,00009	0,00107	294338
	586	Agua del Toro	Cruz de Piedra	1	220		DISTRO	Ene-72	177,9	435/55		Al-Ac	1	70	Ac.Gal.	760	HoAr-Met	No	- -	123	392	0,00010	0,00107	294171
	584	Agua del Toro	Los Reyunos	1	220		DISTRO	Sep-83	43,0	435/55		Al-Ac	1	70	Ac.Gal.	590	Metalicas	No	- -	120	402	0,00009	0,00107	294366
	585	Nihuil II	Agua del Toro	1	220		DISTRO	Ene-72	53,5	435/55		Al-Ac	1	70	Ac.Gal.	490	HoAr-Met	No	- -	123	392	0,00010	0,00107	294171
	589	Cruz de Piedra	San Juan	1	220		DISTRO	Nov-79	171,6	435/55		Al-Ac	1	70	Ac.Gal.	70	HoAr-Met	No	- -	123	392	0,00010	0,00107	294171
	595	Cruz de Piedra	San Juan	1	132		DISTRO	Feb-60	180,2	120/21		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	70	Metalicas	No	- -	39	441	0,00030	0,00110	284634
	598	Lujan de Cuyo	Cruz de Piedra	1	132		DISTRO	Jul-71	18,1	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	389	Metalicas	No	- -	48	359	0,00015	0,00108	292117
	599	Lujan de Cuyo	Cruz de Piedra	2	132		DISTRO	Jul-71	18,1	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	389	Metalicas	No	- -	48	359	0,00015	0,00108	292117
	590	Cruz de Piedra	Gran Mendoza	1	132		DISTRO	Ene-82	22,0	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	739	Ho.Arm.	No	- -	50	350	0,00015	0,00108	291678
	591	Cruz de Piedra	Gran Mendoza	2	132		DISTRO	Ene-82	22,0	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	739	Ho.Arm.	No	- -	50	350	0,00015	0,00108	291678
	615	Gran Mendoza	Montecaseros	1	132		DISTRO	Ene-82	19,1	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	739	Ho.Arm.	No	- -	50	350	0,00015	0,00108	291678
	616	Gran Mendoza	Montecaseros	2	132		DISTRO	Ene-82	19,1	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	739	Ho.Arm.	No	- -	50	350	0,00015	0,00108	291678
	624	Nihuil I	Pedro Vargas	1	132		DISTRO	Dic-58	46,5	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	450	Metalicas	No	- -	44	393	0,00014	0,00107	292691
	623	Pedro Vargas	San Rafael	1	132		DISTRO	Dic-58	15,6	120/21		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	365	HoAr-Met	No	- -	41	430	0,00032	0,00111	282732
	625	Pedro Vargas	Capiz	1	132		DISTRO	Sep-60	122,1	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	345	HoAr-Met	No	- -	44	393	0,00014	0,00107	292691
	622	Capiz	Anchoris	1	132		DISTRO	Sep-60	42,0	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	345	HoAr-Met	No	- -	44	393	0,00014	0,00107	292691
	0	Anchoris	B. Rio Tunuyan	1	132		DISTRO	Nov-76	52,9	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	182	Metalicas	No	- -	47	369	0,00015	0,00108	292240
	603	Cruz de Piedra	Anchoris	1	132		DISTRO	1960	33,5	300/50		Al-Ac	1	50	Ac.Gal.	624	HoAr-Met	No	- -	44	393	0,00014	0,00107	292691

Distrocuyo S.A.

DATOS DE LINEAS AEREAS

TABLA 2: Parámetros eléctricos

Codigo Ident. Nombre o Nº	LI_ID	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tensión nominal	Línea							Reactores de línea					
													Origen			Destino		
						Long total	R (1)	X	B	R0 (1)	X0	B0	Sn	React neutro	Interr.	Sn	React neutro	Interr.
				Nº	kV	km	ohm/km	ohm/km	µs/km	ohm/km	ohm/km	µs/km	MVA	ohm	Si/No	MVA	ohm	Si/No
	583	Los Reyunos	Gran Mendoza	1	220	188,3	0,0746	0,4243	2,6645	0,3258	1,1972	1,9898						
	586	Agua del Toro	Cruz de Piedra	1	220	177,9	0,0746	0,4141	2,7322	0,3259	1,1917	1,8899						
	584	Agua del Toro	Los Reyunos	1	220	43,0	0,0746	0,4243	2,6640	0,3258	1,1972	1,9898						
	585	Nihuil II	Agua del Toro	1	220	53,5	0,0746	0,4141	2,7322	0,3259	1,1971	1,8899						
	589	Cruz de Piedra	San Juan	1	220	171,6	0,0746	0,4141	2,7322	0,3168	1,2032	1,8899						
	595	Cruz de Piedra	San Juan	1	132	180,2	0,2533	0,4360	2,5913	0,4882	1,2995	1,7888						
	598	Lujan de Cuyo	Cruz de Piedra	1	132	18,1	0,1062	0,3754	3,0217	0,2932	1,0788	2,2329						
	599	Lujan de Cuyo	Cruz de Piedra	2	132	18,1	0,1062	0,3754	3,0217	0,2932	1,0788	2,2329						
	590	Cruz de Piedra	Gran Mendoza	1	132	22,0	0,1062	0,3660	3,1056	0,2949	1,0985	1,1371						
	591	Cruz de Piedra	Gran Mendoza	2	132	22,0	0,1062	0,3660	3,1056	0,2949	1,0985	1,1371						
	615	Gran Mendoza	Montecaseros	1	132	19,1	0,1062	0,3660	3,1056	0,2949	1,2949	1,1371						
	616	Gran Mendoza	Montecaseros	2	132	19,1	0,1062	0,3660	3,1056	0,2949	1,2949	1,1371						
	624	Nihuil I	Pedro Vargas	1	132	46,5	0,1109	0,4105	2,7571	0,3369	1,2698	2,0201						
	623	Pedro Vargas	San Rafael	1	132	15,6	0,2656	0,4201	2,6925	0,4670	1,3662	1,6743						
	625	Pedro Vargas	Capiz	1	132	122,1	0,1109	0,4105	2,7571	0,3420	1,2669	1,9683						
	622	Capiz	Anchoris	1	132	42,0	0,1109	0,4105	2,7571	0,3420	1,2669	1,9683						
	0	Anchoris	B. Rio Tunuyan	1	132	52,9	0,1063	0,3862	2,9377	0,3040	1,3493	1,7774						
	603	Cruz de Piedra	Anchoris	1	132	33,5	0,1109	0,4105	2,7571	0,3420	1,2669	1,9683						

DATOS DE LINEAS AEREAS

Distrocuyo S.A.

TABLA3: Elementos limitantes

Periodo estacional Noviembre - Abril (> 25ºC)

Codigo Ident.	LI_ID	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tensión	Conductor		TI origen		TI destino		OP origen		OP destino		Otro		Límite aplicado	
					Nominal	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.				
Nombre o Nº				Nº	kV	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	Detalle	A	Motivo
	583	Los Reyunos	Gran Mendoza	1	220	810	0	1200	10	1000	10	800	0	800	0			800	Bob. OP
	586	Agua del Toro	Cruz de Piedra	1	220	810	0	600	10	800	10	800	0	800	0			660	TI
	584	Agua del Toro	Los Reyunos	1	220	810	0	600	10	500	10	630	0	630	0			550	TI
	585	Nihuil II	Agua del Toro	1	220	810	0	400	10	600	10	630	0	630	0			440	TI
	589	Cruz de Piedra	San Juan	1	220	810	0	300	10	300	10	630	0	630	0			630	Bob. OP
	595	Cruz de Piedra	San Juan	1	132	369	0	250	10	300	10	400	0	400	0			275	TI
	598	Lujan de Cuyo	Cruz de Piedra	1	132	670	0	800	10	800	10	800	0	800	0			670	Cond.
	599	Lujan de Cuyo	Cruz de Piedra	2	132	670	0	800	10	800	10	800	0	800	0			670	Cond.
	590	Cruz de Piedra	Gran Mendoza	1	132	670	0	800	10	800	10	800	0	800	0			670	Cond.
	591	Cruz de Piedra	Gran Mendoza	2	132	670	0	800	10	800	10	800	0	800	0			670	Cond.
	615	Gran Mendoza	Montecaseros	1	132	670	0	600	10	500	10	400	0	400	0			400	Bob. OP
	616	Gran Mendoza	Montecaseros	2	132	670	0	600	10	500	10	400	0	400	0			400	Bob. OP
	624	Nihuil I	Pedro Vargas	1	132	670	0	500	10	500	10	630	0	630	0			550	TI
	623	Pedro Vargas	San Rafael	1	132	369	0	250	10	250	10	630	0	630	0			275	TI
	625	Pedro Vargas	Capiz	1	132	670	0	500	10	500	10	630	0	630	0	500	Interruptor-Capiz	500	Interr.
	622	Capiz	Anchoris	1	132	670	0	300	10	500	10	630	0	630	0			330	TI
	0	Anchoris	B. Rio Tunuyan	1	132	670	0	500	10	250	10	630	0	630	0			275	TI
	603	Cruz de Piedra	Anchoris	1	132	670	0	500	10	500	10	800	0	800	0			550	TI

DATOS DE LINEAS AEREAS

TABLA3: Elementos limitantes

Periodo estacional Mayo - Octubre (≤ 25ºC)

Codigo Ident.	LI_ID	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tensión	Conductor		TI origen		TI destino		OP origen		OP destino		Otro		Límite aplicado	
					Nominal	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.	Nominal	sobrec.				
Nombre o Nº				Nº	kV	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	% (1)	A	Detalle	A	Motivo
	583	Los Reyunos	Gran Mendoza	1	220	900	0	1200	20	1000	20	800	0	800	0			800	Bob. OP
	586	Agua del Toro	Cruz de Piedra	1	220	900	0	600	20	800	20	800	0	800	0			720	TI
	584	Agua del Toro	Los Reyunos	1	220	900	0	600	20	500	20	630	0	630	0			600	TI
	585	Nihuil II	Agua del Toro	1	220	900	0	400	20	600	20	630	0	630	0			480	TI
	589	Cruz de Piedra	San Juan	1	220	900	0	300	20	300	20	630	0	630	0			360	TI
	595	Cruz de Piedra	San Juan	1	132	410	0	250	20	300	20	400	0	400	0			300	TI
	598	Lujan de Cuyo	Cruz de Piedra	1	132	740	0	800	20	800	20	800	0	800	0			740	Cond.
	599	Lujan de Cuyo	Cruz de Piedra	2	132	740	0	800	20	800	20	800	0	800	0			740	Cond.
	590	Cruz de Piedra	Gran Mendoza	1	132	740	0	800	20	800	20	800	0	800	0			740	Cond.
	591	Cruz de Piedra	Gran Mendoza	2	132	740	0	800	20	800	20	800	0	800	0			740	Cond.
	615	Gran Mendoza	Montecaseros	1	132	740	0	600	20	500	20	400	0	400	0			400	Bob. OP
	616	Gran Mendoza	Montecaseros	2	132	740	0	600	20	500	20	400	0	400	0			400	Bob. OP
	624	Nihuil I	Pedro Vargas	1	132	740	0	500	20	500	20	630	0	630	0			600	TI
	623	Pedro Vargas	San Rafael	1	132	410	0	250	20	250	20	630	0	630	0			300	TI
	625	Pedro Vargas	Capiz	1	132	740	0	500	20	500	20	630	0	630	0	500	Interruptor-Capiz	500	Interr.
	622	Capiz	Anchoris	1	132	740	0	300	20	500	20	630	0	630	0			360	TI
	0	Anchoris	B. Rio Tunuyan	1	132	740	0	500	20	250	20	630	0	630	0			300	TI
	603	Cruz de Piedra	Anchoris	1	132	740	0	500	20	500	20	800	0	800	0			600	TI

Distrocuyo S.A.

