Índice Automatismos E.T. San Juan

A-1.DESPEJE AUTOMÁTICO DE DEMANDAS 2

2. DEFINICIÓN DEL DISPOSITIVO DAD 2
3. INFORMACIÓN ADJUNTA 3
4. CASOS DE ESTUDIO 13
4.1 FALLA LAT 220 KV CDP – SJ 13
4.1.1 Escenario pre falla 13
4.1.2 Escenario de falla: Salida LAT 220 KV CdP – SJ 13
4.1.3 DAD Requerida 13
4.1.4 Niveles de DAD ante N-1 LAT 220 KV 15
4.2 FALLA LAT 220 KV CDP – SJ. SIMULACIÓN DINÁMICA 18
4.2.1 Escenario pre falla 18
4.2.2 Simulación Pérdida LAT 220 kV Cruz de Piedra – San Juan. 19
4.2.3 Gráficas Comparativas de las respuestas dinámicas 20
4.2.4 Gráficas de la simulación con los cortes de demanda a los 300 milisegundos: 22
4.2.5 Anexo 1 23
4.3 FALLA LAT 132 KV CDP – SJ 25
4.3.1 Escenario pre falla 25
4.3.2 Escenario de falla: Salida LAT 132 KV CdP – SJ 25
4.3.3 DAD Requerida 26
4.3.4 MEV ante N-1 LAT 132 KV sin DAD 27
4.3.5 MEV ante N-1 LAT 132 KV con DAD 27
4.4 ACTUACIÓN PSEUDO PROTECCIÓN DE BARRA A 30
4.4.1 Escenario pre falla 30
4.4.2 Escenario de falla: Actuación Pseudo P.B. A 30
4.4.3 DAD Requerida 31
4.5 ACTUACIÓN PSEUDO PROTECCIÓN DE BARRA B 35
4.5.1 Escenario pre falla 35
4.5.2 Escenario de falla: Actuación Pseudo P.B. B 35
4.5.3 DAD Requerida 36
5. CONCLUSIONES 39

B-1.PSEUDO PROTECCIÓN DE BARRAS 40

2. CONTINGENCIAS ANALIZADAS: 41
2.1 ESCENARIO PREFALLA 41
2.2 SIMULACIÓN FALLA SOBRE LA SEMIBARRA "SAN JUAN 1 (7244)" 42
2.3 SIMULACIÓN FALLA SOBRE LA SEMIBARRA "SAN JUAN B (7247)" 44
2.4 FALLA MONOFÁSICA SOBRE LAT 132 KV SAN JUAN – CRUZ DE PIEDRA CON INTENTO FALLIDO DE RECIERRE. APERTURA DE LA BARRA POR TRANSFERENCIA DE LA FALLA. 47
2.5 FALLA MONOFÁSICA SOBRE LAT 132 KV SAN JUAN – CAUCETE CON INTENTO FALLIDO DE RECIERRE. APERTURA DE LA BARRA POR TRANSFERENCIA DE LA FALLA. 49
3. CONCLUSIONES Y ALCANCES DEL MECANISMO: 52
4. ANEXO 1 52

AUTOMATISMOS RESOLUCIÓN 01
DESPEJE AUTOMÁTICO DE DEMANDA (DAD)
E.T. SAN JUAN

A-1.DESPEJE AUTOMÁTICO DE DEMANDAS

Este estudio analiza las diferentes contingencias típicas a las cuales se puede encontrar sometida la E.T. San Juan 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 permitidas de 1.05 p.u. y 0.95 p.u y no debe presentarse sobrecarga inadmisible en los transformadores y líneas.

Para cada contingencia se toma el escenario de demanda y generación más severo, esto es un escenario de pico de invierno, en donde la generación de San Juan es mínima.

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 San Juan.

- **DAD por apertura de la LAT 220 KV Cruz de Piedra – San Juan**
  Ante esta contingencia, se produce el despeje de demanda hasta que el booster conectado a la LAT de 132 KV no presente sobrecarga.

- **DAD por apertura de la LAT 132 KV Cruz de Piedra – San Juan**
  Ante esta contingencia, se inicia el mecanismo DAD de tal manera que la LAT de 220 KV en servicio, no supere su límite de transmisión por tensión.

- **DAD ante la protección de barras de San Juan o ante un N-1 de un TR de San Juan**
  Ante cualquiera de estas dos contingencias, se inicia el mecanismo de despeje de demanda hasta lograr que todos los transformadores en servicio operen dentro de un límite admitido.

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

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

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

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

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

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

4.1 Caso Nº 1: Falla LAT 220 KV CdP – SJ

4.2 Caso Nº 2: Falla LAT 220 KV CdP – SJ. Simulación Dinámica

4.3 Caso Nº 3: Falla LAT 132 KV Mza – SJ

4.4 Caso Nº 4: Actuación Protección de Barra A

4.5 Caso Nº 5: Actuación Protección de Barra B

4.1 Falla LAT 220 KV CdP – SJ

Partiendo de un escenario de pico de invierno, con la generación típica estacional correspondiente, se saca de servicio la línea de 220 KV CdP – S.J.

4.1.1 Escenario pre falla

Escenario: Pico de Invierno
Demanda Cuyo: 813 MW
Generación Local: 898 MW
Exportación de potencia *activa* del SADI: 46 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 140 MVAr
Tensión barra 220 KV SJ: 0.94 pu
Importación sistema SJ: 186 MVA
Generación Ullum: 20 MW
Generación Sarmiento: 10 MW
Demanda EMA: 40 MW x 13.1 MVAr

4.1.2 Escenario de falla: Salida LAT 220 KV CdP – SJ

Esta contingencia es de tal gravedad que sin tomar ninguna acción el sistema colapsa. Se incluye el Caso Nº 2: ***Falla LAT 220 KV CdP – SJ. Simulación Dinámica***, a fin de obtener el tiempo límite antes del cual se debe realizar la DAD para evitar el colapso.

4.1.3 DAD Requerida

Este escenario simulado es el más crítico desde el punto de vista del sistema, y representa un caso extremo de alta demanda y mínima generación en San Juan. Se definen tres niveles de DAD, según el volumen de demanda a despejar. Este al ser un caso extremo de alta demanda y baja generación define el nivel tres de DAD.
El mecanismo DAD censa la potencia transportada por la LAT 220 KV y por la LAT de 132 KV, la carga del booster y de los transformadores de la E.T. San Juan, las demandas en 13.2 KV y en 33 KV, como así también las potencias intercambiadas con las líneas en 132 KV conectadas a la barra de igual tensión de la E.T. San Juan. De esta manera es posible precalcular la demanda a despejar para no superar la capacidad nominal del booster, del transformador Mirón y de la propia LAT 132 KV ante la apertura de la LAT 220 KV.

Las salidas a la EMA y Caucete siempre podrán considerarse como demanda despejable. El vínculo con la C.H. Ullum normalmente aporta potencia a la barra de 132 KV de San Juan, por lo que no será considerado como una alternativa de despeje.
La salida a Pta. Rieles cuenta con la Central Q. Ullum y Sarmiento, pero si estas centrales se encuentran fuera de servicio, la demanda transportada por esta línea es del orden de los 65 MVA, para un pico de invierno, potencia que supera ampliamente la capacidad del booster. Es decir que por mas que despeje el resto de la demanda el booster se vería sobrecargado. El despacho típico de la central Q. Ullum es en el verano, y en los escenarios de pico y resto la LAT San Juan – Pta. Rieles lleva una demanda importante desde el punto de vista de la capacidad del booster, por lo que es adecuado considerarla como una demanda a despejar. En escenarios donde la central no se encuentra despachada, la línea a Pta. Rieles puede transportar valores de demanda que por si sola ya sobrecargan al booster. Por ello se concluye que la línea a Pta. Rieles es una demanda despejable y en primera instancia cuando el valor de la potencia que transmite es cercana o mayor a la potencia del booster. Para resolver los inconvenientes antes mencionados, se envía una señal de actuación de DAD por pérdida de la LAT 220 KV a Energía San Juan, de tal modo que se despeje demanda en las instalaciones del distribuidor hasta lograr que el intercambio de potencia activa entre la barra de 132 KV de la E.T. San Juan y Pta. Rieles sea menor o igual a 5 MW. De esta manera, si la central Q.Ullum estaba en servicio, queda alimentando la demanda remanente del área y tensionado todo el sistema de 132 KV.
Según la demanda a despejar será el nivel de DAD a aplicar. A EMA se le envía una señal de despeje según el nivel de DAD a ejecutar.
El sistema precalcula el nivel de DAD a ejecutar en base a la mediciones de las líneas de 132 KV, 220 KV y en función de que la LAT 132 KV ante la fuera de servicio de la LAT 220 KV no puede superar los **56 MVA**. Este valor de 56 MVA nos dará como resultado una carga del booster del orden del 100 % y del TR Miron cercanas al 100 %.
En todo momento el mecanismo DAD precalcula la demanda a despejar ante la salida de la LAT 220 KV y conoce cuanta potencia se despejaría al dejar la salida a Pta. Rieles con bajo intercambio y cuanta potencia se sacaría de servicio al enviar la señal de DAD correspondiente a la EMA. En caso de que se requiera mas potencia a despejar, la misma se toma de la salida a Caucete o de la demanda de la E.T. San Juan según sea la más conveniente.
El despeje de demanda hay que realizarlo teniendo en cuenta que el booster alimenta directamente la barra de 132 KV y que su potencia nominal es de 30 MVA. Además el TR conectado en paralelo al booster solo aporta a la transformación local de potencia. Es decir que el límite de potencia a dejar en servicio la impone el booster en conjunto con el TR conectado en parallelo y la LAT 132 KV. Despejar demanda alimentada por los transformadores de San Juan descarga en forma simultánea al booster y al TR4 (Miron) y despejar demanda alimentada por líneas en 132 KV desde la E.T. San Juan solo descarga al booster.
Este escenario es un caso extremo debido a la generación y demanda presente, por lo que se debe ejecutar una DAD de nivel 3 para que el sistema quede dentro de los límites permitidos.

Cortes de demanda Nivel 3:

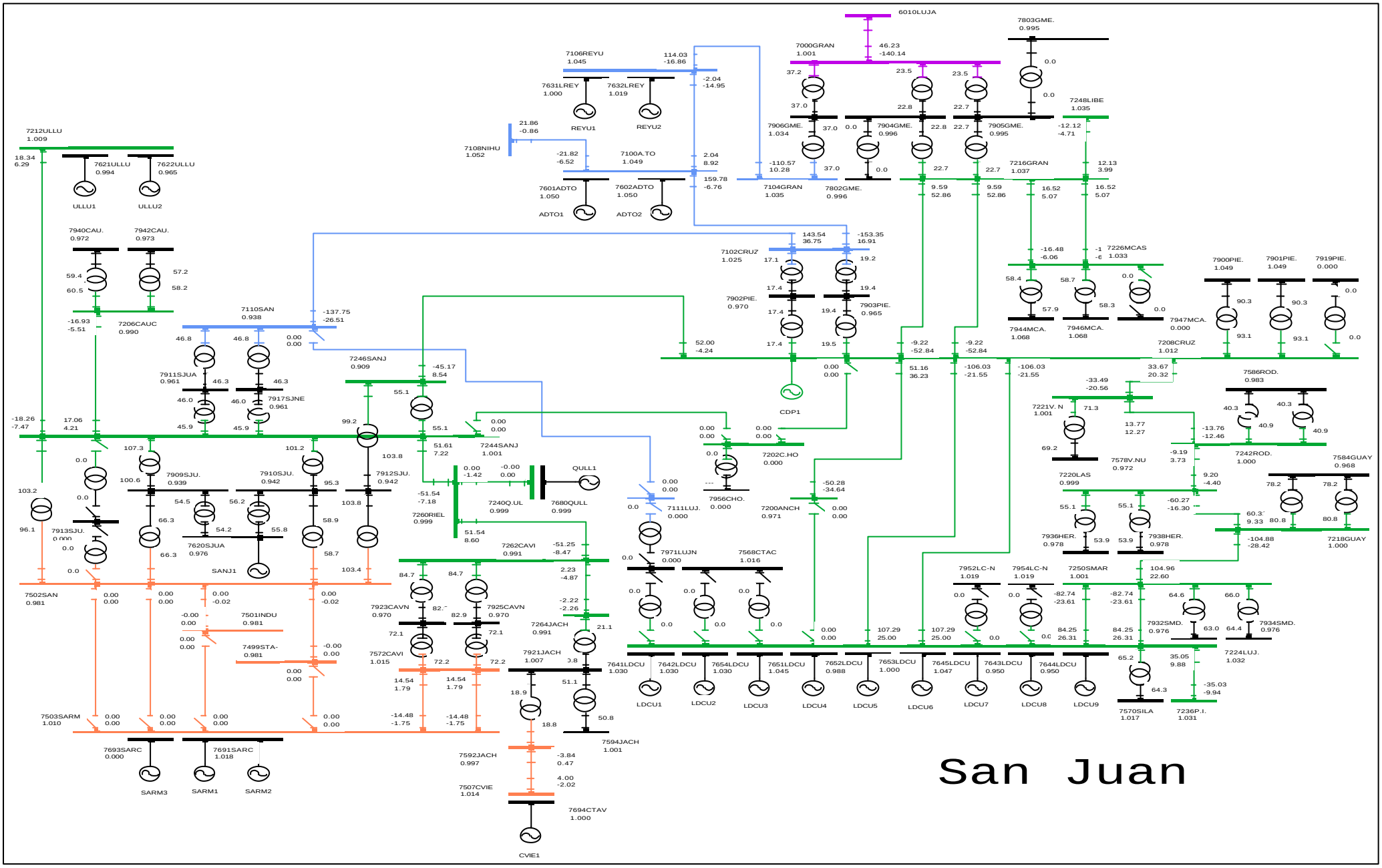
Ema:	30 ; 9.83	[MW ; MVAr] (Al enviar señal DAD nivel 3 a EMA)
Salida Pta. Rieles	52 ; 7	[MW ; MVAr] (Al enviar señal DAD N-1 220 KV a E.S.J.)
Caucete 132:	17.1 ; 4.2	[MW ; MVAr]
SJ 33:	31 ; 7.8	[MW ; MVAr]
Total:	130.1 ; 28.8	[MW ; MVAr]
	133.3 MVA	

El vínculo de 132 KV (en servicio), queda con una carga del 93 % de su capacidad nominal en el extremo CdP y al 83 % en el extremo S.J.
El sistema S.J. queda importando desde Mendoza 56 MVA. El booster queda al 103 % de su capacidad nominal.
Se adjuntan a continuación los unifilares con los datos de los flujos de potencias correspondientes al estado pre falla y al estado post DAD (N-1 LAT 220 KV) respectivamente.