DATOS DE TRANSFORMADORES

TABLA 1: Parámetros eléctricos

Codigo Ident. Nombre o Nº	TR_ID	Estación Transf.	Trafo Marca	Trafo Nº	Ramal (*) Nº	Potencia Arr. 1 MVA (1)	Potencia Arr. 2 MVA (2)	Potencia Arr. 3 MVA (3)	Tensión nom.de red Arr. 1 kV (1)	Tensión nom.de red Arr. 2 kV (2)	Tensión nom.de red Arr. 3 kV (3)	Conexión Tipo	Nº arroll.	Tipo (4)	Tipo (5)	Pérd. vacio kW	Sat (6) p.u.	Reactancia Directa (*) X 1-2 % (7)	Reactancia Directa (*) X 1-3 % (7)	Reactancia Directa (*) X 2-3 % (7)	React. Homopolar (**) X0 1-2 % (7)	React. Homopolar (**) X0 1-3 % (7)	React. Homopolar (**) X0 2-3 % (7)
	779	ANCHORIS	T.T.E.	25203		30	30	10	132	69	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		A			4,20	18,20	12,33	-2,19	5,76	5,34
	780	ANCHORIS	T.T.E.	25202		30	30	10	132	69	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		A			4,23	18,46	12,56	-2,27	5,86	5,44
	782	B. RIO TUNUYAN	MIRON	16388		30	30	20	132	69	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		A			4,24	19,17	13,60	-2,73	6,33	5,91
	783	B. RIO TUNUYAN	MIRON	32580		30	30	20	132	69	13,8	YNy0/YNd11/Ynd1	3		A			4,61	19,55	13,61	-2,44	6,36	5,89
	781	B. RIO TUNUYAN	CEGELEC	4400		10	10		66	13,2		Dy11	2		T			10,00			8,50		
	784	CAPIZ	C.G.E.	13510		20	20	6,6	132	69	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		T			13,37	20,91	5,75	8,11	3,26	1,92
	785	CAPIZ	C.G.E.	13511		20	20	6,6	132	69	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		T			13,32	20,91	5,75	8,07	3,25	1,92
	132	CRUZ DE PIEDRA	MARELLI	30029		60	60	50	132	69	13,8	YNy0/YNd5/YNd5	3		T			11,75	18,60	7,53	6,01	3,98	2,80
	135	CRUZ DE PIEDRA	MARELLI	30030		60	60	50	132	69	13,8	YNy0/YNd5/YNd5	3		T			11,75	18,60	7,53	6,01	3,98	2,80
	131	CRUZ DE PIEDRA	ACEC	20783		150	150	50	220,4	138,1	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		A			6,55	20,85	17,40	-2,59	8,16	7,50
	134	CRUZ DE PIEDRA	SIAM	13865		150	150	50	220,7	138	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		A			7,54	34,32	24,43	-4,96	11,37	10,62
	133	CRUZ DE PIEDRA	CEGELEC	5441		15	15		13,8	13,8		YNd11	2		T			9,50			8,08		
	786	MONTECASEROS	T.T.E.	25204		30	30	30	132	69	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		A			4,29	18,74	13,51	-2,65	6,29	5,87
	787	MONTECASEROS	T.T.E.	25205		30	30	30	132	69	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		A	20,668		4,27	18,64	13,5	-2,66	6,29	5,86
	551	LUJAN DE CUYO	TOSHIBA	A97052		40	10	30	132	34,5	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		T			11	17	6	6,10	3,25	2,15
	552	LUJAN DE CUYO	TOSHIBA	A97052		40	10	30	132	34,5	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		T			11	17	6	6,10	3,25	2,15
	548	LUJAN DE CUYO	SIAM	13913		15	15		132	13,8		YNd11	2		T			10,01			8,51		
	549	LUJAN DE CUYO	T.T.E.	30281		15	15		132	13,2		YNd11	2		T	13,432		13,24			11,25		
	550	LUJAN DE CUYO	T.T.E.	30282		15	15		132	13,2		YNd11	2		T			13,61			11,57		

(*) Valores de placa de secuencia directa

(**) Valores homopolares de la estrella equivalente calculados a partir de la secuencia directa

DATOS DE TRANSFORMADORES

TABLA 1: Parámetros eléctricos

	394	SAN JUAN	SIAM	12097		150	165	70	220	138	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3	T.C	A			13,83	19,72	9,29	6,88	4,87	3,49
	395	SAN JUAN	MIRON	18779		30	30	20	132	34,8	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3	T.C	T			10,2	17,93	5,46	5,70	2,97	1,95
	396	SAN JUAN	CEGELEC	10901		30	30	20	132	34,5	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3	T.C	T			11	17	6	6,10	3,25	2,15
	397	SAN JUAN	T.T.E.	35231		30	30	20	132	34,5	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3	T.C	T			10,23	18,21	6,18	5,40	3,29	2,27
	399	SAN JUAN	S.W.	80379		15	15		132	34,5		YNy0	2	T.C	T			11,93			10,14		
	398	SAN JUAN	C.G.E.	14052		30	30		132	132		YNy0	2	T.C	A			1,75			1,49		
		SAN JUAN	SIAM	S/DATO		15	10	15	132	34,5	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		T			11	17	6,7	5,79	3,57	2,47
		SAN JUAN	ZAPOROZH	155892		150	165	70	220	138	13,8	YNy0/YNd11/Ynd11	3		A			13	9,9	4,6	8,33	2,72	1,42

(*) Solo en los casos que la E.T. Sea ficticia,definir con un N° el ramal a que pertenece.

Utilizar el mismo N° para todos los equipos que formen parte del del ramal (lineas, cables, trafos, etc)

(1) Arrollamiento de mayor tensión.

(2) Arrollamiento de tensión media.

(3) Arrollamiento de menor tensión.

(4) Trifásico Acorazado (TA), Trifásico de columnas (TC) oBanco (B).

(5) Trafo (T) o Autotrafo (A).

(6) Tensión del codo de saturación (en p.u. De la tensión nominal del arrollamiento 1).

(7) En % de los valores nominales del arrollamiento 1

DATOS DE TRANSFORMADORES

TABLA 2: Datos y regulación por arrollamiento

Codigo Ident.	TR_ID	Estación Transf.	Trafo		Arrollamiento 1										Arrollamiento 2										Arrollamiento 3									
					Topes							P.tierra (8)		Corr.	Topes							P.tierra (8		Corr.	Topes							P.tierra (8		Corr.
Nombre o Nº					Tipo	Cant.	Actual		V_{nom}	V_{max}	V_{min}	R	X	nom.	Tipo	Cant.	Actual		V_{nom}	V_{max}	V_{min}	R	X	nom.	Tipo	Cant	Actual		V_{nom}	V_{max}	V_{min}	R	X	nom.
			Marca	Nº	(1)	(2)	(3)	(4)	kV (5)	kV (6)	kV (7)	ohm	ohm	A	(1)	(2)	(3)	(4)	kV (5)	kV (6)	kV (7)	ohm	ohm	A	(1)	(2)	(3)	(4)	kV (5)	kV (6)	kV (7)	ohm	ohm	A
	779	ANCHORIS	T.T.E.	25203	C	21			132	138,6	112,2			131,4					69					251,3					13,8					418,9
	780	ANCHORIS	T.T.E.	25202	C	21			132	138,6	112,2			131,4					69					251,3					13,8					418,9
	782	B. RIO TUNUYAN	MIRON	16388	C	21			132	138,6	112,2			131,4					69					251,3	V	5	3	3	13,8	14,6	13,2			837,7
	783	B. RIO TUNUYAN	MIRON	32580	C	31			132	145,2	112,2			131,4					69					251,3	V	5	3	3	13,8	14,5	13,1			837,7
	781	B. RIO TUNUYAN	CEGELEC	4400	C	17			66	73,0	59,0			87,6					13,8					418,9										
	784	CAPIZ	C.G.E.	13510	C	19			132	145,8	118,3			87,6					69					167,5					13,8					276,5
	785	CAPIZ	C.G.E.	13511	C	19			132	145,8	118,3			87,6					69					167,5					13,8					276,5
	132	CRUZ DE PIEDRA	MARELLI	30029	V	5	2	2	132	138,6	125,4			262,7	V	5	3	3	69	72,5	65,6			502,6					13,8					2094,3
	135	CRUZ DE PIEDRA	MARELLI	30030	V	5	2	2	132	138,6	125,4			262,7	V	5	3	3	69	72,5	65,6			502,6					13,8					2094,3
	131	CRUZ DE PIEDRA	ACEC	20783	C	21			220,4	236,3	192,5			393,4	V	5	3	3	138	145,7	130,4			627,8					13,8					2094,3
	134	CRUZ DE PIEDRA	SIAM	13865	C	21			220,7	236,3	191,9			392,9					138					628,3	V	5			13,8	14,6	13,01			2094,3
	133	CRUZ DE PIEDRA	CEGELEC	5441	C	23			13,8	15,2	12,3			628,3					13,8					628,3										
	786	MONTECASEROS	T.T.E.	25204	C	21			132	138,6	112,2			131,4					69					251,3					13,8					1256,6
	787	MONTECASEROS	T.T.E.	25205	C	21			132	138,6	112,2			131,4					69					251,3					13,8					1256,6
	551	LUJAN DE CUYO	TOSHIBA	A97052	C	11			132	138,6	122,1			175,2	V	5	3	3	34,5	36,2	32,7			167,5					13,8					1256,6
	552	LUJAN DE CUYO	TOSHIBA	A97052	C	11			132	138,6	122,1			175,2	V	5	3	3	34,5	36,2	32,7			167,5					13,8					1256,6
	548	LUJAN DE CUYO	SIAM	13913	C	21			132	138,6	112,2			65,7					13,8					628,3										
	549	LUJAN DE CUYO	T.T.E.	30281	C	17			132	138,6	112,2			65,7					13,8					628,3										
	550	LUJAN DE CUYO	T.T.E.	30282	C	17			132	138,6	112,2			65,7					13,8					628,3										

DATOS DE TRANSFORMADORES

TABLA 2: Datos y regulaión por arrollamiento

	394	SAN JUAN	SIAM	12097	C	16			220	254,2	197,2			394,1					138					691,1
	395	SAN JUAN	MIRON	18779	C	31			132	145,2	105,6			131,4	V	5	3	3	34,5	36,225	32,775			502,6
	396	SAN JUAN	CEGELEC	10901	C	19			132	138,6	105,6			131,4	V	5	3	3	34,5	36,225	32,775			502,6
	397	SAN JUAN	T.T.E.	35231	C	19			132	137,3	113,5			131,4	V	5	3	3	34,5	36,225	32,775			502,6
	399	SAN JUAN	S.W.	80379	C	17			132	140,8	105,6			65,7					34,5					251,3
	398	SAN JUAN	C.G.E.	14052	C	25			132	151,8	112,2			131,4					132					131,4
		SAN JUAN	SIAM	S/DATO	C	21			132	139,9	113,5			131,4					132					131,4
		SAN JUAN	ZAPOROZH	155892	C	16			220	254,2	197,2			394,0					138					693

(1) En Vacio (V) o en Carga (C).

(2) N° total de topes

(3) Para Regulación en Vacio, indicar tope actual de invierno.

(4) Para Regulación en Vacio, indicar tope actual de verano.

(5) Tensión nominal del arrollamiento.

(6) Tensión Máxima del arrollamiento (c/Tope externo).

(7) Tensión Minima del arrollamiento (c/Tope externo).

(8) Puesta a tierra del neutro.