4.1.4 Niveles de DAD ante N-1 LAT 220 KV

Nivel DAD	Escenario ejemplo	E.S.J. (Pta. Rieles)	EMA	Caucete	E.S.J. (San Juan)	Capacidad necesaria
Nivel 1 < 40 MVA	Valle Invierno	19.92 MVA 19.9 x 0.82	10.5 MVA 10 x 3.3	5.3 MVA 5.3 x 0.16	-------- --------	15 MVAr
Nivel 2 40-80 MVA	Resto Verano	23.9 MVA 17.9 x 15.8	21 MVA 20 x 6.6	17.5 MVA 17 x 4.16	15.5 MVA 15 x 3.75	35 MVAr
Nivel 3 > 80 MVA	Pico Invierno	52.5 MVA 52 x 7	31.6 MVA 30 x 9.8	17.5 MVA 17 x 4	32 MVA 31 x 7.8	45 MVAr
	Pico Verano	26.4 MVA 25.6 x 6.4	32 MVA 30 x 11	19.8 MVA 19.2 x 4.8	19 MVA 18 x 6	20 MVAr

Cuando actúa la DAD ante un N-1 de la LAT 220 KV se envía una señal al control del banco de capacitores para pasarlo al modo automático. En este modo se conectan o desconectan escalones a fin de mantener la tensión de la barra de 132 KV dentro del rango 1.01 pu y 1.05 pu (133.3 KV y 138.6 KV).
Una vez que el sistema DAD desconecta la demanda precalculada, sigue censando la carga del booster y si presenta sobrecarga, se sigue desconectando demanda hasta dejarlo operando a una potencia admisible.
Esta DAD correctiva es necesaria ya que en escenarios donde la tensión de la barra ficticia de 132 KV de San Juan es muy baja respecto de la barra de 132 KV de CdP, se evidencia un retorno de potencia reactiva de San Juan a Cruz de Piedra que sobrecarga el booster. Si la DAD correctiva desconecta más demanda de la precalculada, la barra ficticia de 132 KV donde se conecta el booster mejora su nivel de tensión y por lo tanto la circulación de reactivo de la barra de 132 KV de S.J. a la barra ficticia y luego a la barra de CdP disminuye; con esto se logra descargar el booster por reactivo y activo debido a que se mejora la tensión de la barra ficticia y al corte de demanda respectivamente. Como se produce inicialmente un gran retorno de reactivo de San Juan a CdP, se podría pensar en desconectar capacidades en San Juan, aunque no se presenten sobretensiones; solo a los efectos de reducir el retorno de reactivo. Pero si se desconectan capacitores en San Juan las tensiones caen a límites inadmisibles y se mantiene igualmente el alto retorno de reactivo. Por lo tanto la única solución ante este problema es seguir cortando demanda hasta dejar el booster operando a una potencia admisible.

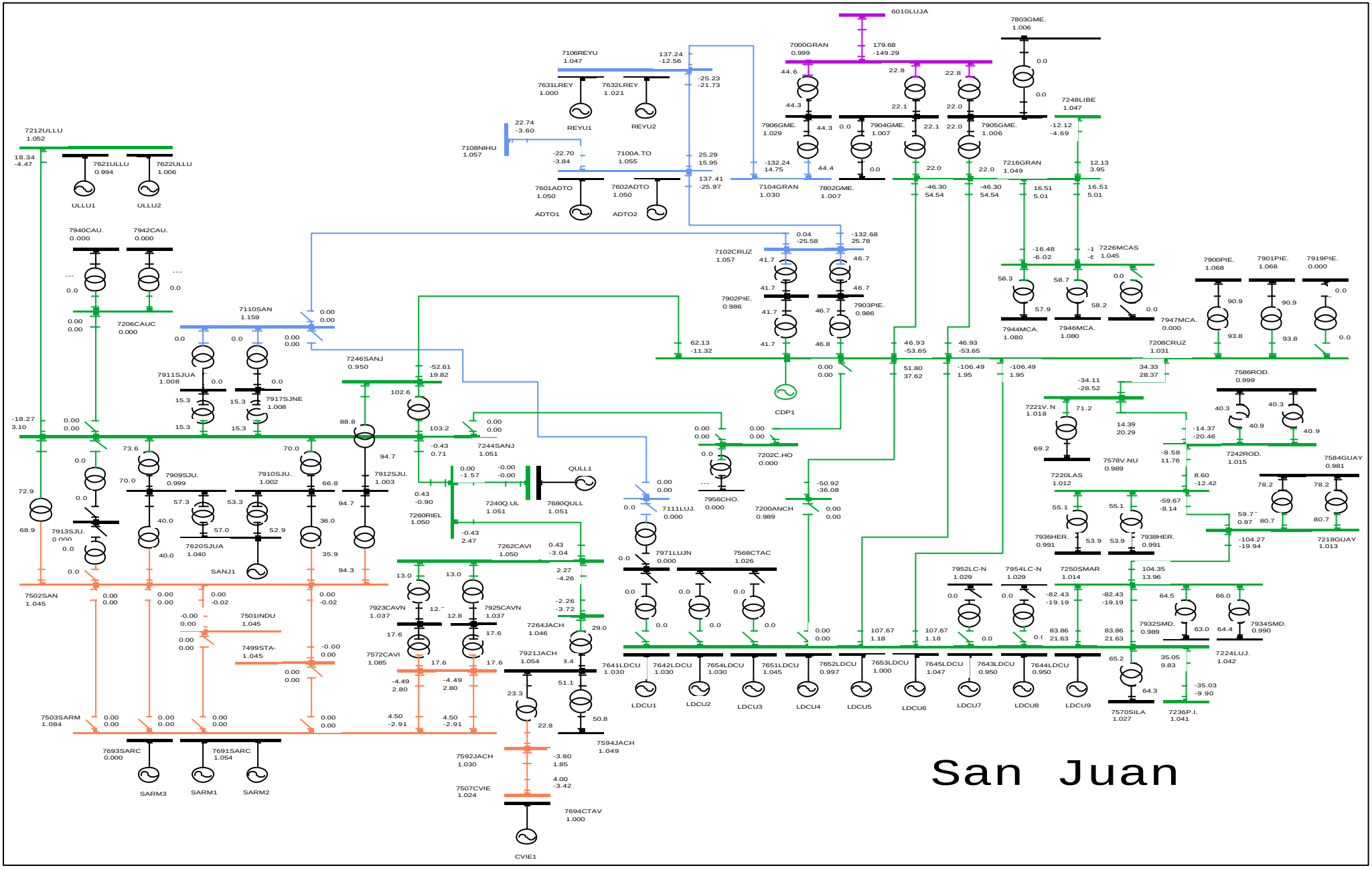


ESTADO DE PRE FALLA

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 (LAT 220 KV 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 Falla LAT 220 KV CdP – SJ. Simulación Dinámica

Se consideró un disparo intempestivo de la LAT 220 kV Cruz de Piedra - San Juan.
En el **Anexo 1** se muestra el flujo prefalla utilizado en la simulación.

4.2.1 Escenario pre falla

El escenario considerado utiliza para el sistema de San Juan, un despacho de generación típico de invierno.

Demanda de Cuyo: 856 MW

Generación Cuyo: 1205 MW

Generación San Juan: 1 grupo en C.H. Ullum con 20 MW

Exportación de **Potencia Activa al SADI**: 280 MW

Importación de **Potencia Re-Activa desde el SADI**: 168 MVAr

Demanda de San Juan: 219 MW

Energía San Juan: 179 MW – EMA: 40 MW

Interruptor Paralelo de Barras de la E.T. San Juan 132 kV: **Posición CERRADO**

Tensión de barra E.T. San Juan 220 kV: 209.0 kV (0.95 p.u.)

Tensión de barra E.T. San Juan 132 kV: 130.6 kV (0.99 p.u.)

Tensión de barra E.T. San Juan 33 kV: 32.4 kV (0.98 p.u.)

Carga de los transformadores de 150 MVA: 69x4

Carga de los transformadores de 30 MVA:

Cegelec: 25 x 12

TTE: 24 x 11

SW: 12 x 8

Mirón: 29 x 1

Booster: 16 x 2

Intercambio entre barras por el Interruptor Paralelo de Barras: 25 x 14

Banco de Capacitores en E.T. San Juan: 45 MVAr

Corredor Mendoza – San Juan:
Flujos de potencia dirigidos desde Cruz de Piedra hacia San Juan:
LAT 220 kV CDP – ETSJ: 139 MW x 17 MVAr
LAT 132 kV CDP – ETSJ: 44 MW x 2.8 MVAr

4.2.2 Simulación Pérdida LAT 220 kV Cruz de Piedra – San Juan.

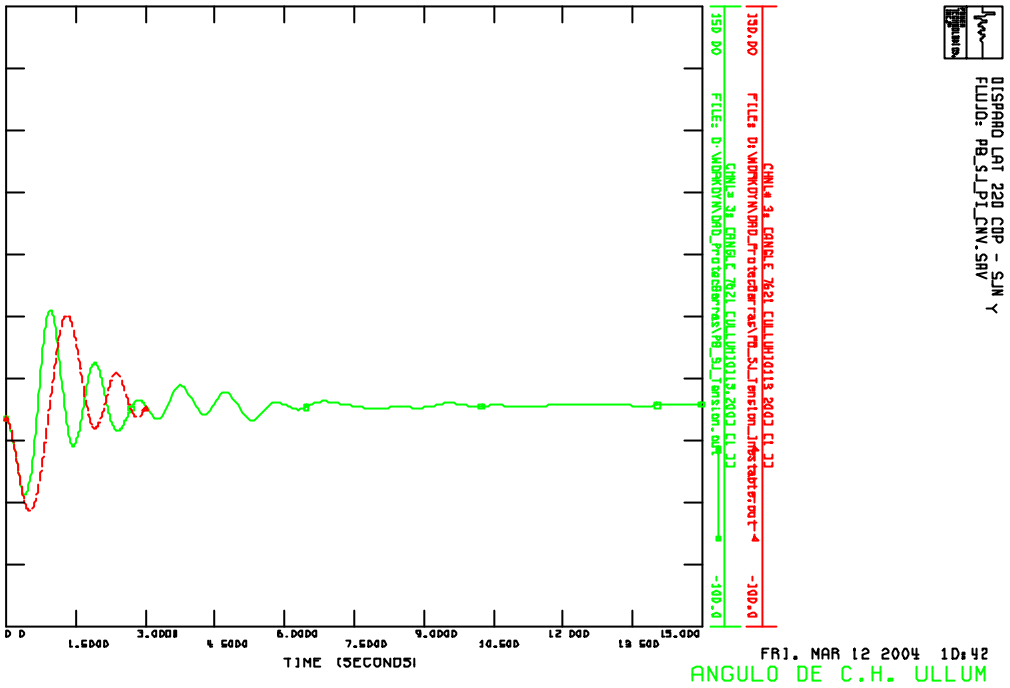
En este estudio se dispara en forma intempestiva la LAT de 220 Cruz de Piedra - San Juan.
Después de la desconexión de la LAT se debe disparar demanda para equilibrar la demanda del sistema San Juan con la transmisión que queda en servicio, la LAT 132 kV Cruz de Piedra – San Juan.
El despeje de la demanda tiene que ser realizada **dentro de los 300 milisegundos posteriores a la pérdida del vínculo** ya que de lo contrario el sistema San Juan irá al colapso por niveles de tensión.
En las gráficas comparadas que se muestran a continuación se observa el efecto de no realizar el despeje de la demanda a los 300 milisegundos (curva roja) con una inestabilidad del sistema, contra un despeje a los 300 milisegundos (curva verde).
El corte que se debe efectuar esta circunscripto a las E.T. de Caucete en 13.2 y 33 kV, Cavic en 13.2 y 33 kV, Jachal y Sarmiento. También es necesario cortarle demanda a la EMA y a la barra de 33 kV de la E.T. San Juan. El total de cortes suma 129 MW por lo que la demanda residual es de 90 MW.
Para evitar las sobretensiones del sistema se recurre a un despeje de capacitores desde los 45 MVAr a un valor de 20 MVAr, es decir se despejan 25 MVAr, que en la realidad serán comandados por el PLC que los controla. Estos capacitores deberían ser despejados automáticamente junto a la detección del disparo de la LAT 220 para evitar las sobretensiones.