4. CASOS DE ESTUDIO

En función de la *Definición del Dispositivo DAD*, se estudian los siguientes casos:

4.1 Caso Nº 1: Falla de uno de los dos transformadores (60 MVA) o actuación de la Pseudo Protección de Barras.

4.2 Caso Nº 2: Alta importación del sistema Cuyo y la salida del ciclo combinado de CTMSA (285 MW).

4.3 Caso Nº 3: N-1 ó N-2 de la doble terna en 132 KV Cruz de Piedra – Gran Mendoza ó Cruz de Piedra – Luján de Cuyo.

4.1 Falla de uno de los dos TR 60 MVA o actuación de la Pseudo Protección de Barras.

Se simulará la falla de uno de los Transformadores de la E.T. Cruz de Piedra, en un estado de carga inicial del 93% cada uno para un escenario de pico de invierno. La falla de un TR es equivalente a la actuación de la Pseudo Protección de Barras ya que este caso también queda solo un TR en servicio.

4.1.1 Escenario pre falla

Escenario: Pico de Invierno
Transformador Nº1: 55.8 MVA
Transformador Nº2: 55.8 MVA
Demanda Cuyo: 796 MW
Generación Local: 888 MW
Barra de 132 KV CdP: 133.6 KV (1.012 p.u.)
Exportación de potencia *activa* del SADI: 55 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 139 MVAr

4.1.2 Escenario de falla: Salida de un TR. de 60 MVA

Transformador en servicio: 114.5 MVA
Demanda Cuyo: 796 MW
Generación Local: 888 MW
Barra de 132 KV CdP: 133.32 KV (1.010 p.u.)
Exportación de potencia *activa* del SADI: 55 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 140 MVAr

Se observa una sobrecarga del 90.8 % sobre la potencia nominal de 60 MVA del TR en servicio.

4.1.3 DAD Requerida

La salida en 66 KV a Godoy Cruz no será considerada como una demanda factible de despejar, ya que se cuenta con la central Condarco aguas abajo y si se abre éste vínculo se perdería la generación de Condarco.

El mecanismo DAD censa la potencia aparente de cada transformador en el nivel de 132 KV. También se censa la potencia aparente de cada salida de 66 KV. Con estos datos ante la fuera de servicio de un TR se puede calcular la demanda a despejar como la diferencia de la potencia aparente entregada por ambos transformadores en niveles de 132 KV menos 60 MVA (potencia de un solo TR).

El vector de demanda a despejar se compone con la potencia aparente censada en cada salida de 66 KV, excepto la salida a Godoy Cruz debido a lo antes explicado. La demanda en 13.2 KV no se considera para el despeje ya que la misma es alimentada por un solo transformador y habría que introducir una lógica que detecte si el transformador fallado es el que lleva la carga de 13.2 KV o no, además normalmente la carga por 13.2 KV es de valores relativamente pequeños. La demanda de 13.2 KV si es contemplada como una parte del total de demanda alimentada por los transformadores antes de la falla al censar la potencia aparente de cada máquina en nivel de 132 KV. También al censar directamente la potencia aparente de cada TR en nivel de 132 KV, puede independizarse del sentido del flujo de la línea a Godoy Cruz, tanto en activo como en reactivo.

La doble terna a Rodeo del Medio debe ser tratada conjuntamente, ya que si no se abren ambas ternas, no se despejaría demanda.

Este despeje de demanda es equivalente al que se debe realizar ante la actuación de la protección de barras de 132 KV, ya que queda también un solo transformador en servicio.

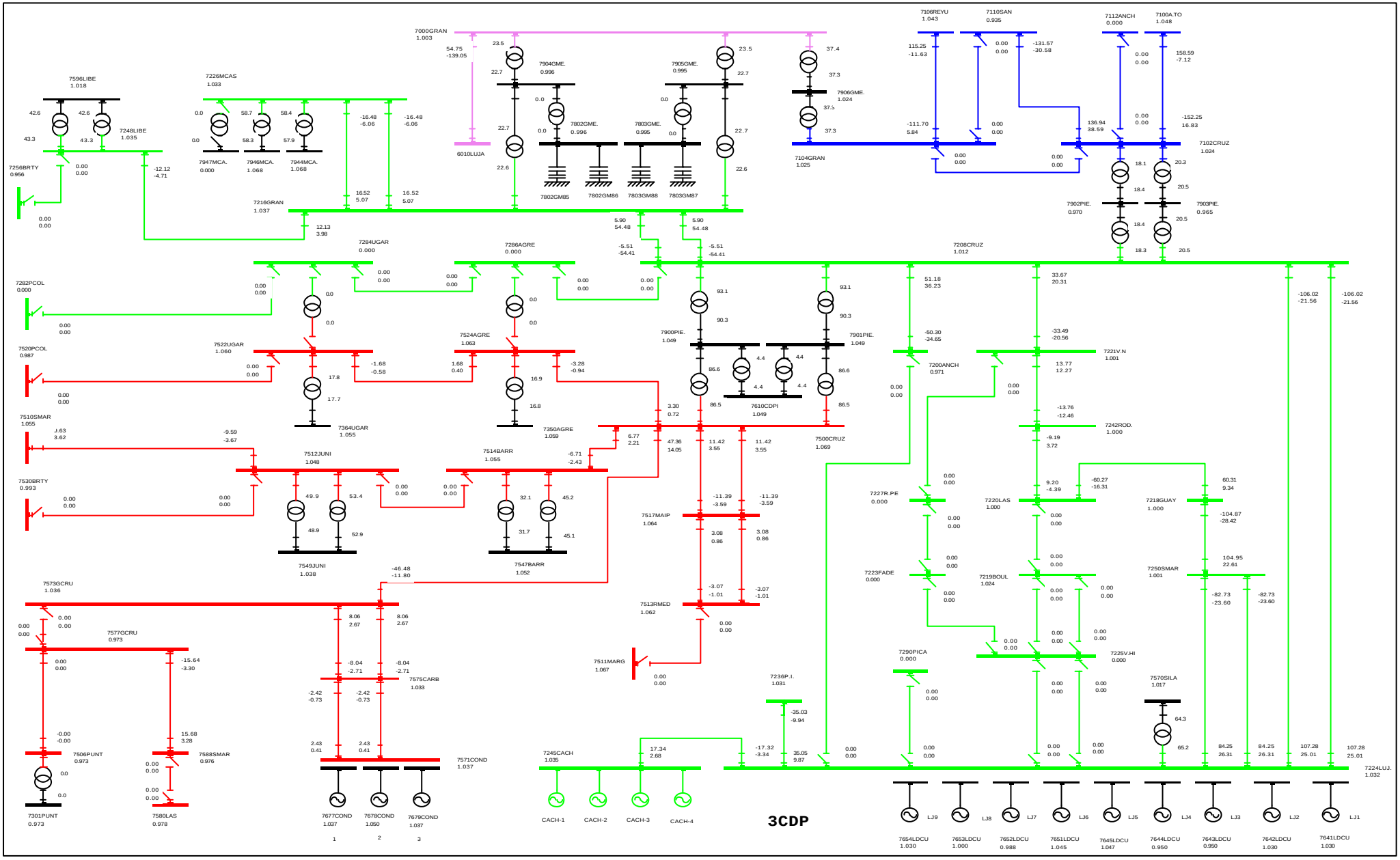
Para llevar a cabo esta DAD se debe detectar la apertura de un transformador de 60 MVA con la condición de que la suma de la potencia aparente erogada por los transformadores en nivel de 132 KV sea mayor a 60 MVA.

En éste escenario, para restablecer la carga del TR en servicio a valores nominales se abren las siguientes líneas de 66 KV, que alimentan demanda en forma radial:

CdP – Rodeo del Medio 1 y 2	22.8 x 7.7 [MW ; MVAr]
CdP – Barriales	6.8 x 2.2 [MW ; MVAr]
CdP – Ugarteche	3.3 x 0.7 [MW ; MVAr]
CdP – YPF	19 x 6.2 [MW ; MVAr]
Total corte:	52 x 16.8 [MW ; MVAr]
	54.6 MVA

Transformador en servicio: 55.8 MVA
Demanda Cuyo: 744 MW
Generación Local: 888 MW
Barra de 132 KV CdP: 134.38 KV (1.018 p.u.)
Exportación de potencia *activa* del SADI: 107 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 142 MVAr

Con esto se logra que el transformador que queda en servicio llegue al 93 % de su potencia nominal de 60 MVA.

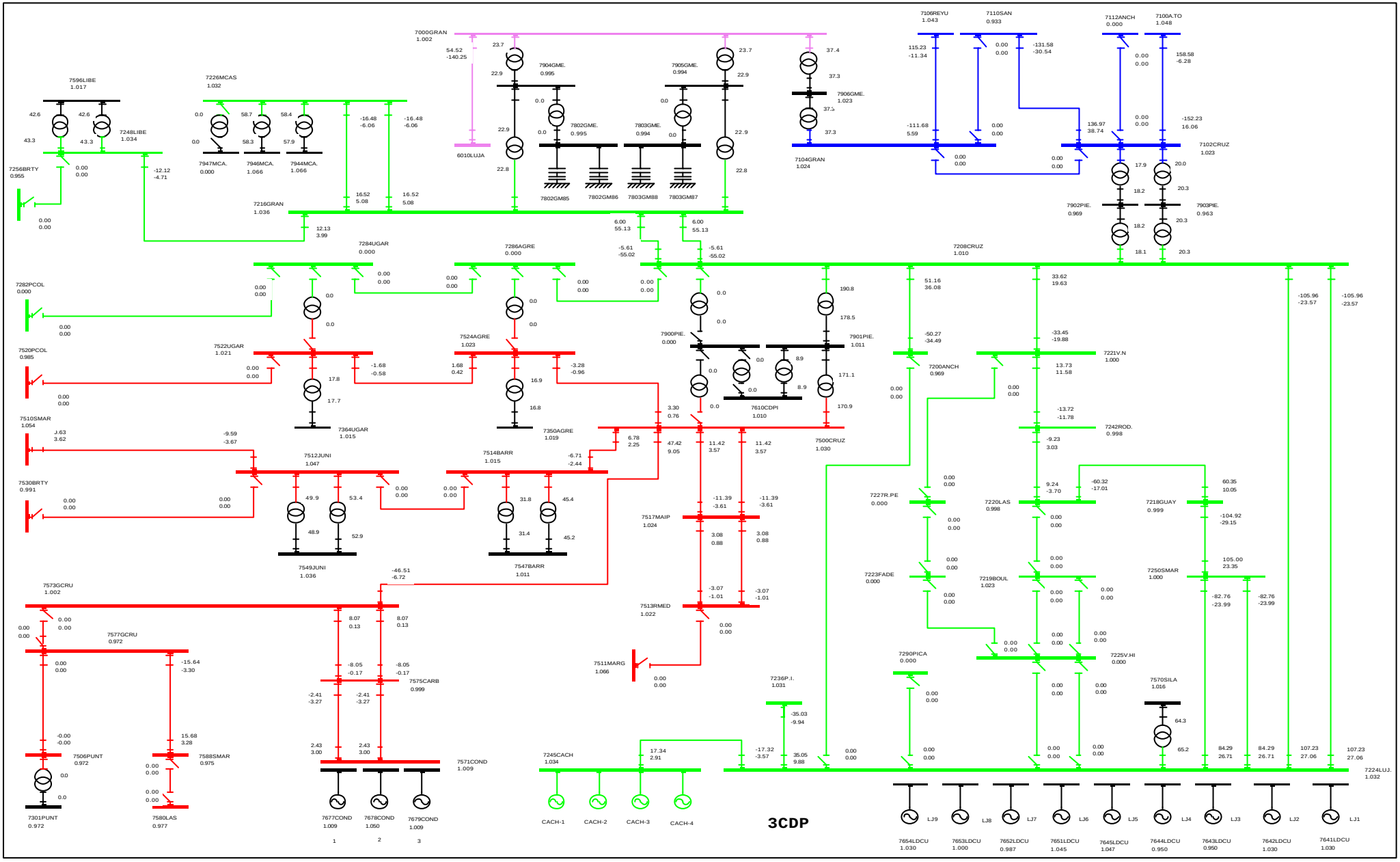


ESTADO DE PRE FALLA (2 TR 60 MVA)

Barra: Voltaje (PU)
Línea: Flujo (MW – MVA)

Flujo: Entrante barra (-)
Saliente barra (+)

Violeta: 500 KV Azul: 220 KV Verde: 132 KV Rojo: 66 KV Naranja: 33 KV Negro: 13.2 KV

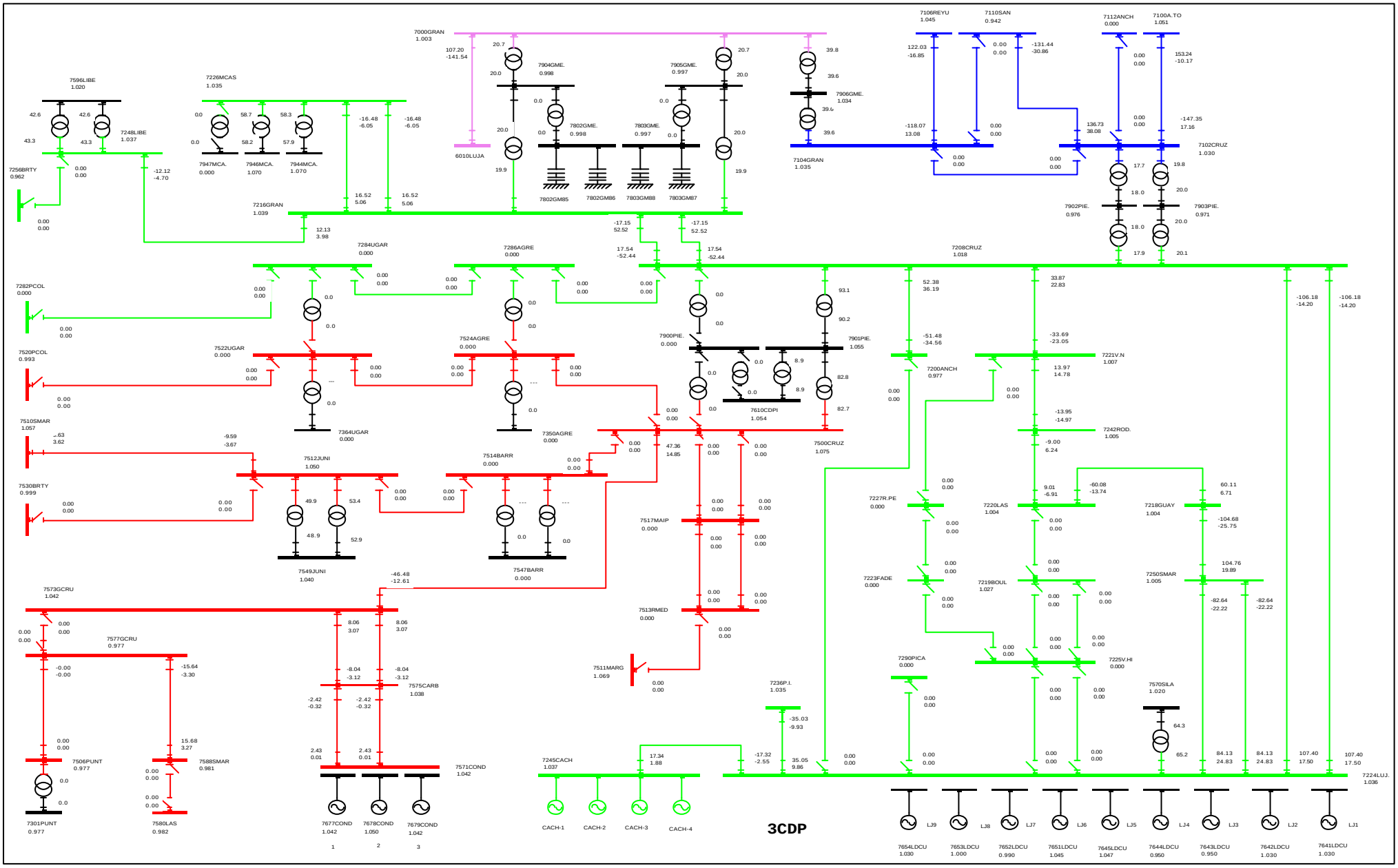


ESTADO DE FALLA (1 TR 60 MVA f/s)

Barra: Voltaje (PU)
Línea: Flujo (MW – MVA)

Flujo: Entrante barra (-)
Saliente barra (+)

Violeta: 500 KV Azul: 220 KV Verde: 132 KV Rojo: 66 KV Naranja: 33 KV Negro: 13.2 KV



ESTADO POST DAD (1 TR 60 MVA f/s)

Barra: Voltaje (PU)
Línea: Flujo (MW – MVA)

Flujo: Entrante barra (-)
Saliente barra (+)

Violeta: 500 KV Azul: 220 KV Verde: 132 KV Rojo: 66 KV Naranja: 33 KV Negro: 13.2 KV

4.2 Alta importación de Cuyo y la salida del ciclo combinado 2 de CTMSA

4.2.1 Escenario pre falla

En base a un caso de pico de invierno, con la generación típica estacional correspondiente, se sacan de servicio los siguientes generadores:

70 x 2 MW A. de Toro 1 y 2
112 MW Los Reyunos 1
18 x 3 MW Nihuil 1
18 x 3 MW Nihuil 2
18 MW Nihuil 3

Escenario: Pico de Invierno
Demanda Cuyo: 796 MW
Generación Local: 508 MW
Barra de 132 KV CdP: 132.7 KV (1.005 p.u.)
Importación de potencia *activa* del SADI: 318 MW (40 % de importación de activo)
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 72 MVAr

4.2.2 Escenario de Falla: Salida del Ciclo Combinado CTMSA (285 MW)

Ante esta contingencia el flujo de cargas no logra la convergencia, por lo tanto se debió recurrir a una simulación dinámica en la cual el simulador si logra encontrar la convergencia y se ve durante la simulación, que se produce una gran caída y variación de tensión en la barra de Cruz de Piedra ante la pérdida intempestiva del ciclo combinado de CTMSA, la cual antes de los disparos de demanda tienden a converger a un valor de tensión de 0.89 p.u. como lo indica la gráfica que se adjunta a continuación.

A los 7 segundos se realizan disparos de la demanda del anillo de 132 KV de EDEMSA con lo cual se normaliza el nivel de tensión del sistema, llegando en la E.T. Cruz de Piedra a 132,8 KV (1.006 p.u.) y la importación de Cuyo desde el SADI a un valor de 402 MW, como consecuencia de la pérdida del Ciclo combinado N° 2 de CTMSA y de los disparos de demanda realizados.

4.2.3 DAD Requerida

Para no desarmar el anillo de EDEMSA que participa del transporte, se recurrirá al disparo de la demanda que alimenta cada transformador desde 132 KV en distintas E.T.

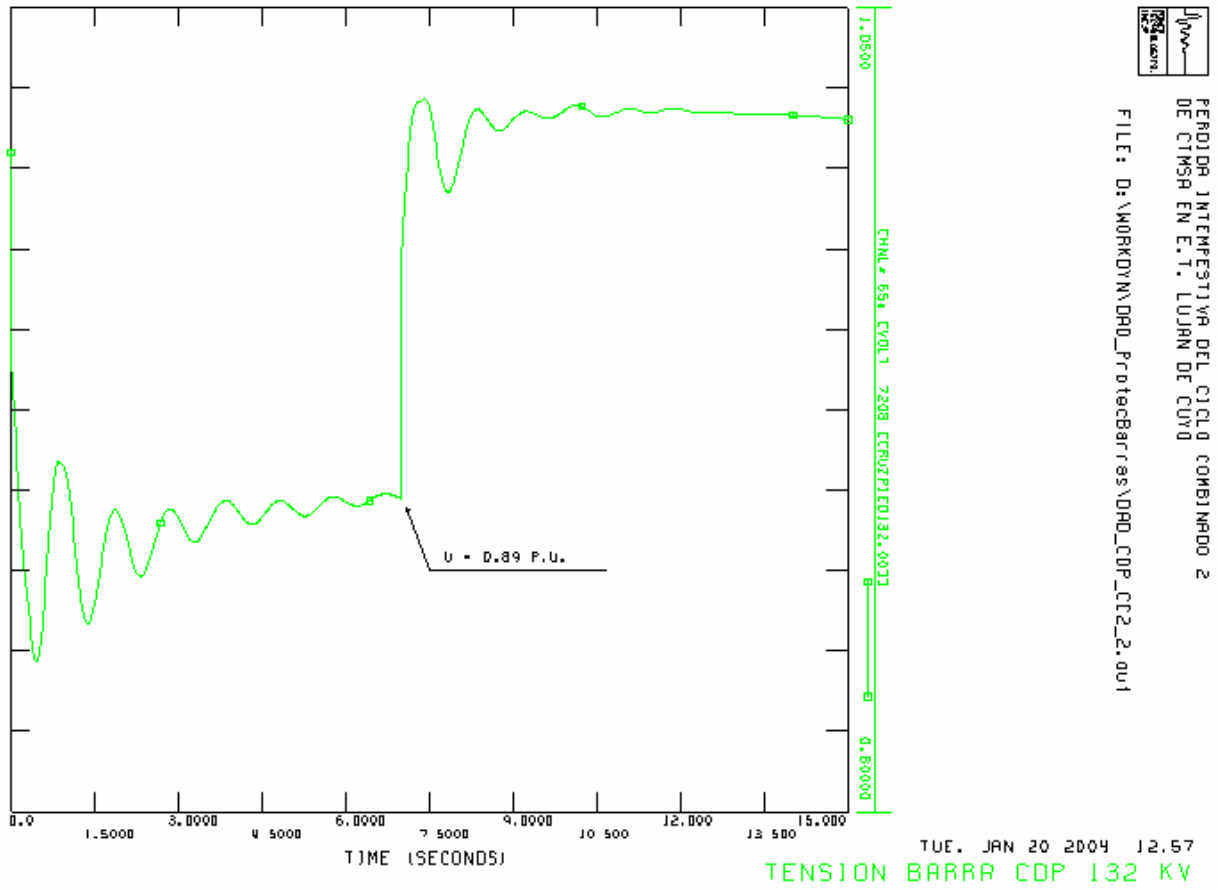
Se desconectan en la simulación las siguientes demandas:

E.T. Villa Nueva:	19.7 MW
E.T. R. De la Cruz:	23 MW
E.T. Las Heras:	51 MW
E.T. Guaymallén:	44.6 MW
E.T. San Martín 13,2 kV:	60.5 MW
Total:	198.8 MW

Demanda Residual de Cuyo: 595 MW
Generación Local: 223 MW
Tensión Barra 132 KV CdP: 132.8 KV (1.006 p.u.)
Importación de potencia *activa* del SADI: 402 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 45 MVAr

Para realizar esta DAD se debe detectar un valor menor de 0.90 p.u. de la barra de 132 KV de CdP por 7 segundos.

4.2.4 Tensión de la barra de 132 kV de Cruz de Piedra obtenida de la simulación dinámica.



Se observa en la gráfica anterior la caída y variación de la tensión de la barra de Cruz de Piedra ante la pérdida intempestiva del ciclo combinado N° 2 de CTMSA, recuperándose satisfactoriamente después de realizar la totalidad del corte de demanda sobre el anillo de 132 KV de EDEMSA.