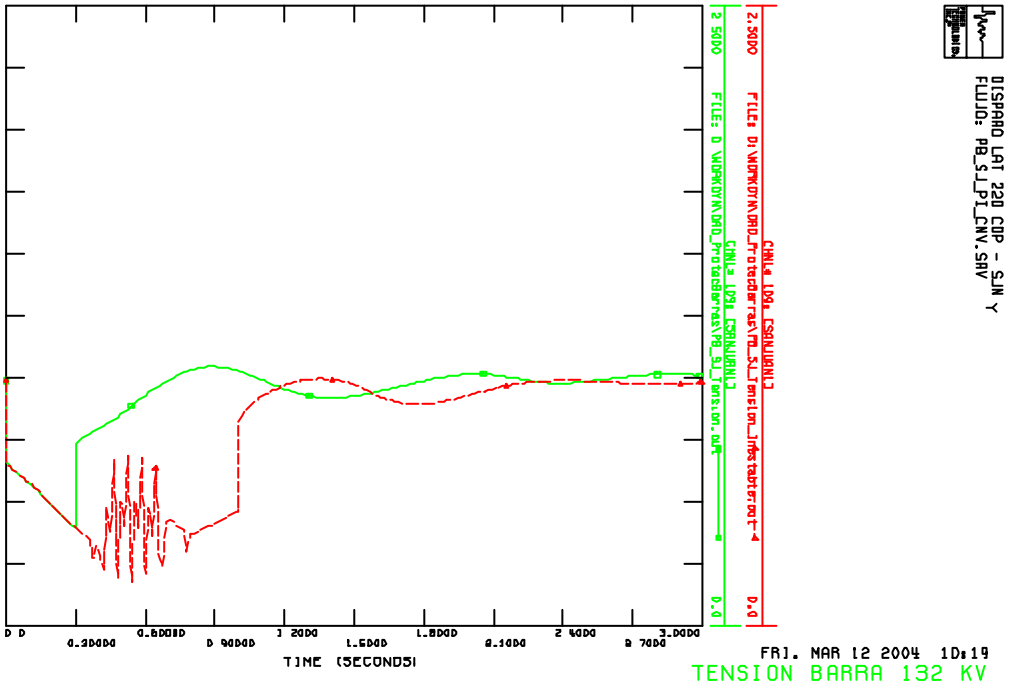
El modelo de falla aplicado en este caso es el siguiente:

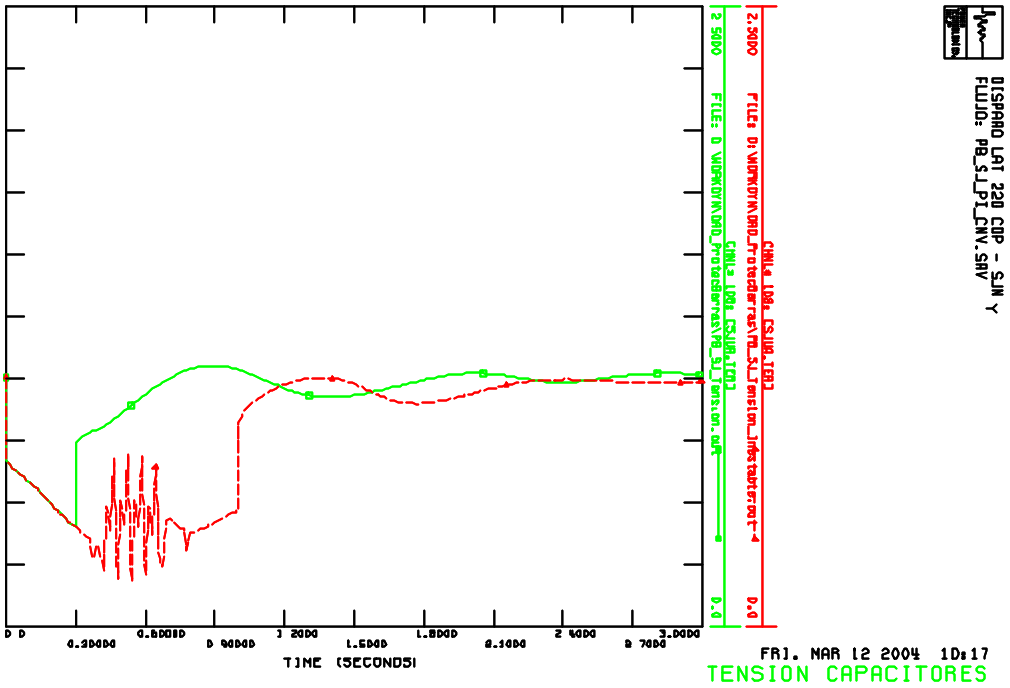
T=0	Desconexión de la LAT 220 kV Cruz de Piedra – San Juan.
T=0.30	Corte de la demanda y disparo de los capacitores. Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo del simulador habilitado.
T=15.0	Fin de la simulación.

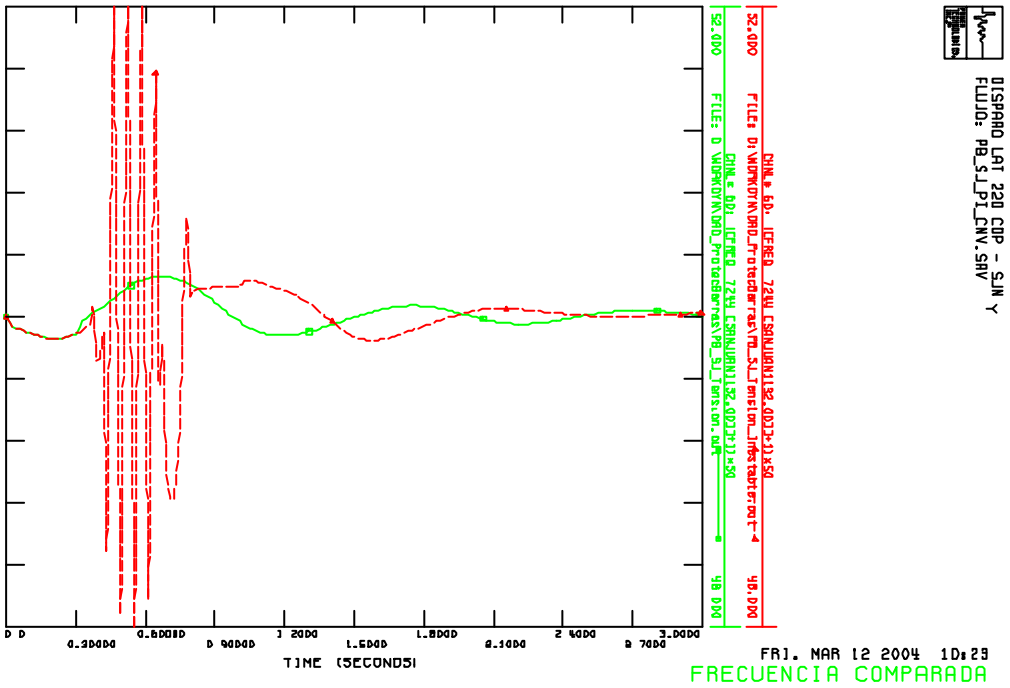
A continuación se representan las gráficas resultantes de la simulación.
El flujo post falla se lo gráfica en el **Anexo 1**.

4.2.3 Gráficas Comparativas de las respuestas dinámicas

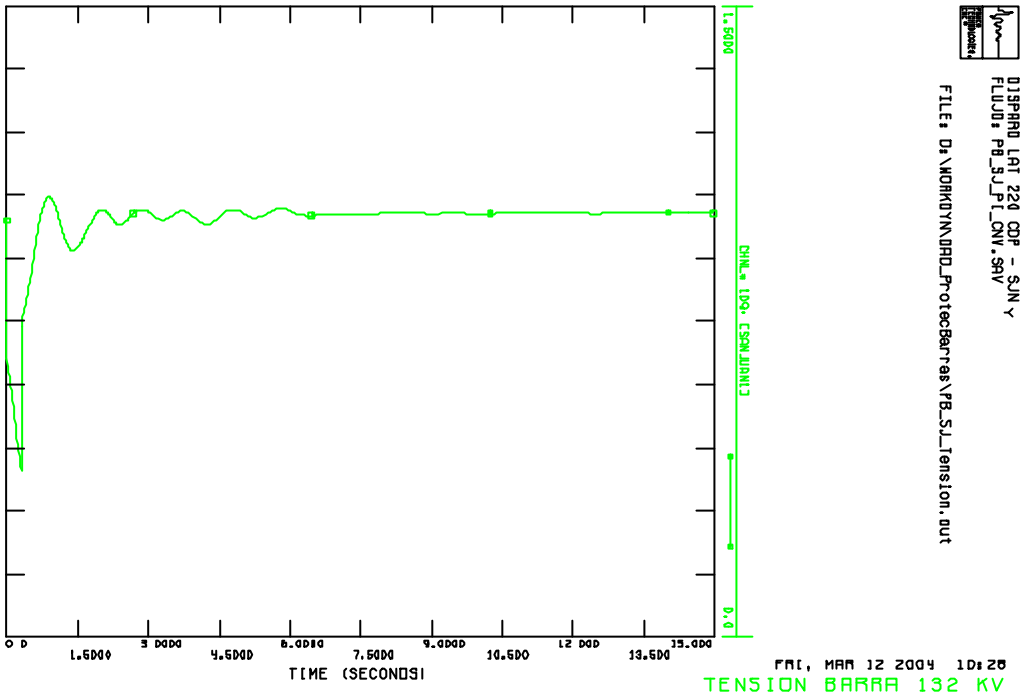


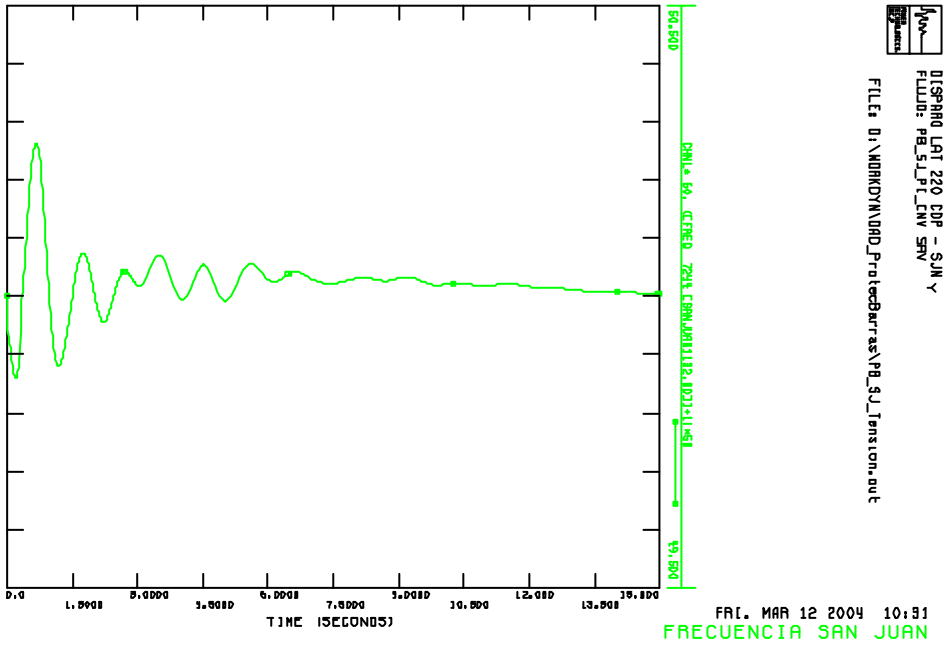



DISPARO LAT 220 CDP - SJN Y
FLUJO: PB_S_J_PI_CNV.SAV
FRI. MAR 12 2004 10:17
TENSION CAPACITORES
TIME (SECONDS)