4.2.5 Estudio comparativo disparando demanda en San Juan y anillo EDEMSA

Se instalará, además del relé de mínima tensión de Cruz de Piedra, un segundo relé en la barra de 132 KV de la E.T. San Juan.

Se considera que la variación de tensión se produce en estado N del Sistema Cuyo, ya que no se detecta ningún disparo de relé, la variación afectará también al área San Juan.

Vamos a comparar que efecto tiene realizar el corte de demanda en el área San Juan frente al hecho de hacerlo sólo en el anillo de EDEMSA.

Como se observa en las próximas figuras, resultantes de los estudios dinámicos en los que se pierde el ciclo combinado 2 de CTMSA (el mismo caso anterior de una alta importación), se ha representado la variación de tensión de las barras de las EE.TT. de Cruz de Piedra y de San Juan.

En ellas hay graficadas dos curvas. Las mismas evolucionan idénticamente hasta los 3,5 segundos donde en ambas simulaciones se produce el primer corte de demanda.

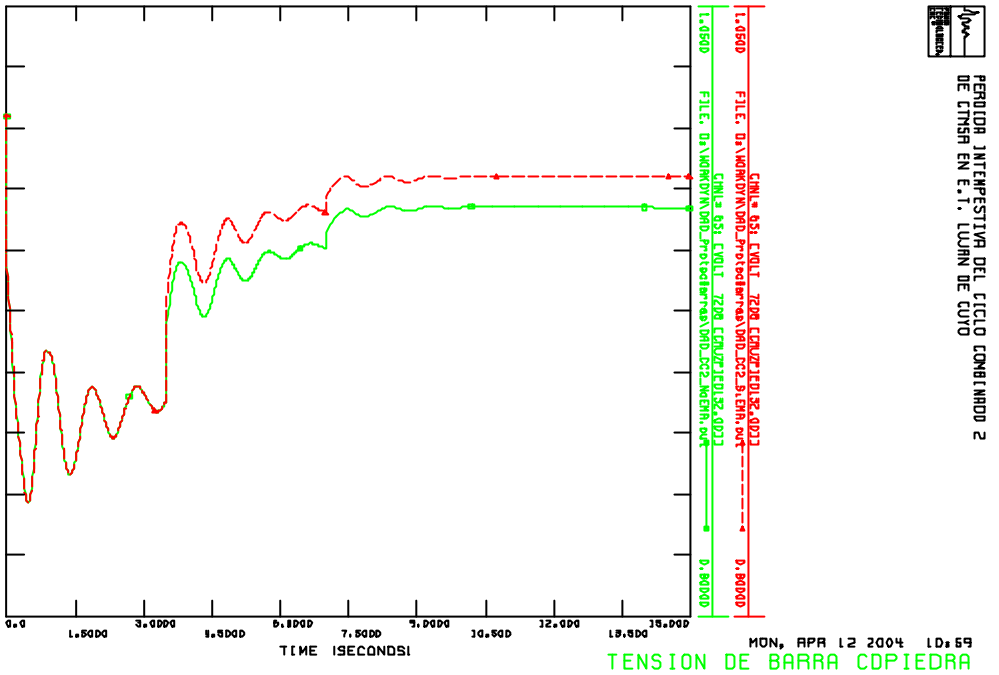
En la curva inferior de ambas gráficas, sólo se tiene en cuenta el corte de demanda sobre el anillo de EDEMSA en las EE.TT. Las Heras y Rodeo de la Cruz a los 3,5 segundos y un segundo corte en la E.T. Villa Nueva a los 7 segundos, sólo a los efectos de la verificación en el estudio y por el volumen de la demanda, ya que en esta E.T. en la actualidad no es posible realizar el corte, por lo que será necesario realizar un corte similar sobre el anillo en alguna de las estaciones aledañas.

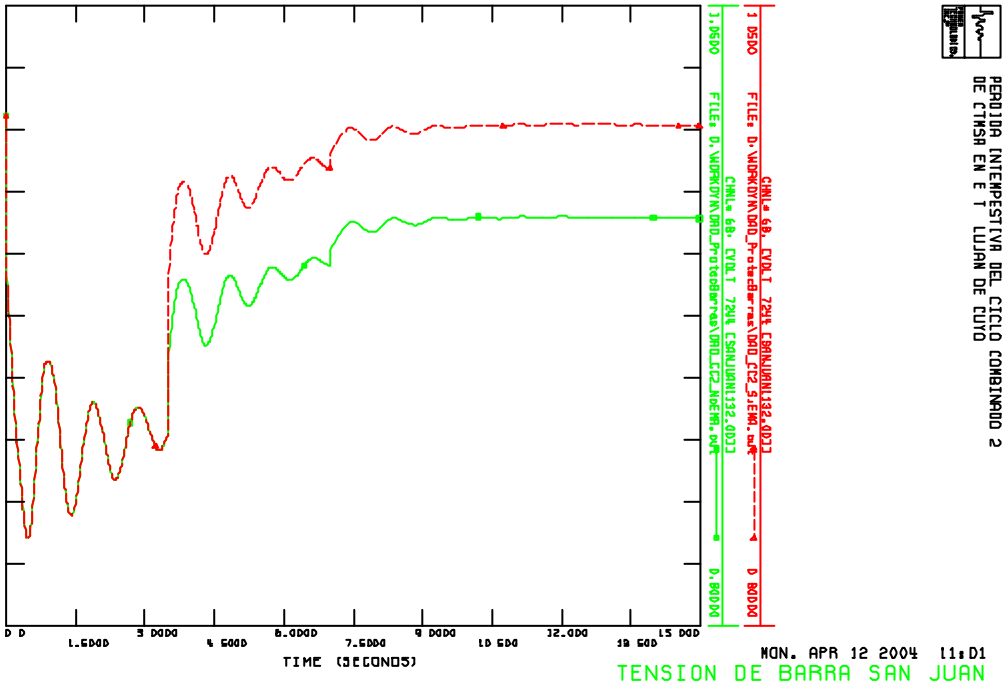
En la curva superior de ambas gráficas, se tiene en cuenta el corte de demanda sobre el anillo de EDEMSA para las EE.TT. Las Heras y Rodeo de la Cruz más el corte de demanda sobre la barra de 132 KV de la E.T. San Juan (en este caso la EMA) a los 3,5 segundos y nuevamente un segundo corte en la E.T. Villa Nueva a los 7 segundos, también a los efectos del estudio.

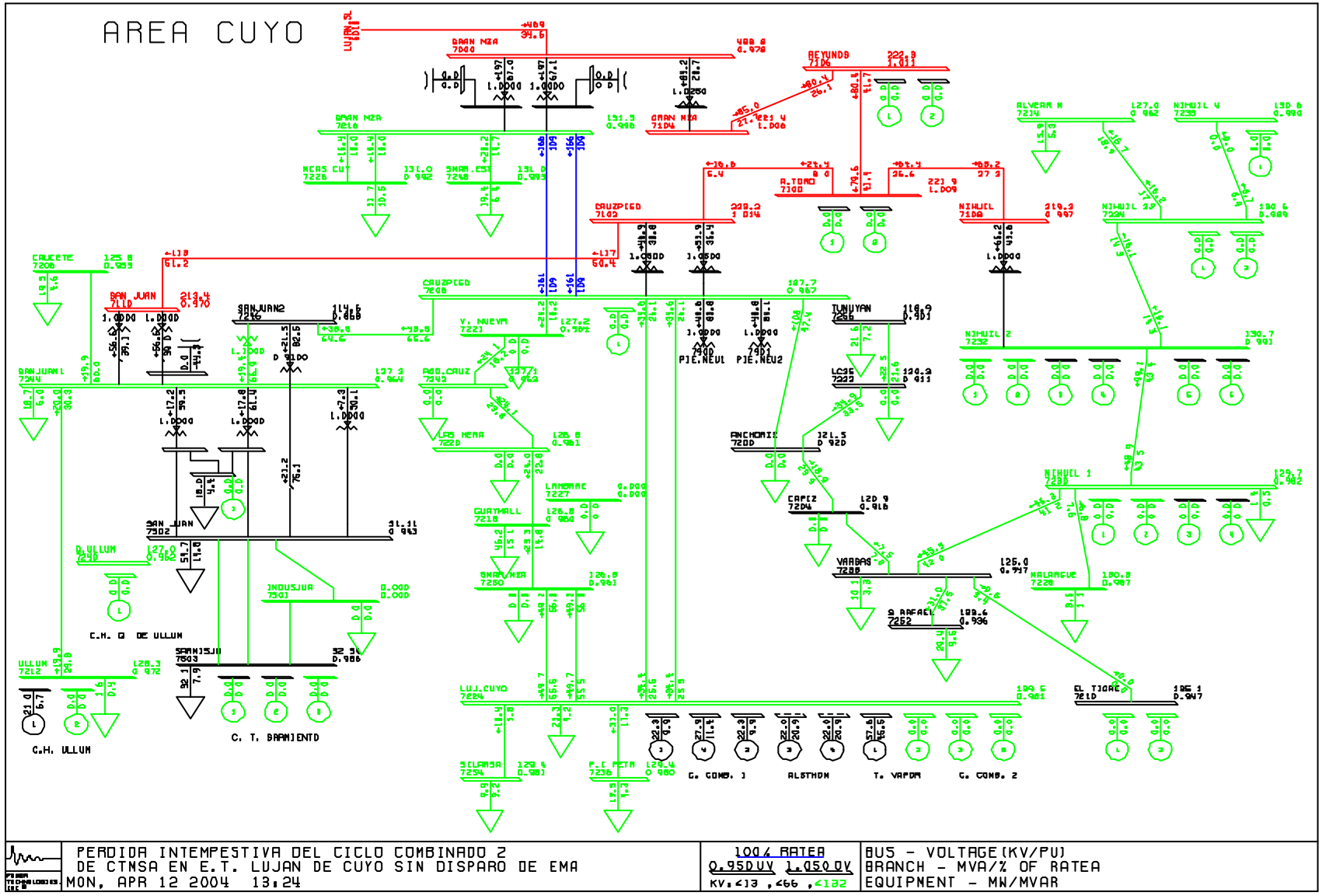
Podemos observar que realizar corte de demanda también en San Juan aporta a la recuperación de los niveles de tensión del sistema CUYO, por lo que se sugiere un ajuste de tensión para los relés de Cruz de Piedra y San Juan de 0,90 p.u. (118,8 kV) y temporizarles el primer disparo a un tiempo de 3,5 segundos con un intervalo de histéresis de 0,90 a 0,95 p.u.