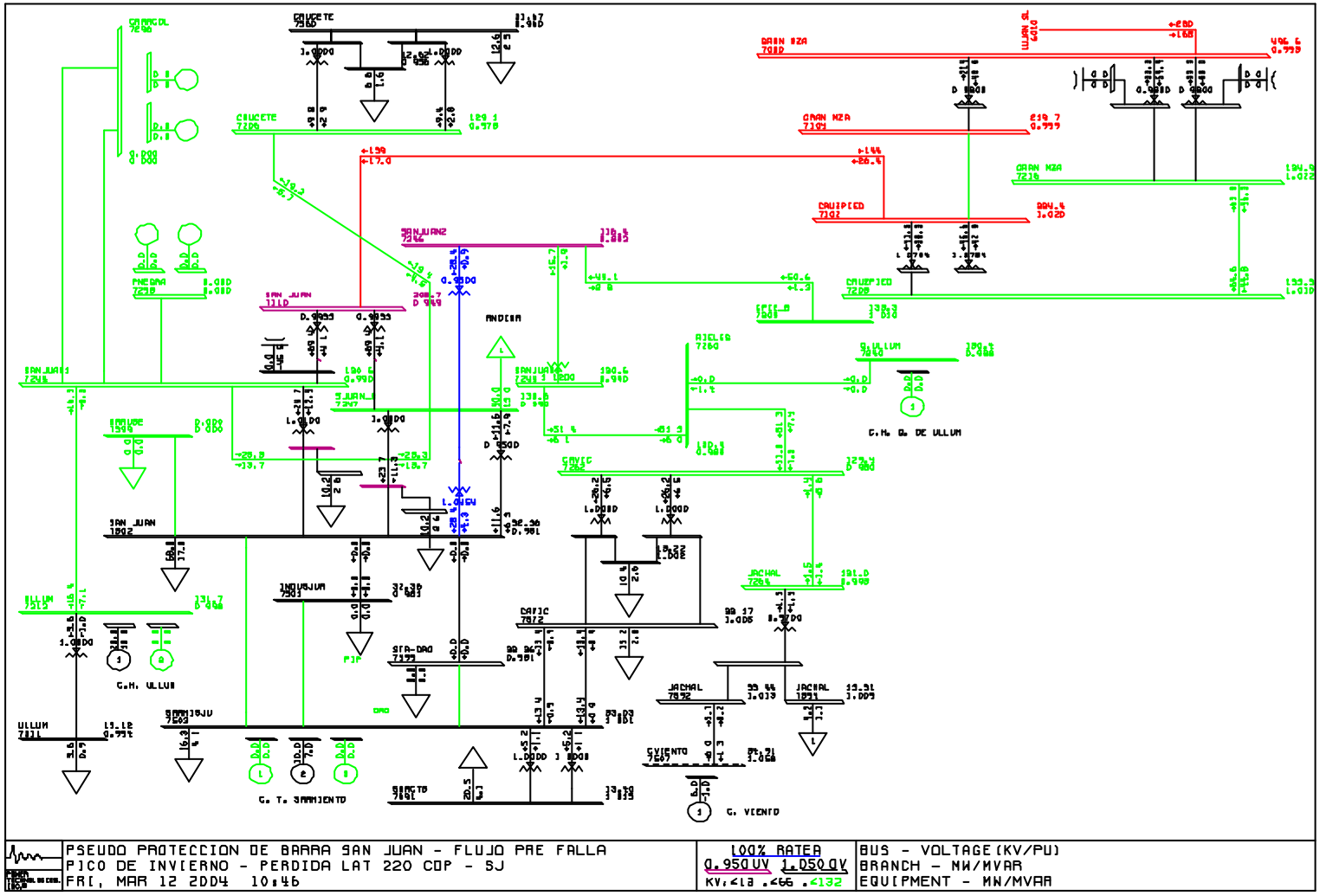

DISPARO LAT 220 CDP - SJN Y
FLUJO: PB_S_J_PI_CNV.SAV
FRI. MAR 12 2004 10:23
FRECUENCIA COMPARADA
TIME (SECONDS)

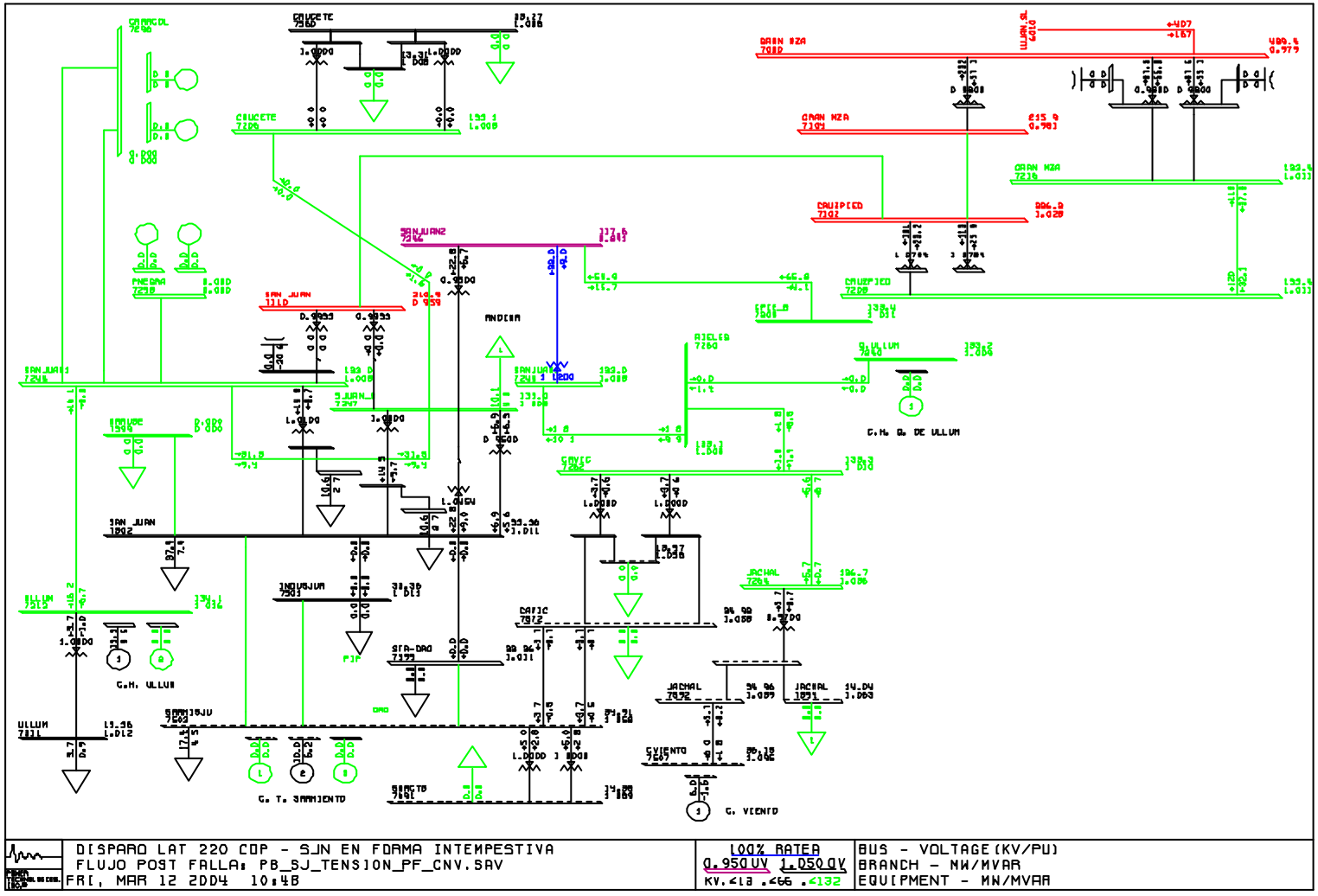
4.2.4 Gráficas de la simulación con los cortes de demanda a los 300 milisegundos:





4.2.5 Anexo 1


PSEUDO PROTECCION DE BARRA SAN JUAN - FLUJO PRE FALLA
PICO DE INVIERNO - PERDIDA LAT 220 CDP - SJ
FRI, MAR 12 2004 10:46
100% RATER
0.950 UV 1.050 UV
BUS - VOLTAGE(KV/PU)
BRANCH - MW/MVAR
EQUIPMENT - MW/MVAR


DISPARO LAT 220 CDP - SJN EN FORMA INTEMPESTIVA
FLUJO POST FALLA: PB_SJ_TENSION_PF_CNV.SAV
FRI, MAR 12 2004 10:48
100% RATEA
0.950UV 1.050OV
KV.<13 .<66 .<132
BUS - VOLTAGE(KV/PU)
BRANCH - MW/MVAR
EQUIPMENT - MW/MVAR

4.3 Falla LAT 132 KV CdP – SJ

Partiendo de un escenario de pico de invierno, con la generación típica estacional correspondiente, se saca de servicio la línea de 132 KV CdP – S.J.

4.3.1 Escenario pre falla

Escenario: Pico de Invierno
Demanda Cuyo: 813 MW
Generación Local: 898 MW
Exportación de potencia *activa* del SADI: 46 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 140 MVAr
Tensión barra 220 KV SJ: 0.94 pu
Importación sistema SJ: 186 MVA
Generación Ullum: 20 MW
Generación Sarmiento: 10 MW
Demanda EMA: 40 MW x 13.1 MVAr

4.3.2 Escenario de falla: Salida LAT 132 KV CdP – SJ

Escenario: Pico de Invierno
Demanda Cuyo: 813 MW
Generación Local: 898 MW
Exportación de potencia *activa* del SADI: 47 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 144 MVAr
Tensión barra 220 KV SJ: 0.88 pu
Importación sistema SJ: 185 MVA (183 MW x 25 MVAr)
Generación Ullum: 20 MW
Generación Sarmiento: 10 MW
Demanda EMA: 40 MW x 13.1 MVAr

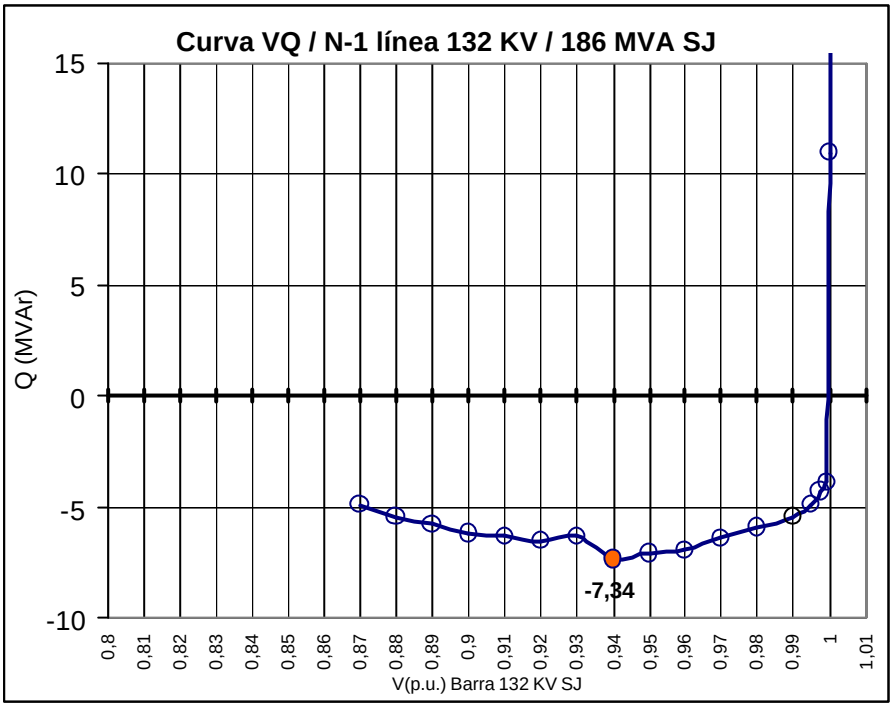
4.3.3 DAD Requerida

Ante la apertura de la LAT 132 KV se inicia el mecanismo DAD de tal manera que la LAT de 220 KV en servicio, no supere su límite de transmisión por tensión.
De acuerdo a la configuración de la E.T. San Juan que se muestra en el unifilar adjunto, el despacho típico de generación para el escenario de estudio (Pico de Invierno) más la central Sarmiento con 10 MW; el límite por tensión de transmisión de la LAT 220 KV es de 163 MVA, medidos en el extremo San Juan; para un coseno fi de la demanda de 0.95.
Se debe realizar el siguiente corte de demanda para alcanzar dicho límite después de la apertura de la LAT de 132 KV

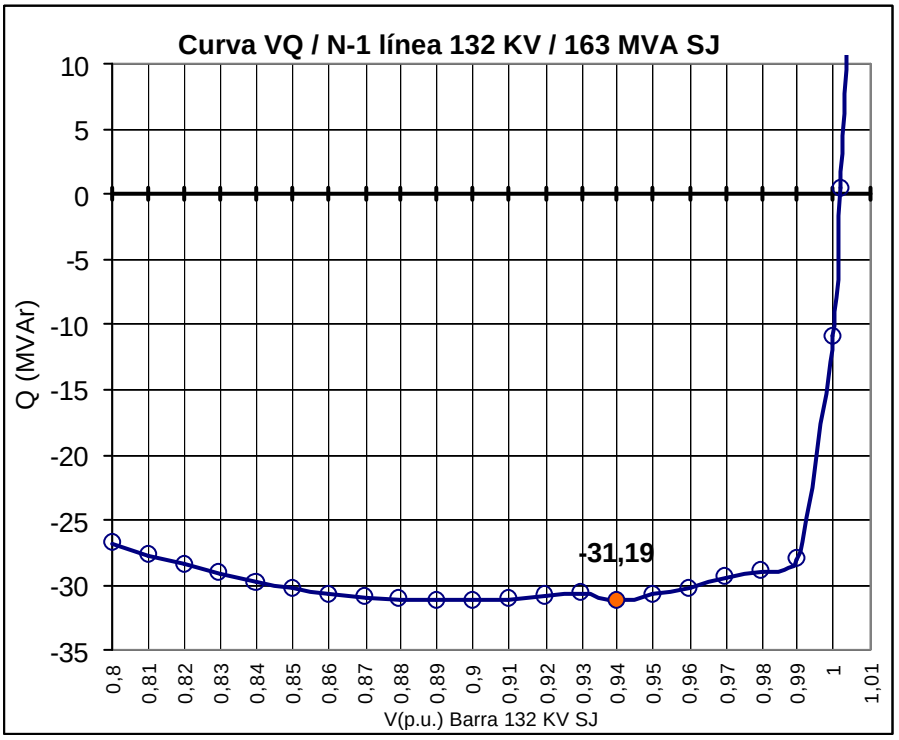
San Juan 33KV: 20 ; 5 [MW ; MVAr]

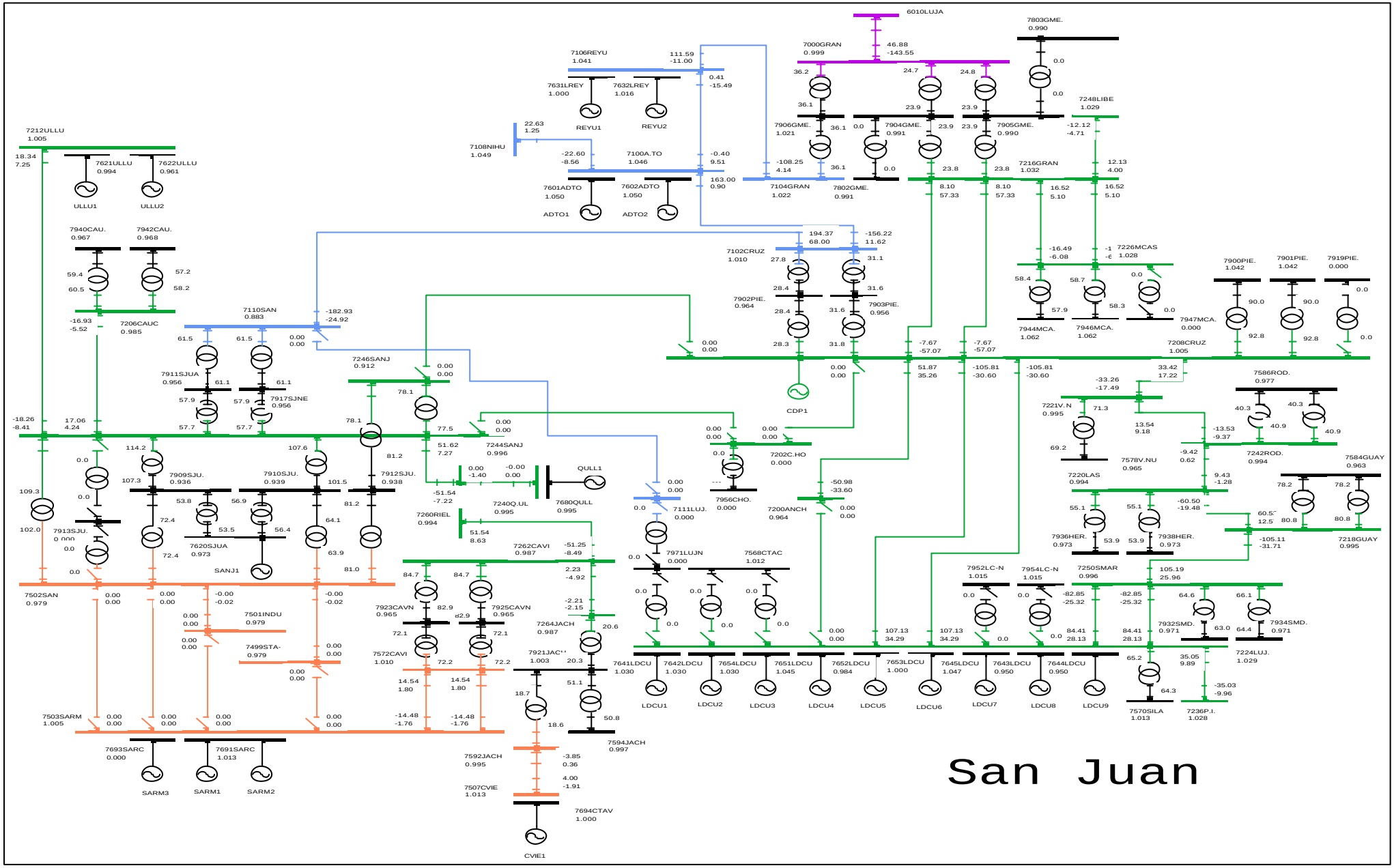
Se adjuntan a continuación los unifilares con los datos de los flujos de potencias correspondientes al estado de falla y al estado post DAD (N-1 LAT 132 KV) respectivamente.
El estado pre falla es coincidente con el caso Nº 1.
Debido a que el sistema San Juan queda alimentado en forma radial desde Mendoza con la línea de 220 KV de 172 km y con escasa generación local, se hace interesante realizar un estudio para calcular el *margen de estabilidad de voltaje* (**MEV**). El estudio del MEV nos indica la robustez de la barra y que tan lejos del colapso de tensiones se encuentra dicha barra. El MEV calcula el margen de reactivo de una barra.
Se adjuntan a continuación el estudio del MEV del sistema San Juan ante el N-1 de la LAT de 132 KV, antes de efectuar DAD y después de realizar DAD respectivamente.
Como puede observarse en los diagramas de flujo de potencia y de MEV, si no se realiza DAD después de la apertura de la LAT de 132 KV, la barra de 220 KV se encuentra a 0.88 pu de su tensión nominal y el sistema San Juan queda con escaso margen de reactivo. Si se realiza el despeje de demanda propuesto, la barra de 220 KV queda a 0.95 pu de su tensión nominal y el margen de reactivo de San Juan mejora sustancialmente.
En este escenario la Central Sarmiento se la considera como una generación forzada, necesaria para poder alimentar la demanda esperada para Energía San Juan y EMA. El límite de transmisión de la LAT 220 KV ante un N-1 de la LAT 132 KV, que asegura un buen MEV es de **163 MVA** cuando la central Sarmiento esta despachada ó **156 MVA** cuando Sarmiento esta fuera de servicio. Si se opera dentro de estos límites, se logra tener un buen margen de reserva de reactivo y también mantener las tensiones dentro de la banda permitida. Los límites responden a la configuración, estado de carga del sistema y despacho de generación.

4.3.4 MEV ante N-1 LAT 132 KV sin DAD



4.3.5 MEV ante N-1 LAT 132 KV con DAD



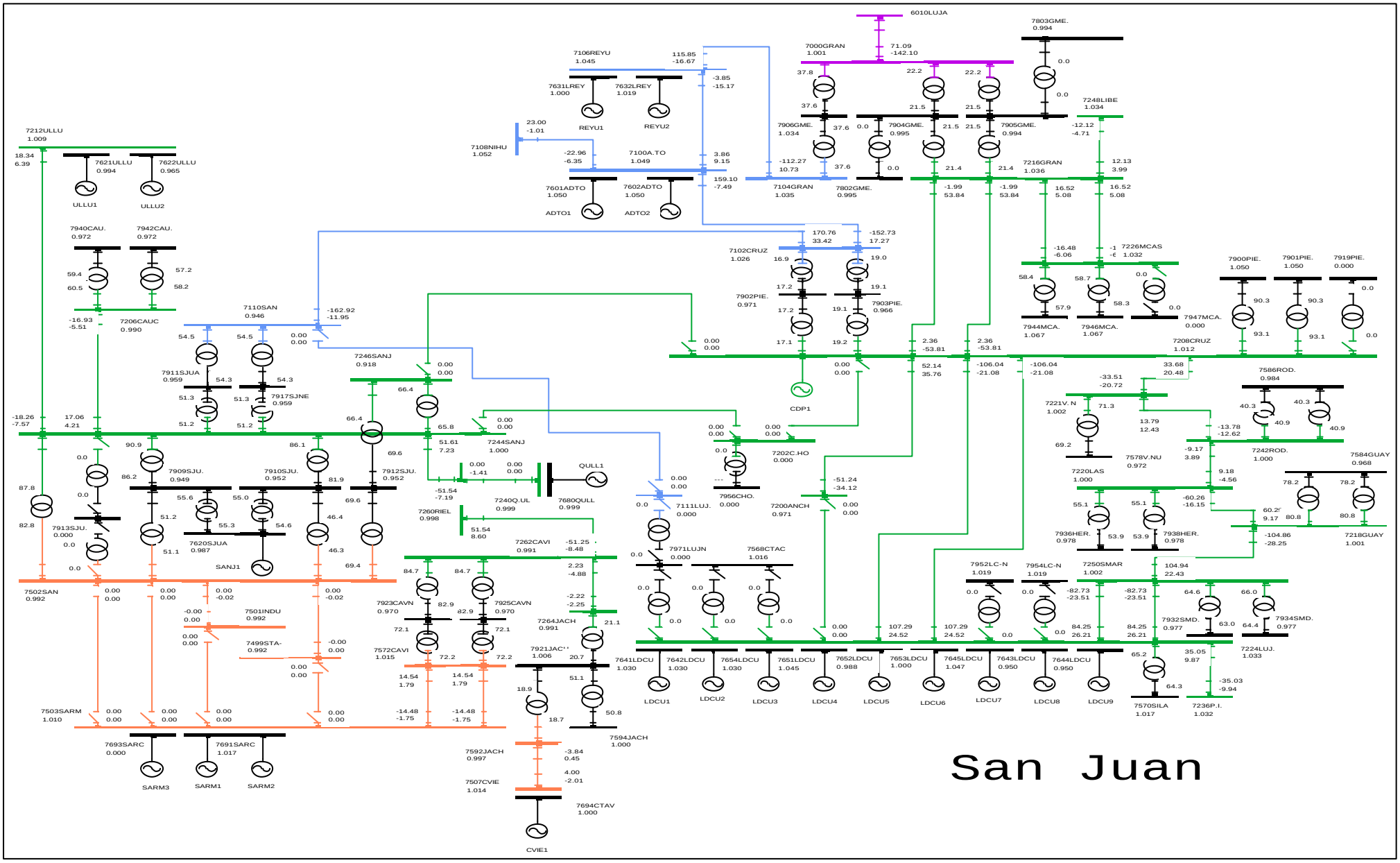


ESTADO DE FALLA (LAT 132 KV f/s)

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 (LAT 132 KV 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

4.4 Actuación Pseudo Protección de Barra A

El escenario base de este caso es un pico de invierno, en el cual se simula la actuación de la pseudo protección de la barra A de la E.T. San Juan.
La pseudo protección de barra A abre los siguientes interruptores:

Conjuntor de barras
Interruptor ATR2 lado 132 KV
Interruptores TR2 (T.T.E.) en sus tres niveles de tensión (132 / 33 / 13.2 KV)
Interruptores TR3 (S.W.) en sus dos niveles de tensión (132 / 33 KV)
Interruptor salida Caucete
Interruptor salida EMA

4.4.1 Escenario pre falla

Escenario: Pico de Invierno
Demanda Cuyo: 813 MW
Generación Local: 898 MW
Exportación de potencia *activa* del SADI: 46 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 140 MVAr
Tensión barra 220 KV SJ: 0.94 pu
Importación sistema SJ: 186 MVA
Generación Ullum: 20 MW
Generación Sarmiento: 10 MW
Demanda EMA: 40 MW x 13.1 MVAr