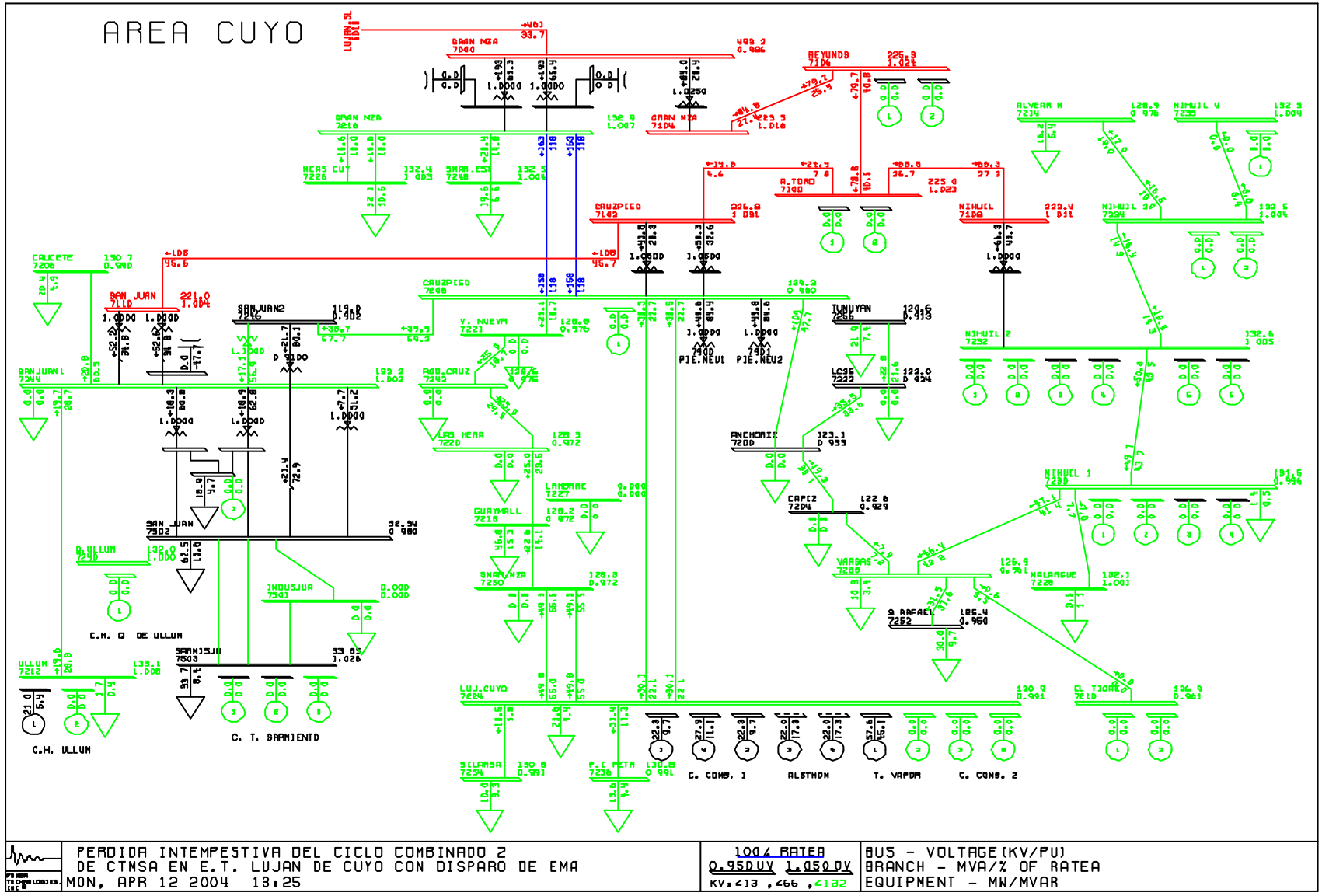
Si con el primer disparo no alcanzara el nivel de 0,95 p.u., ambos relés enviarán un segundo disparo a los 7 segundos aumentado la potencia de corte para conseguir en las barras el valor final de histéresis.

A continuación de las gráficas se presentan los flujos post falla de ambas simulaciones.


PERDIDA INTEMPESTIVA DEL CICLO COMBINADO 2
DE CTMSA EN E.T. LUJAN DE CUYO
TIME (SECONDS)
MON, APR 12 2004 10:59
TENSION DE BARRA CDPIEDRA


PERDIDA INTEMPESTIVA DEL CICLO COMBINADO 2
DE CTMSA EN E T LUJAN DE CUYO
TIME (SECONDS)
MON. APR 12 2004 11:01
TENSION DE BARRA SAN JUAN


AREA CUYO
PERDIDA INTEMPESTIVA DEL CICLO COMBINADO 2
DE CTNSA EN E.T. LUJAN DE CUYO SIN DISPARO DE EMA
MON, APR 12 2004 13:24
100% RATEA
0.950UV 1.050UV
KV:<13 ,<66 ,<132
BUS - VOLTAGE(KV/PU)
BRANCH - MVA/% OF RATEA
EQUIPMENT - MW/MVAR


AREA CUYO
PERDIDA INTEMPESTIVA DEL CICLO COMBINADO 2
DE CTNSA EN E.T. LUJAN DE CUYO CON DISPARO DE EMA
MON, APR 12 2004 13:25
100% RATEA
0.950UV 1.050UV
KV:<13 ,<66 ,<132
BUS - VOLTAGE(KV/PU)
BRANCH - MVA/% OF RATEA
EQUIPMENT - MW/MVAR

4.3 N-1 ó N-2 de la doble terna en 132 KV Cruz de Piedra – Gran Mendoza ó Cruz de Piedra – Luján de Cuyo.

4.3.1 Escenarios

Se han considerado tres estados de generación en la barra de Luján de Cuyo. Estos estados de generación pueden clasificarse como una generación mínima, media y máxima.

Para cada estado de generación existe un despeje automático de generación (DAG) en Luján de Cuyo, según la contingencia que se produzca.

Para cada estado de generación de la barra Luján de Cuyo, se han considerado diferentes despachos de generación del sistema sur a fin de obtener distintos escenarios de importación desde el SADI y por lo tanto diferentes estados de carga de la doble terna Cruz de Piedra – Gran Mendoza.

4.3.2 Generación barra Luján de Cuyo

Generación mínima:	Grupo 25 LdC:	200 MW
	Grupo 15 LdC:	85 MW
	Grupo 23 LdC:	21 MW
	Grupo 1 Cacheuta:	20 MW
	Total: 326 MW	
Generación media:	Grupo 25 LdC:	200 MW
	Grupo 15 LdC:	85 MW
	Grupo 23 LdC:	21 MW
	Grupo 24 LdC:	21 MW
	Grupo 21 LdC:	21 MW
	Grupo 22 LdC:	21 MW
	Grupo 14 LdC:	28 MW
	Grupo 1 Cacheuta:	20 MW
	Total: 417 MW	
Generación máxima:	Grupo 25 LdC:	190 MW
	Grupo 15 LdC:	85 MW
	Grupo 23 LdC:	22 MW
	Grupo 24 LdC:	22 MW
	Grupo 21 LdC:	21 MW
	Grupo 22 LdC:	21 MW
	Grupo 14 LdC:	28 MW
	Grupo 11 LdC:	57 MW
	Grupo 12 LdC:	57 MW
	Grupo 1 Cacheuta:	19 MW
	Total: 522 MW	

4.3.3 Generación Sistema Sur

Generación Sistema Sur [MW]			
Carga doble terna CdP – GMza	**Gen. Mínima barra LdC (326 MW)**	**Gen. Media barra LdC (417 MW)**	**Gen. Máxima barra LdC (522 MW)**
< 30 %	(*)	(*)	196
30 % a 50 %	398	250	92
51 % a 70 %	258	110	0
71 % a 85 %	146	0	
> 85 %	56		

(*) Por más que se despache generación en el sur, para disminuir la carga de la doble terna, el flujo de potencia reactiva que se transmite por la doble terna da una carga porcentual mayor del 30 %. Es decir logramos bajar el intercambio de potencia activa, pero la potencia reactiva aumenta.

Como se observa en la tabla anterior, a medida que disminuimos la generación del sur se empieza a incrementar la carga de la doble terna Cruz de Piedra – Gran Mendoza. Cuando la generación del sur llega a cero, se ha obtenido la máxima carga posible de la doble terna para el estado de generación de Luján de Cuyo considerado.

4.3.4 DAD Requerida

El mecanismo DAD censa el estado de carga de la doble terna Cruz de Piedra – Gran Mendoza y conoce el estado de generación de la barra de Luján.

Conociendo la generación en barra Luján, se definen tres bandas:

1- Generación ≤ a la gen. mínima (326 MW)
2- Generación > a la gen. mínima y ≤ a la gen. media (417 MW)
3- Generación > a la gen. media y ≤ a la gen. máxima (522 MW)

Con estas tres bandas de estado de generación en barra de Luján y con la carga de la doble terna Cruz de Piedra – Gran Mendoza, el automatismo DAD puede identificar el escenario en donde se

encuentra operando el SIC y disparar un volumen de demanda precalculada según el tipo de contingencia que se produzca. Estas contingencias son la apertura simple o doble de las ternas que unen la E.T. Cruz de Piedra con las EE.TT. Luján de Cuyo y Gran Mendoza.

Esta demanda precalculada tiene en cuenta el despeje de generación (DAG) que se producirá según la falla y el nivel de generación en Luján.

Se adjuntan a continuación las tablas de DAD para cada intervalo de generación de Luján, estado de carga de la doble terna Cruz de Piedra – Gran Mendoza y tipo de falla.

A medida que la demanda crezca, las filas que identifican el estado de operación del SIC serán las inferiores.

DAD E.T. Cruz de Piedra

Generación Luján > 417 MW Ù £ 522 MW				
Carga doble terna CdP – GMza	**N-1 CdP – GMza DAD [MVA]**	**N-1 CdP – Luján DAD [MVA]**	**N-2 CdP – GMza DAD [MVA]**	**N-2 CdP – Luján DAD [MVA]**
< 30 %	15,6	0	250	102
30 % a 50 %	86,5	0	281	102
51 % a 70 %	146	102,3	381 (281 Mza. + 100 S.J.)	153
71 % a 85 %	146	102,3	381 (281 Mza. + 100 S.J.)	176
> 85 %	167	102,3	381 (281 Mza. + 100 S.J.)	176

DAD E.T. Cruz de Piedra

Generación Luján > 326 MW Ù £ 417 MW				
Carga doble terna CdP – GMza	**N-1 CdP – GMza DAD [MVA]**	**N-1 CdP – Luján DAD [MVA]**	**N-2 CdP – GMza DAD [MVA]**	**N-2 CdP – Luján DAD [MVA]**
< 30 %	0	0	250	102
30 % a 50 %	0	0	250	102
51 % a 70 %	73	0	281	153
71 % a 85 %	132.5	0	381 (281 Mza. + 100 S.J.)	176
> 85 %	167	0	381 (281 Mza. + 100 S.J.)	176

DAD E.T. Cruz de Piedra

Generación Luján £ 326 MW				
Carga doble terna CdP – GMza	**N-1 CdP – GMza DAD [MVA]**	**N-1 CdP – Luján DAD [MVA]**	**N-2 CdP – GMza DAD [MVA]**	**N-2 CdP – Luján DAD [MVA]**
< 30 %	0	0	112	61
30 % a 50 %	0	0	112	61
51 % a 70 %	68	0	161	83
71 % a 85 %	122	0	208	102
> 85 %	167	0	270	134

4.3.5 Vector de Disparo

Para cada agente del MEM involucrado se definen niveles de DAD.

Ante una contingencia, el PLC eligirá un nivel de DAD para cada agente de tal forma que la combinatoria de estos niveles de como resultado el volumen de demanda a despejar precalculado según el nivel de generación en Luján de Cuyo y estado de carga de la doble terna Cruz de Piedra – Gran Mendoza.

Para la misma contingencia diferentes agentes podrán aplicar diferentes niveles de DAD para satisfacer el volumen de DAD necesario precalculado.