4.4.2 Escenario de falla: Actuación Pseudo P.B. A

Escenario: Pico de Invierno
Demanda Cuyo: 746 MW
Generación Local: 898 MW
Exportación de potencia *activa* del SADI: 122 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 147 MVAr
Tensión barra 220 KV SJ: 1.05 pu
Importación sistema SJ: 116 MVA
Generación Ullum: 20 MW
Generación Sarmiento: 10 MW
Carga Booster: 16 %
Carga TR1(Cegelec): 180 %
Carga TR4(Miron): 131 %

4.4.3 DAD Requerida

Ante la actuación de la pseudo P.B. el mecanismo DAD censa la sobrecarga de los transformadores en servicio (TR 1 y TR 4) y la demanda de cada alimentador de la E.T. San Juan a fin de componer el vector de despeje de demanda necesario para dejar a los transformadores en servicio operando dentro de límites admisibles.
Debido a la configuración de la E.T., la demanda en los niveles de 13.2 KV solo es alimentada por uno de los transformadores que quedan en servicio, motivo por el cual inicialmente no se la considerará como una alternativa de despeje; ya que si despejamos demanda en 13.2 KV solo se actuaría en el alivio de la sobrecarga del transformador que la alimenta y no sobre la sobrecarga de todos los transformadores en servicio.
Como se observa en el unifilar con el estado de flujo de cargas en estado de falla, la demanda de 13.2 KV no produce la sobrecarga del TR que la alimenta, por lo que no se la considera como demanda despejable. Por lo tanto el cómputo de demanda a despejar se hace sobre la demanda en 33 KV.
Con este estado de carga, la demanda a despejar es la siguiente:

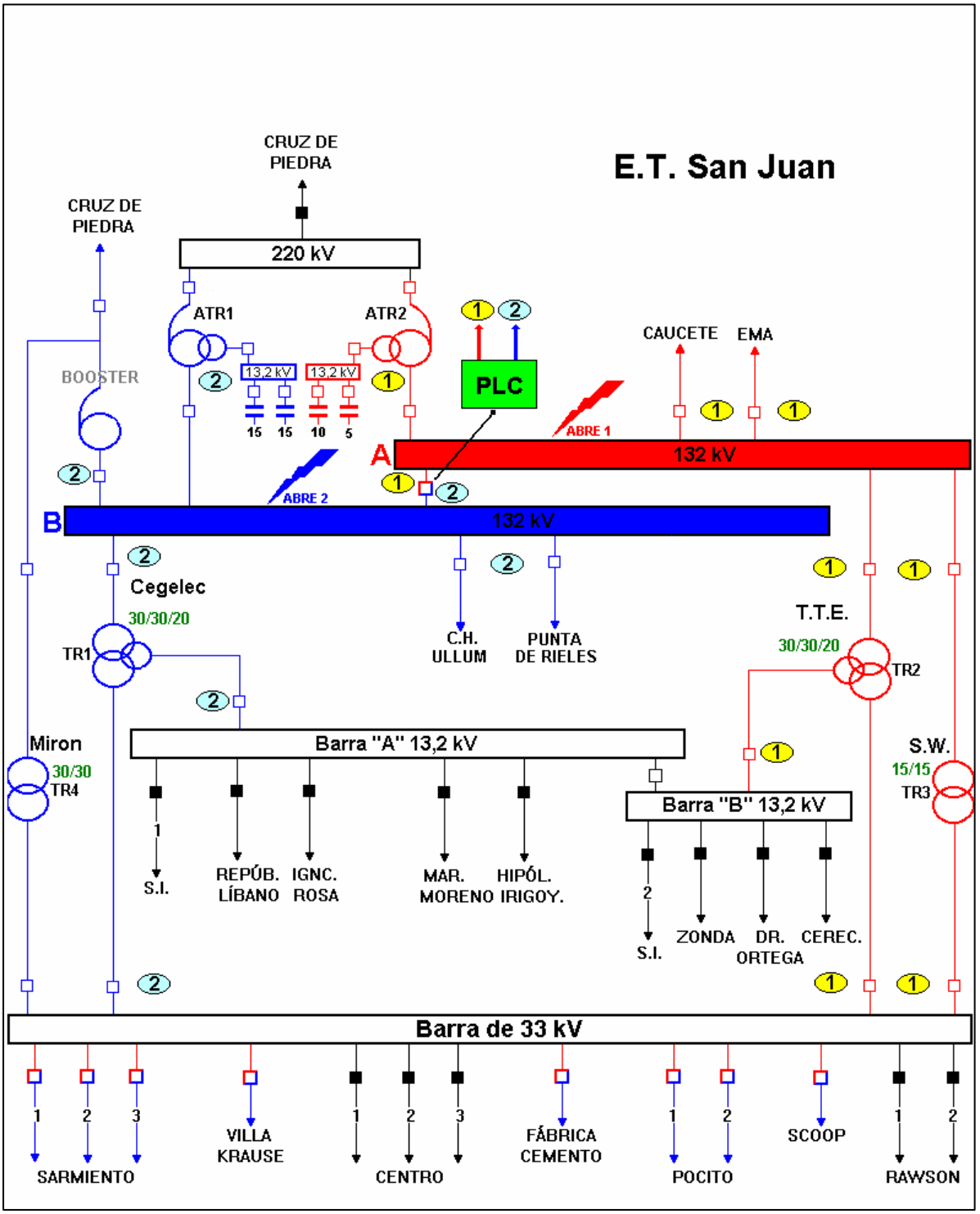
San Juan 33 KV: 32 ; 8 [MW , MVAr]

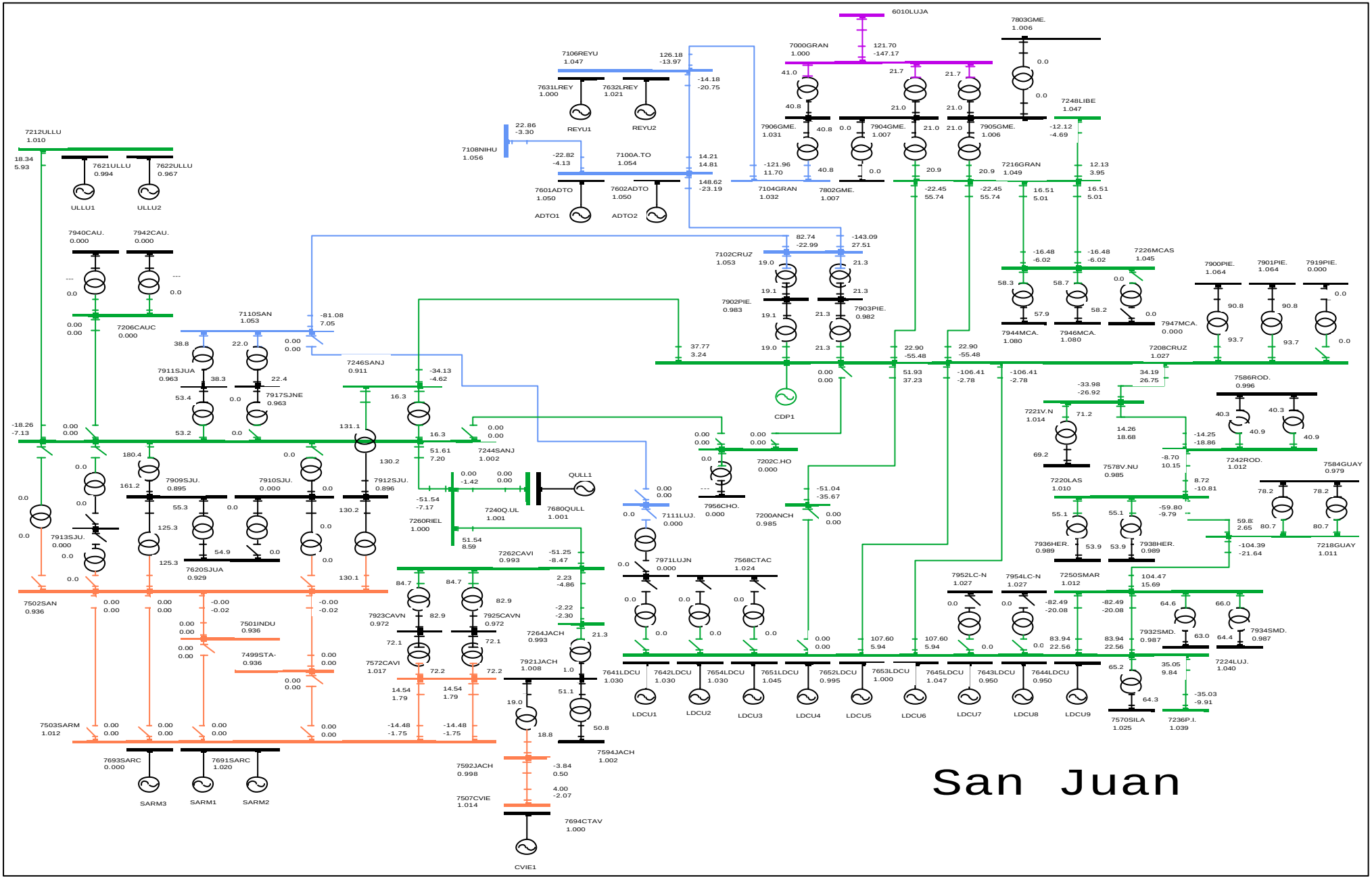
Una vez producida la DAD, los transformadores en servicio presentan los siguientes valores de carga:

Carga Booster: 38 %
Carga TR1(Cegelec): 112 %
Carga TR4(Miron): 81 %

Una sobrecarga de hasta el 15 % sobre el TR1 es admisible y da tiempo al operador a tomar las acciones correctivas del caso.
Podríamos seguir cortando demanda hasta lograr que el TR1 quede al 100 %, pero sería desaprovechar la potencia disponible del TR4, ya que cortando demanda en 33 KV se descargan los dos transformadores paralelamente. El TR1 presenta mayor estado de carga debido a que alimenta demanda en 13.2 KV y 33 KV.
Otra alternativa de despeje de demanda que lograría dejar a cada TR al 100 % de su potencia nominal, sería que el mecanismo DAD una vez que detecte actuación de pseudo P.B. y sobrecarga de los transformadores en servicio, comience a despejar demanda en 33 KV, hasta que el TR4 (que solo alimenta demanda en 33 KV) quede al 100%; luego se comenzaría a actuar sobre la demanda en 13.2 KV, si es que el TR1 aun presenta sobrecarga, hasta que el mismo opere al 100 %. Es decir se actuaría primero sobre la demanda en 33 KV, ya que la misma es alimentada por ambos transformadores y luego sobre la demanda en 13.2 KV, si es que el TR1 que la alimenta, aun presenta sobrecarga. De esta manera se lograría dejar a cada transformador con no mas del 100 % de carga. Si se simulan estas acciones se observa que es factible lograr mediante cortes en 33 KV que el TR4 quede al 100 %, pero cuando se empieza a actuar sobre la demanda de 13.2 KV para descargar el TR1, se detecta que inicialmente hay que despejar toda la demanda remanente en 13.2 KV y además que el TR4 empieza a mostrar niveles de cargas inferiores al 100 %, ya que el TR1 modifica su estado de carga y empieza a tomar más carga por el nivel de 33 KV cuando se corta su demanda en 13.2 KV. Motivo por el cual se descarta esta alternativa de despeje.

Cabe destacar que ante la actuación de la pseudo P.B., la mitad de la demanda en 13.2 KV es despejada automáticamente.
El mecanismo DAD actúa en forma equivalente ante el N-1 de un TR de San Juan, con la única diferencia que se mide la sobrecarga en todos los transformadores en servicio.
Se adjuntan a continuación el esquema de la E.T. San Juan, los unifilares con los resultados de los flujos de potencia para el estado del sistema una vez que actuó la pseudo P.B. y para el estado post DAD. El estado de pre falla es coincidente con el caso Nº1.