Niveles	Godoy Cruz	Edemsa Anillo 132KV	YPF CdP	CdP 66 KV y 13.2 KV	San Juan
Nivel 1	1TR = 10 MVA	100 MVA	20 MVA	Σ S (66KV∧ 13KV) = 38 MVA	100 MVA
Nivel 2	2TR = 20 MVA	150 MVA			
Nivel 3	3TR = 30 MVA	200 MVA			

5. CONCLUSIONES

1- Los estudios demostraron que la evaluación del flujo de potencia en la LAT Gran Mendoza – Cruz de Piedra y el estado de generación en barras de Luján de Cuyo son variables adecuadas para determinar el volumen óptimo de DAD requerido ante falla de vínculos, por lo que se puede definir cada escenario en función de la generación despachada en la barra de Luján de Cuyo más el estado de carga de la doble terna Gran Mza – Cruz de Piedra.
2- La generación del sur se varía y se mantiene constante la de Luján de Cuyo (en tres bandas) y no se limita el valor de importación desde el SADI, obteniéndose un amplio espectro de escenarios.
3- Para iguales escenarios de importación hay distintas soluciones que dependen de la generación despachada.
4- Las tablas resultantes de los estudios definen la necesidad de cortes de demanda que solucionan el problema según el escenario.
5- Se ha detectado una alta sensibilidad del dispositivo DAD al despacho de generación.
6- La necesidad de DAD es por volumen de demanda involucrada y no por demanda específica.
7- La DAG ante escenarios de importación resuelve los problemas de sobrecarga de vínculos y evita que se desconecten circuitos por pérdida de sincronismo.
8- El relé de mínima tensión de Cruz de Piedra y San Juan actúan ante una contingencia que no se puede detectar como un disparo de relé. Es decir que el dispositivo DAD ve al sistema en estado N, pero ante una mínima tensión en barras de 132 KV despeja demanda.
9- Se sugiere un ajuste de tensión para los relés de Cruz de Piedra y San Juan de 0,90 p.u. (118,8 kV) y temporizarles el primer disparo a un tiempo de 3,5 segundos con un intervalo de histéresis de 0,90 a 0,95 p.u.
   Si con el primer disparo no se alcanzara el nivel de 0,95 p.u., ambos relés enviarán un segundo disparo a los 7 segundos aumentado la potencia de corte para conseguir en las barras el valor final de histéresis.
10- La tensión es un parámetro secundario para la determinación del disparo del dispositivo DAD, ya que la robustez de la tensión depende de la reserva de reactivo del sistema aunque presente buenos niveles.

AUTOMATISMOS RESOLUCIÓN 01
DISEÑO PSEUDO PROTECCIÓN DE BARRAS EN E.T. CRUZ DE PIEDRA

B-1. PSEUDO PROTECCIÓN DE BARRAS:

Este mecanismo esta destinado a proteger al Sistema Cuyo de las fallas en la barra de 132 kV de la E.T. Cruz de Piedra, para que la misma no lo lleve al colapso como consecuencia de tener una falla aplicada un tiempo extremadamente largo, separándola junto a los elementos vinculados a la misma de modo de no producir una desconexión total de la barra y la pérdida de todos los vínculos.

Para ello se ha decidido partir la barra en dos partes, uniéndolas eléctricamente a través de un interruptor de paralelo destinado a proteger al sistema contra las fallas en las barras, el cual esta asociado a un PLC que toma la decisión de abrirlo para separar del sistema la barra fallada.

La composición de las barras es la siguiente:

Una de las partes, la denominada **"barra A"** tendrá conectados los siguientes elementos:
a) uno de los autotransformadores de 150 MVA 220/132 kV,
b) uno de los transformadores de 60 MVA 132/66/13,2 kV,
c) LAT 132 kV Cruz de Piedra – Anchoris,
d) LAT 132 kV Cruz de Piedra – Luján N° 1,
e) LAT 132 kV Cruz de Piedra – Gran Mendoza N° 1

La otra parte, denominada **"barra B"** tendrá conectados los siguientes elementos:
a) segundo de los autotransformadores de 150 MVA 220/132 kV,
b) segundo de los transformadores de 60 MVA 132/66/13,2 kV,
c) LAT 132 kV Cruz de Piedra – Rodeo de la Cruz (Villa Nueva),
d) LAT 132 kV Cruz de Piedra – Luján N° 2,
e) LAT 132 kV Cruz de Piedra – Gran Mendoza N° 2,
f) LAT 132 kV Cruz de Piedra – San Juan.

La barra de 66 kV será única y alimentada por los dos transformadores, en tanto que la barra de 13,2 kV estará alimentada por sólo uno de los transformadores.

En la barra de 66 kV será necesario realizar, en caso de falla de la barra de 132 kV, el disparo de una parte de la demanda (DAD) para evitar sobrecargar el transformador que quede en servicio para llevarlo a valores de caga nominal.

Sobre los escenarios elegidos se desarrollaron varios ensayos de falla sobre una de las semibarras considerando distintos tiempos de eliminación de la falla aplicada en la barra, en milisegundos.
Las fallas aplicadas en cada caso tienen el siguiente modelo general:

T=0:	Falla Aplicada a la barra.
T=??	Despeje de la falla y disparo de las adyacencias (líneas y transformadores).
T=??	Actuación DAG Luján de Cuyo y otros lugares de ser necesario.
T=??	Evolución y respuesta natural del sistema con la habilitación del disparo de pérdida de sincronismo en el simulador.
T=30	Fin de la simulación.

Es muy importante tener presentes las siguientes características de diseño de la DAG actualmente existente en Luján de Cuyo, que la hacen actuar en caso de falla de sus líneas protegidas.

- **Apertura intempestiva por disparo del mecanismo de falla en barra**

El mecanismo de DAG actuará ordenando el disparo de los grupos, en el caso de falla en barra, sólo después de que la orden del relé de impedancia del interruptor longitudinal de barra le haya sido enviada, considerando a la misma como una apertura intempestiva del mismo.

- **Disparos dobles de ternas que no pertenecen al mismo corredor de doble terna.**

El mecanismo de DAG funciona solamente ante fallas no cruzadas de las líneas que vigila. Es decir, NO DETECTA fallas dobles de líneas que no pertenezcan al mismo corredor es decir a dobles ternas, **sólo detecta fallas dobles de las doble las ternas vigiladas.**

- **Inhabilitación del mecanismo después del disparo**

El disparo de DAG realizado para una entrada de falla o apertura intempestiva, inhabilita al mecanismo durante 20 segundos para volver a armar el nuevo vector de disparo y realizar un nuevo disparo de grupos. Sólo en el caso **de falla de doble terna** entrando no simultáneas, espera hasta un segundo de tiempo la entrada de la segunda línea fallada, realizando en el segundo caso, el resto de disparo necesario para volumen de falla doble.

- **Volumen a disparar en caso de falla en barra.**

Se eligió para determinar el volumen de disparo y simular la actuación de DAG, la línea adyacente a la barra fallada con interruptor más veloz. Este es el evento que decidirá en cada caso el volumen de DAG.

2.CONTINGENCIAS ANALIZADAS:

2.1 ESCENARIO PREFALLA N° 1:

Pico de verano

Demanda de Cuyo: 856 MW

Exportación de **Potencia Activa al SADI**: 328 MW

Importación de **Potencia Re-Activa desde el SADI**: 170 MVAr

Barra CRUZPIED_A:

- Un transformador de 150 MVA
- Un transformador de 060 MVA
- Una salida C. De Piedra – Gran Mendoza
- Salida Anchoris
- Una salida Luján de Cuyo

Barra CDPIE_B:

- Un transformador de 150 MVA
- Un transformador de 060 MVA
- Una salida C. De Piedra – Gran Mendoza
- Salida San Juan
- Una salida Luján de Cuyo
- Salida Villa Nueva (Rodeo de la Cruz)

Interruptor Paralelo de Barras: **Posición CERRADO**

Tensión de barra E.T. Cruz de Piedra 132 kV: 132,7 kV (1,005 p.u.)
Tensión de barra E.T. Cruz de Piedra 66 kV: 67,5 kV (1,030 p.u.)

Carga de los transformadores de 150 MVA: 56x14; 63x16
Carga de los transformadores de 60 MVA: 39x26; 39x22

Intercambio entre barras por el Interruptor Paralelo de Barras: 23x10

LAT 132 kV CDP – GMZA: Exportando: 85 MW - Importando: 47 MVAr

Sobre este escenario se desarrollaron ensayos de falla sobre la barra de CDPIE_B.
Cada una de las fallas ensayadas consideraron distintos tiempos de falla aplicados en la barra.

2.1.1 Simulación con un tiempo de falla en barra de T=160 mseg.

En estos estudios se aplicó la falla sobre la barra de CDPIE_B.

Utilizando el escenario descripto precedentemente, se eligió para determinar el volumen de disparo y simular la actuación de DAG, la línea conectada a la barra con interruptor más veloz, el cual resultó en este caso particular el de la terna Luján – Cruz de Piedra con un tiempo total de 80 mseg. Este fue el evento que definió el volumen de DAG, resultando en el simulador de DAG, las cuatro máquinas de la C.H. Cacheuta.

Se detectó a través de estos ensayos que el tiempo máximo que se puede tener aplicada la falla sobre la barra es de 160 mseg, considerando solamente disparo de DAG en Luján, el cual se aplica efectivamente 140 mseg después del disparo de la línea que hace actuar al mecanismo.

El modelo de falla típico aplicado en este caso es el siguiente:

T=0:	Falla Aplicada a la barra.
T=0.16	Despeje de la falla y disparo de las adyacencias.
T=0.40	Actuación DAG Luján de Cuyo (Cacheuta).
	Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo del simulador habilitado.
T=30.0	Fin de la simulación.

2.1.2 Simulación con un tiempo de falla en barra de T=240 mseg.

A fin de poder determinar un tiempo de falla en la barra de manera que permita al automatismo tener la certeza de que la falla realmente esta sobre la barra, se buscó cual es el valor del volumen de DAG necesario para que el sistema en esta situación, no pierda sincronismo y en el estado postfalla quede con tensiones normales y sin sobrecargas en líneas y transformadores.

En el mismo escenario del caso anterior se aplicó la falla sobre la barra de CDPIE_B.

Se mantuvo aplicada la falla en la barra un tiempo de 240 milisegundos.

El modelo de falla aplicado en este caso es el siguiente:

T=0: Falla Aplicada a la barra.
T=0.24 Despeje de la falla y disparo de las adyacencias.
T=0.38 Actuación DAG Luján de Cuyo (Cacheuta), ADT, LRY, Nih1, Ullum y Q.Ull.
DAD en EE.TT. C. De Piedra y San Juan.
Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo del simulador habilitado.
T=20.0 Fin de la simulación.

Es importante hacer notar que para lograr una respuesta estable del sistema habiendo incrementado el tiempo de falla aplicado a la barra, es necesario aumentar mucho el volumen de DAG en Luján, para crear condiciones de post falla que sean estables. Para no sobrecargar transformadores y líneas es necesario realizar DAD en las EE.TT. Cruz De Piedra y San Juan

En caso de no incrementar el volumen de DAG, además de perder grupos también se pierde sincronismo sobre la LAT 220 kV Los Reyunos – Gran Mendoza y posteriormente Pedro Vargas – Capiz, quedando el sistema muy desmembrado y en un estado que genera una sobrefrecuencia tal que hace actuar el disparo de los relés de los grupos de Agua del Toro, Los Reyunos, Nihuil 1 y Nihuil 3, quedando en peores condiciones que si se realizara el disparo simultáneamente con el mecanismo de DAG.

2.2 ESCENARIO PREFALLA N° 2:

Resto de verano

Demanda de Cuyo: 789 MW

Exportación de **Potencia Activa al SADI**: 205 MW

Importación de **Potencia Re-Activa desde el SADI**: 146 MVAr

Barra CRUZPIED_A:

- Un transformador de 150 MVA
- Un transformador de 060 MVA
- Una salida C. De Piedra – Gran Mendoza
- Salida Anchoris
- Una Salida Luján de Cuyo

Barra CDPIE_B:

- Un transformador de 150 MVA
- Un transformador de 060 MVA
- Una salida C. De Piedra – Gran Mendoza
- Salida San Juan
- Una salida Luján de Cuyo
- Salida Villa Nueva (Rodeo de la Cruz)

Interruptor Paralelo de Barras: **Posición CERRADO**

Tensión de barra E.T. Cruz de Piedra 132 kV: 132,7 kV (1,005 p.u.)
Tensión de barra E.T. Cruz de Piedra 66 kV: 67,5 kV (1,030 p.u.)