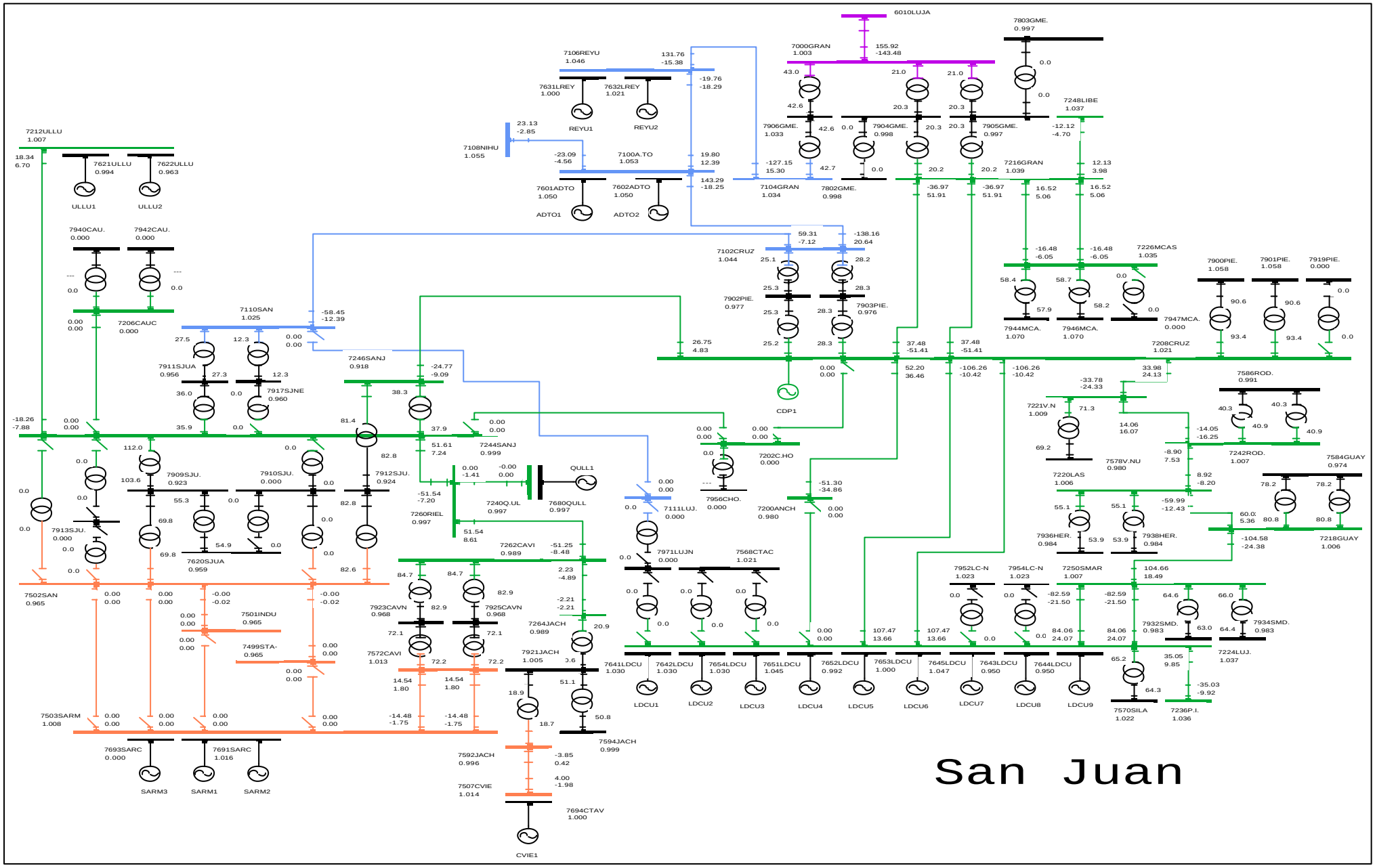


ESTADO POST Pseudo P.B. (sin DAD)

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 (Pseudo P.B. ejecutada)

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

4.5 Actuación Pseudo Protección de Barra B

El escenario base de este caso es un pico de invierno, en el cual se simula la actuación de la pseudo protección de la barra B de la E.T. San Juan.
La pseudo protección de barra B abre los siguientes interruptores:

Conjuntor de barras
Interruptor ATR1 lado 132 KV
Interruptores TR1 (Cegelec) en sus tres niveles de tensión (132 / 33 / 13.2 KV)
Interruptores Booster lado de barra 132 KV
Interruptor salida C.H. Ullum
Interruptor salida Pta. Rieles

4.5.1 Escenario pre falla

Escenario: Pico de Invierno
Demanda Cuyo: 813 MW
Generación Local: 898 MW
Exportación de potencia *activa* del SADI: 46 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 140 MVAr
Tensión barra 220 KV SJ: 0.94 pu
Importación sistema SJ: 186 MVA
Generación Ullum: 20 MW
Generación Sarmiento: 10 MW
Demanda EMA: 40 MW x 13.1 MVAr

4.5.2 Escenario de falla: Actuación Pseudo P.B. B

Escenario: Pico de Invierno
Demanda Cuyo: 742 MW
Generación Local: 868 MW
Exportación de potencia *activa* del SADI: 96 MW
Importación de potencia *reactiva* del SADI: 149 MVAr
Tensión barra 220 KV SJ: 0.99 pu
Importación sistema SJ: 140 MVA
Generación Ullum: 0 MW
Generación Sarmiento: 0 MW
Demanda EMA: 40 MW x 13.1 MVAr
Carga TR2 (T.T.E.): 126 %
Carga TR3 (S.W.): 128 %
Carga TR4 (Miron): 122 %

4.5.3 DAD Requerida

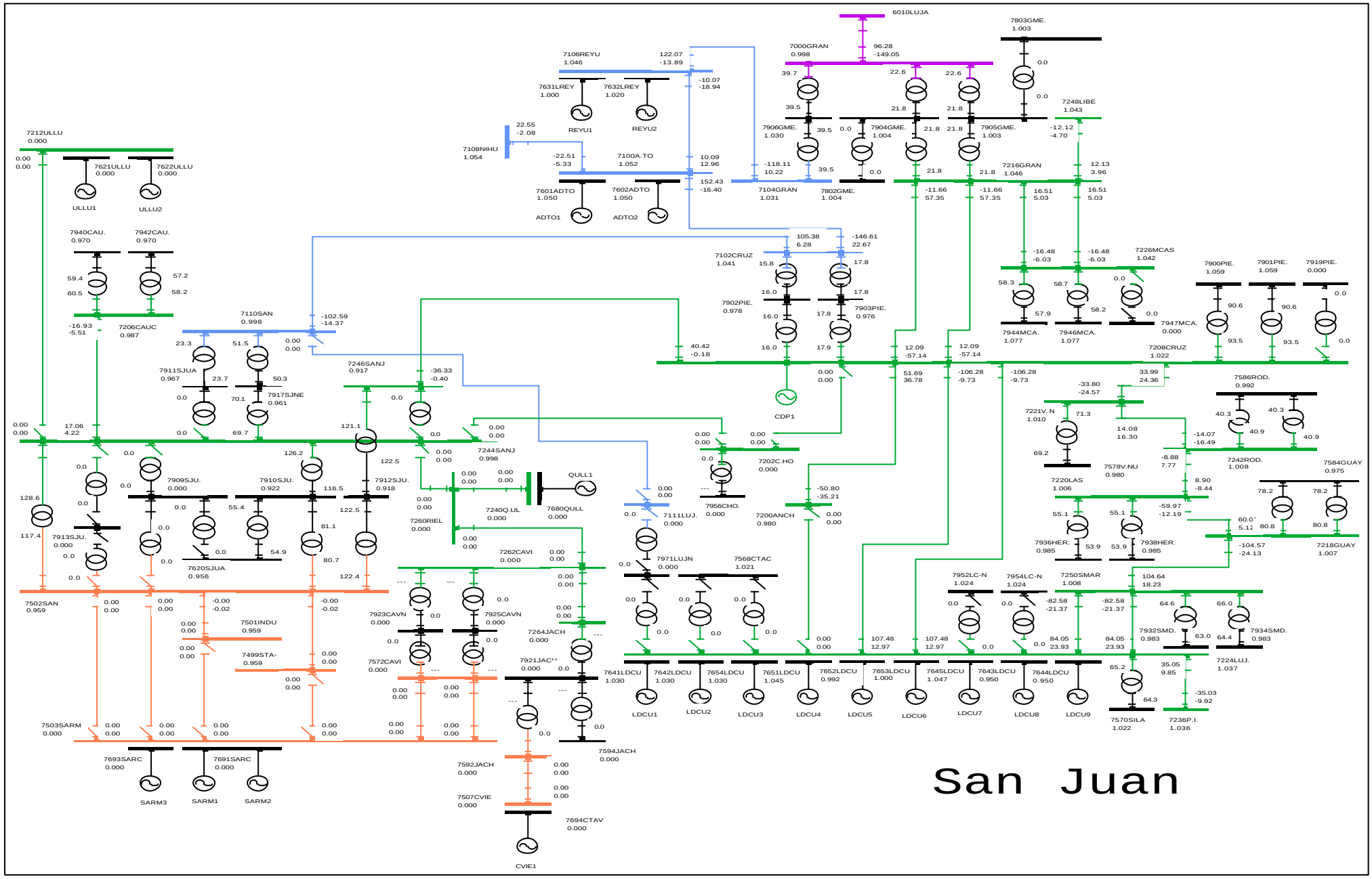
Ante la actuación de la pseudo P.B. el mecanismo DAD censa la sobrecarga de los transformadores en servicio (TR 2, TR 3 y TR 4) y la demanda de cada alimentador de la E.T. San Juan a fin de componer el vector de despeje de demanda necesario para dejar a los transformadores en servicio operando dentro de límites admisibles.
Debido a la configuración de la E.T., la demanda en los niveles de 13.2 KV solo es alimentada por uno de los transformadores que quedan en servicio, motivo por el cual no se la considerará como una alternativa de despeje; ya que si despejamos demanda en 13.2 KV solo se actuaría en el alivio de la sobrecarga del transformador que la alimenta y no sobre la sobrecarga de todos los transformadores en servicio.
El cómputo de demanda a despejar se hace sobre la demanda en 33 KV.
Con este estado de carga, la demanda a despejar es la siguiente:

San Juan 33 KV: 10 ; 2.5 [MW , MVAr]

Una vez producida la DAD, los transformadores en servicio presentan los siguientes valores de carga:

Carga TR2 (T.T.E.): 107 %
Carga TR3 (S.W.): 109 %
Carga TR4 (Miron): 110 %

Una sobrecarga de hasta el 15 % es admisible y da tiempo al operador a tomar las medidas correctivas del caso.
El mecanismo DAD actúa en forma equivalente ante el N-1 de un TR de San Juan, con la única diferencia que se mide la sobrecarga en todos los transformadores en servicio.
Se adjuntan a continuación los unifilares con los resultados de los flujos de potencia para el estado del sistema una vez que actuó la pseudo P.B. y para el estado post DAD. El estado de pre falla es coincidente con el caso Nº1.

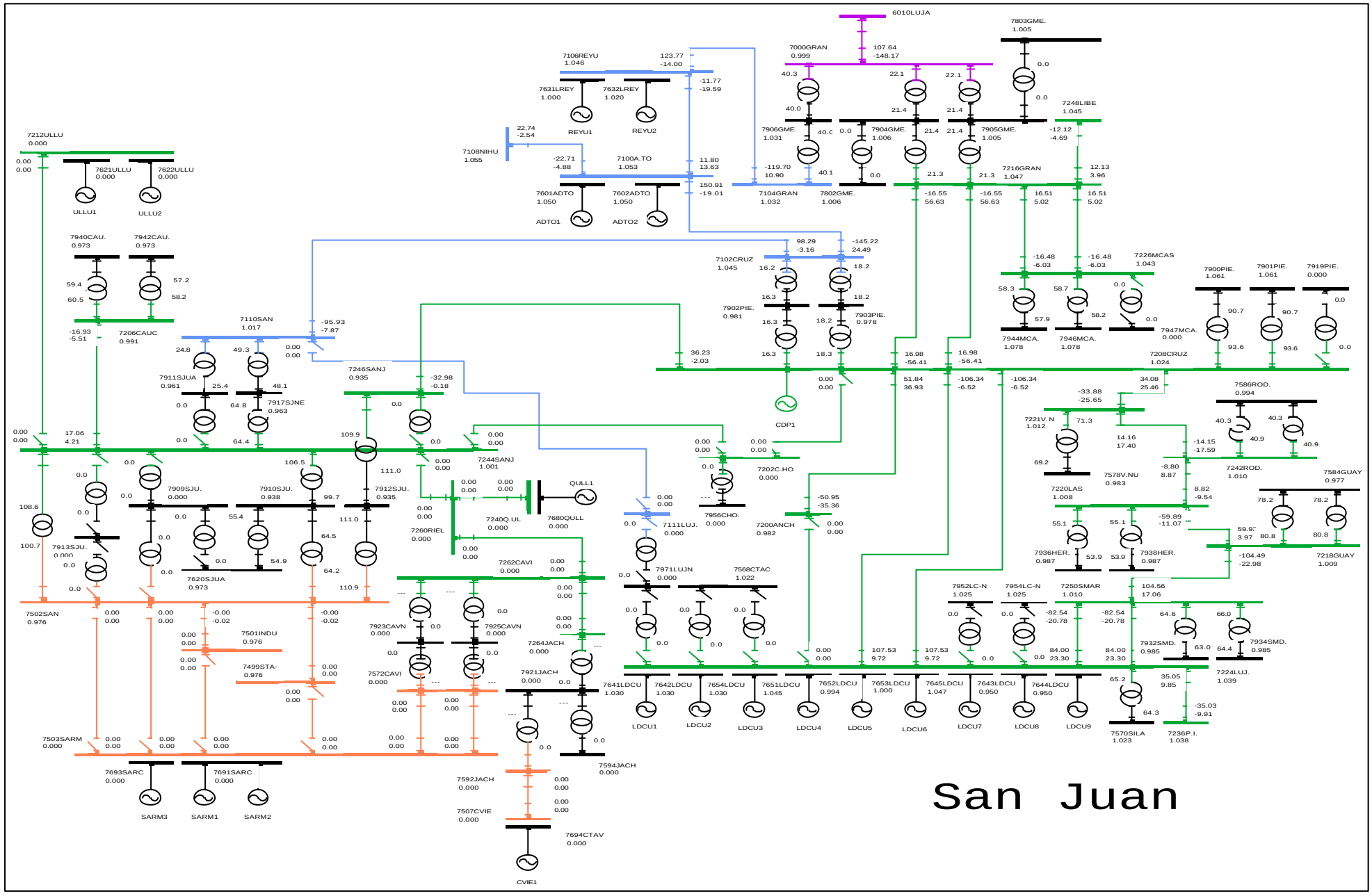


ESTADO POST Pseudo P.B. (sin DAD)