Carga de los transformadores de 150 MVA: 27x1; 30x1
Carga de los transformadores de 60 MVA: 33x22 c/u

Intercambio entre barras por el Interruptor Paralelo de Barras: 11x11

LAT 132 kV CDP – GMZA: Exportando: 75 MW - Importando: 55 MVAr

Para este escenario se considera un despacho típico de resto de verano, con los dos grupos de A. Del Toro pero sin Los Reyunos.

La generación total de Cuyo en este escenario es de 1035 MW.

2.2.1 Simulación con un tiempo de falla en barra de T=220 mseg.

Para este escenario de resto de verano donde la C.H. Los Reyunos esta fuera de servicio, se eligió para determinar el volumen de disparo y simular la actuación de DAG, la línea con interruptor más veloz el cual resultó en este caso particular el de la terna Luján – CDPiedra con un tiempo total de 80 mseg. Este fue el evento que define el volumen de DAG.

De acuerdo al simulador del mecanismo de DAG utilizado para este escenario, el disparo necesario resultó ser nuevamente de los cuatro grupos de Cacheuta, debido a que la variación de potencia de generación se produce sólo en el sistema Sur y no en la potencia de Luján de Cuyo.

Se detectó a través de estos ensayos que el tiempo máximo que se puede tener aplicada la falla sobre la barra de Cruz de Piedra es de 220 mseg, considerando solamente disparo de DAG en Luján, para aplicarlo como apertura efectiva del interruptor, 80 mseg después del disparo de la barra y de sus líneas asociadas.

El modelo de falla aplicado en este caso es el siguiente:

T=0: Falla Aplicada a la barra.
T=0.22 Despeje de la falla y disparo de las adyacencias.
T=0.36 Actuación DAG Luján de Cuyo (Cacheuta).
DAD en E.T. C. De Piedra.
Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo de las líneas habilitado.
T=30.0 Fin de la simulación.

2.3 ESCENARIO PREFALLA N° 3:

Valle de invierno

Demanda de Cuyo: 595 MW

Importación de **Potencia Activa al SADI**: 208 MW

Importación de **Potencia Re-Activa desde el SADI**: 34 MVAr

Barra CRUZPIED_A:
- Un transformador de 150 MVA
- Un transformador de 060 MVA
- Una salida C. De Piedra – Gran Mendoza
- Salida Anchoris
- Una salida Luján de Cuyo

Barra CDPIE_B:
- Un transformador de 150 MVA
- Un transformador de 060 MVA
- Una salida C. De Piedra – Gran Mendoza
- Salida San Juan
- Una salida Luján de Cuyo
- Salida Villa Nueva (Rodeo de la Cruz)

Interruptor Paralelo de Barras: **Posición CERRADO**

Tensión de barra E.T. Cruz de Piedra 132 kV: 132,7 kV (1,005 p.u.)
Tensión de barra E.T. Cruz de Piedra 66 kV: 68,2 kV (1,034 p.u.)

Carga de los transformadores de 150 MVA: 28x23; 31x26
Carga de los transformadores de 60 MVA: 43x20; 43x16

Intercambio entre barras por el Interruptor Paralelo de Barras: 6x5

LAT 132 kV CDP – GMZA: Importando: 64 MW - Importando: 20 MVAr

La generación total de Cuyo en este escenario es de 399 MW.

2.3.1 Simulación con un tiempo de falla en barra de T=300 mseg.

Para este escenario de valle de invierno, la generación del sistema sur esta fuera de servicio, y como la generación de Luján es menor que la del umbral necesario por apertura de la LAT que haría actuar al mecanismo, el simulador detecta que el vector de actuación de DAG da como resultado que el volumen disparo de los grupos es igual a cero (volumen de DAG=0), para la línea con interruptor más veloz el cual resultó en este caso particular el de la terna Luján – Cruz de Piedra con un tiempo total de 80 mseg. Este es el evento que define el volumen de DAG necesario.

Se detectó a través de estos ensayos que el tiempo máximo que se puede tener aplicada la falla sobre la barra sin consecuencias graves de sincronismo para el sistema es de 300 mseg.

Se nota claramente en este caso la sensibilidad del volumen de generación despachada en Luján de Cuyo frente al tiempo de falla presente en la barra, para evitar que el sistema se desmembre con la pérdida de sincronismo de sus circuitos.

2.3.2 Falla Monofásica con falla de apertura unipolar del interruptor y posterior apertura tripolar del interruptor en forma definitiva.

Para verificar la respuesta del sistema Cuyo ante distintas fallas monofásicas se aplica una falla de este tipo a una distancia del 20% de la longitud total de la línea, desde Cruz de Piedra a las LAT 132 kV Cruz de Piedra - Gran Mendoza y Cruz de Piedra - Luján de Cuyo
A partir del instante de aplicada la falla monofásica, el relé de impedancia realiza la medición para decidir el disparo y apertura del polo de la fase fallada, la cual no se realiza debido a que se simula la falla de este. Por lo tanto la falla monofásica queda aplicada durante todo este tiempo.

Simultáneamente con la medición del relé se arranca el temporizador de la protección de falla del interruptor, durante 150 milisegundos. Al no abrir el polo de la fase fallada, el relé emite la orden de disparo tripolar definitivo de la línea. En este caso si consideramos que el interruptor actúa realizando la apertura tripolar definitiva de la línea en ambos extremos.

Para aumentar el grado de verificación sincrónica de este tipo de fallas sobre el sistema, se aumenta la exigencia en la simulación considerando también una falla de la DAG de Luján de Cuyo, con lo cual la exigencia sobre la estabilidad aumenta.

En todo este ciclo desde la aparición de la falla monofásica aplicada al 20% de línea, hasta la apertura tripolar definitiva se ha considerado un tiempo total de falla aplicada de 290 milisegundos.

El modelo de falla aplicado en este caso es el siguiente:

T=0:	Falla Aplicada a la barra.
T=0.290	Despeje de la falla y disparo tripolar definitiva de la LAT correspondiente.
T=0.290	No Actuación DAG Luján de Cuyo.
	Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo del simulador habilitado.
T=10.0	Fin de la simulación.

De la respuesta del sistema en el simulador vemos que esta contingencia no tiene consecuencias graves sobre el sistema, dado que la variación angular de los grupos no es significativa y que después de la apertura de la LAT fallada sólo quedan como consecuencia previsible la sobrecarga por no haber realizado el disparo de DAG asociado que hubiera correspondido realizar.

2.3.3 Falla Monofásica con intento fallido de recierre y posterior apertura tripolar del interruptor en forma definitiva.

Para verificar la respuesta del sistema Cuyo ante distintas fallas monofásicas se aplica una falla de este tipo a una distancia del 20% de la longitud total de la línea, desde Cruz de Piedra a las LAT 132 kV Cruz de Piedra - Gran Mendoza y Cruz de Piedra - Luján de Cuyo

A partir del instante de aplicada la falla monofásica, el relé de impedancia realiza la medición para decidir el disparo y apertura del polo de la fase fallada, operación que se realiza debidamente. A continuación y con el fin de extinguir y apagar el arco, esperamos con los polos de la misma fase abiertos en los dos extremos de la línea durante 500 milisegundos.

En esta simulación consideramos que el arco no se extingue totalmente antes de la orden de recierre, por lo que el cierre de los polos de la fase fallada se realiza sobre falla.

A continuación el relé ordena la apertura tripolar definitiva de la línea fallada.

Para aumentar el grado de verificación de este tipo de fallas sobre el sistema, se aumenta la exigencia en la simulación considerando también una falla de la DAG de Luján de Cuyo, con lo cual la exigencia sobre la estabilidad aumenta.

En todo este ciclo desde la aparición de la falla monofásica aplicada al 20% de línea, hasta la apertura tripolar definitiva se ha considerado un tiempo total del ciclo de falla aplicada de 700 milisegundos.

El modelo de falla aplicado en este caso es el siguiente:

T=0	Falla Aplicada a la barra.
T=0.100	Apertura de la falla y comienzo del tiempo muerto.
T=0.600	Finalización del tiempo muerto y cierre sobre falla.
T=0.700	Apertura tripolar definitiva y falla de la DAG Luján.
	Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo del simulador habilitado.
T=10.0	Fin de la simulación.

De la respuesta del sistema en el simulador y al igual que en el caso anterior, vemos que esta contingencia no tiene consecuencias graves sobre el sistema, dado que la variación angular de los grupos no es significativa y que después de la apertura de la LAT fallada sólo quedan, como consecuencia previsible, la sobrecarga por no haber realizado el disparo de DAG asociado que hubiera correspondido realizar.

3. CONCLUSIONES Y ALCANCES DEL MECANISMO:

De los estudios realizados podemos concluir lo siguiente:

1. Ante la fuerte generación que puede presentarse en el sistema, el tiempo de actuación para despejar la falla de la barra es insuficiente para poder permitir la actuación de la PFI y del PLC sumados por lo que se debe actuar en correspondencia directamente desde la orden de actuación del relé y sin mediación del PLC.

2. Para poder incrementar el tiempo de falla aplicado sobre la barra sería necesario modificar sustancialmente el concepto de los actuales mecanismos de DAG implementados y en uso, realizando un volumen de disparo de generación muy superior y que alcanza a los sistemas de Luján y de los Sistemas Diamante y Nihuil.

3. Este mecanismo es muy dependiente del despacho de generación ya que para un escenario de valle de invierno el tiempo de falla sin DAG puede incrementarse notablemente.

4. La sensibilidad del sistema a las fallas monofásicas, tanto en recierre fallido como para recierre sobre falla es muy baja y por lo tanto la respuesta del sistema ante estos eventos es muy buena, permitiendo la actuación de la PFI cuando corresponda.

4. ANEXO 1

En este anexo, que se adjunta a continuación del informe, se grafican las respuestas del sistema en el tiempo, a las diferentes fallas aplicadas.

Se representan los escenarios de los flujos pre falla que se utilizaron en cada uno de los estudios realizados.

A continuación se adjuntan las gráficas de los ángulos rotóricos de los grupos presentes en el sistema al momento de la falla, las tensiones de barra y los flujos de potencia aparente en líneas. También se grafica el flujo post falla del sistema para verificar el estado del mismo después del evento.

5. Tabla Resumen de los escenarios utilizados en los Estudios Dinámicos

Escenario	Dem. Cuyo (MW)	Exportación (MW)	Tpo de falla (mseg)	Interc. en Par. Barras	Tensión 132 kV	Tensión 66 kV	Carga trafo 150	Carga trafo 60	Interc. CDP-GMZA Exportación Importación	Comentarios
Pico de Verano	856	328	180	23x10	132.7	67.5	56x14 63x16	39x26 39x22	E=85MW I=47MVAr	DAG normal Luján
Pico de Verano	856	328	250	23x10	132.7	67.5	56x14 63x16	39x26 39x22	E=85 MW I=47MVAr	DAG Luján+ADT+LRY+Nihuil 1
Resto de Verano	789	205	220	11x11	132.7	67.5	27x1 30x1	33x22 33x22	E=75 MW I=55MVAr	DAG normal Luján
Valle de Invierno	595	-208	300	6x5	132.7	67.5	28x23 31x26	43x20 43x16	E=-64MW I=20MVAr	No necesita disparo de DAG
Pico de Verano	856	328	180	23x10	132.7	67.5	56x14 63x16	39x26 39x22	E=85MW I=47MVAr	No necesita disparo de DAG Fallas Homopolares al 20% de línea