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 (Pseudo P.B. ejecutada)

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

5. CONCLUSIONES

1. Ante un N-1 de la LAT 220 kV Cruz de Piedra – San Juan es necesario efectuar DAD antes de los 300 milisegundos para evitar el colapso de tensión.
2. La metodología de solicitar a Energía San Juan intercambio de potencia activa entre E.T. San Juan y P. Rieles < 5 MW, permite mantener la generación presente en el área y energizado el sistema de 132 kV ante la pérdida de la LAT 220 kV Cruz de Piedra – San Juan.
3. Se definen tres niveles de DAD ante la salida de la LAT 220 kV Cruz de Piedra – San Juan según el nivel de demanda a despejar.
4. Cuando actúe cualquiera de los mecanismos, se hace necesaria la actuación en automático de los bancos de capacitores a fin de mantener la tensión de la barra de 132 kV de San Juan dentro de los límites.
5. La DAD correctiva es necesaria para realizar un ajuste más preciso en el corte de demanda para no sobrecargar el booster.
6. Ante un N-1 de la LAT 132 kV Cruz de Piedra – San Juan es necesario efectuar DAD para quedar con un buen margen de reactivo que asegure estar lejos del colapso de tensión.
7. El límite de transmisión de la LAT 220 KV ante un N-1 de la LAT 132 KV, que asegura un buen MEV es de **163 MVA** cuando la central Sarmiento esta despachada ó **156 MVA** cuando Sarmiento esta fuera de servicio.
8. Los límites responden a la configuración, estado de carga del sistema y despacho de generación.
9. Ante la actuación de la pseudo P.B. el mecanismo DAD censa la sobrecarga de los transformadores en servicio y la demanda de cada alimentador de la E.T. San Juan a fin de componer el vector de despeje de demanda necesario para dejar a los transformadores operando dentro de límites admisibles. Esta DAD es una consecuencia necesaria de la pseudo P.B.
10. Una sobrecarga de hasta el 15 % sobre un transformador es admisible y da tiempo al operador a tomar las acciones correctivas del caso.
11. El mecanismo DAD actúa en forma equivalente a cuando actúa pseudo P.B. ó ante el N-1 de un TR de San Juan, con la única diferencia que se mide la sobrecarga en todos los transformadores en servicio.

AUTOMATISMOS RESOLUCIÓN 01
DISEÑO PSEUDO PROTECCIÓN DE BARRAS EN E.T. SAN JUAN

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. SAN JUAN, 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 **"SAN JUAN 1 (7244)"** tendrá conectados los siguientes elementos:
a) uno de los autotransformadores de 150 MVA 220/132 kV,
b) uno de los transformadores de 30 MVA 132/33/13,2 kV (Cegelec),
c) el autotransformador BOOSTER de 30 MVA,
d) LAT 132 kV E.T. San Juan – C.H. Ullum,
e) LAT 132 kV E.T. San Juan – E.T. Punta de Rieles

La otra parte, denominada **"SAN JUAN B (7247)"** tendrá conectados los siguientes elementos:
a) segundo de los autotransformadores de 150 MVA 220/132 kV,
b) segundo de los transformadores de 30 MVA 132/33/13,2 kV (TTE),
c) tercero de los transformadores de 15 MVA 132/33 kV (SW),
d) LAT 132 kV E.T. San Juan – E.T. Caucete,
e) LAT 132 kV E.T. San Juan – Electrometalúrgica Andina,

La barra de 33 kV será única y alimentada por los tres transformadores mencionados más un cuarto transformador de 30 MVA de marca MIRÓN el cual esta conectado directamente a la llegada de la LAT 132 desde Cruz de Piedra y en paralelo al Booster, en tanto que la barra de 13,2 kV estará alimentada por los dos transformadores con el paralelo abierto y distribuida la demanda entre ambas máquinas.

En la barra de 33 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 los transformadores que queden en servicio para llevarlos a valores de caga nominal.

Sobre el escenario elegido se desarrollaron ensayos de falla sobre cada una de las semibarras, considerando distintos tiempos de eliminación de la falla aplicada, 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=?? Evolución y respuesta natural del sistema con la habilitación del disparo de pérdida de sincronismo en el simulador.
T=30 Fin de la simulación.

2. CONTINGENCIAS ANALIZADAS:

2.1 Escenario Prefalla

El escenario considerado utiliza un despacho típico de verano ya que desde el punto de vista dinámico es el más exigente, debido a que este tipo de fallas tiene su máximo requerimiento sobre el ángulo rotórico de los grupos.

Demanda de Cuyo: 856 MW

Generación Local: 1250 MW

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

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

Demanda de San Juan: 218 MW

Interruptor Paralelo de Barras de la E.T. San Juan 132 kV: **Posición CERRADO**

Tensión de barra E.T. San Juan 220 kV: 213.2 kV (0.959 p.u.)
Tensión de barra E.T. San Juan 132 kV: 129.9 kV (0.984 p.u.)
Tensión de barra E.T. San Juan 33 kV: 32.2 kV (0.970 p.u.)

Carga de los transformadores de 150 MVA: 51x3.4
Carga de los transformadores de 30 MVA:
Cegelec: 25 x 12
TTE: 24 x 11
SW: 12 x 8
Mirón: 27 x 0,7
Booster: 8 x 2
Intercambio entre barras por el Interruptor Paralelo de Barras: 44 x 2510

Corredor Mendoza – San Juan:

Flujos de potencia dirigidos desde Cruz de Piedra hacia San Juan:
LAT 132 kV CDP – ETSJ: 100 MW x 1.9 MVAr
LAT 220 kV CDP – ETSJ: 35 MW x 1.7 MVAr

Sobre este escenario se desarrollaron ensayos de falla sobre ambas semibarras de 132 kV de la E.T. San Juan.

Cada una de las fallas ensayadas consideraron distintos tiempos de falla aplicados en la barra, hasta llegar a verificar el tiempo necesario para la actuación del mecanismo.

En el **Anexo 1** se muestra el flujo prefalla utilizado en las simulaciones.

2.2 Simulación falla sobre la semibarra "SAN JUAN 1 (7244)"

En estos estudios se aplicó la falla sobre la barra **"SAN JUAN 1 (7244)".**

Junto a la desconexión de la barra fallada se deben disparar los circuitos conectados a la misma por lo que es necesario abrir el paralelo de barras, separar la C.H. Ullum y la LAT a Punta de Rieles. También salen de servicio el transformador Cegelec y el autotransformador Booster.

Debido a que al abrir el Booster separamos la falla del sistema de transmisión, no es necesario abrir la Lat 132 Cruz de Piedra – San Juan ni tampoco el Mirón conectado a la llegada de la línea.

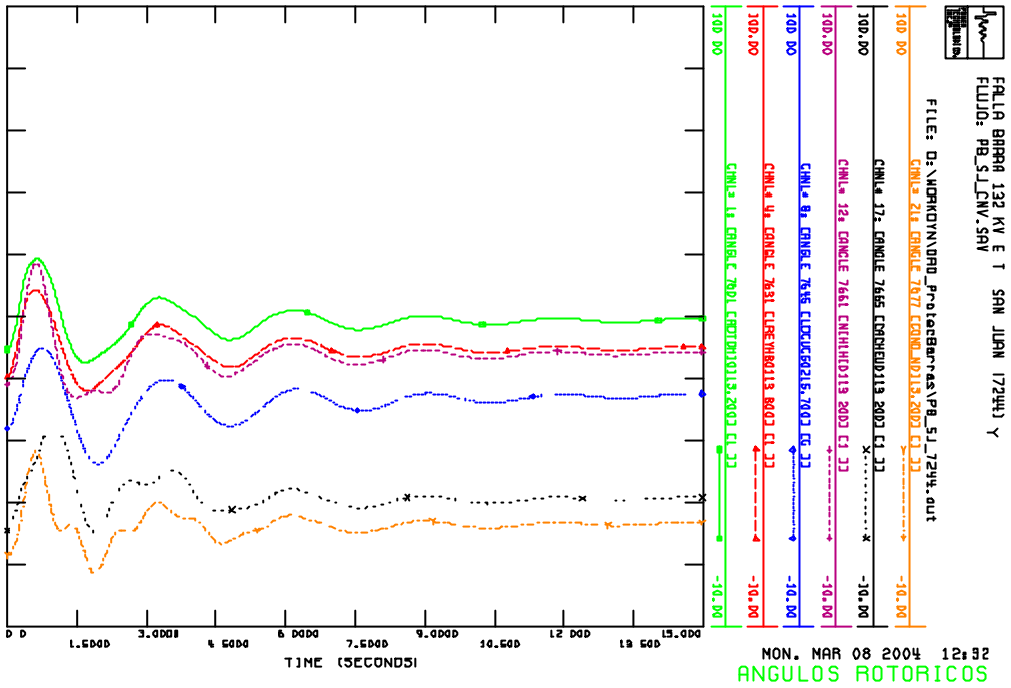
Con el Cegelec se pierde también la demanda de 13,2 kV conectada a esta máquina.

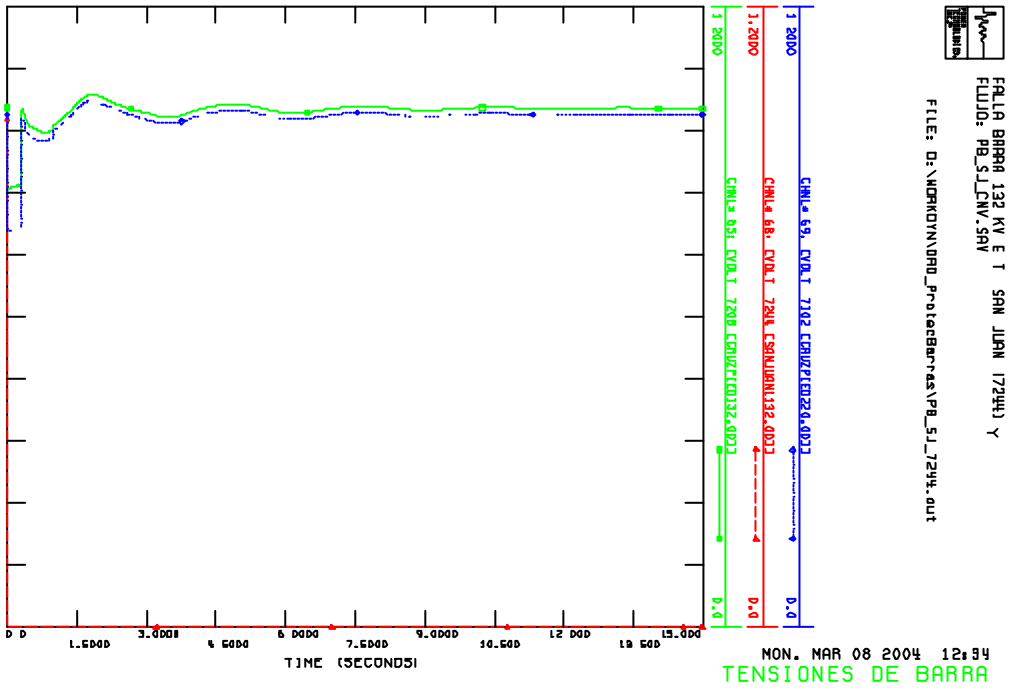
Como en el despeje de la barra se pierden las dos centrales, el nivel de tensión en el sistema San Juan esta fuera de los límites permitidos. El sistema de corte de demanda implementado (DAD), se encargará de realizar cortes en la barra de 33 kV de la E.T. San Juan, con lo cual los niveles de tensión y la carga de los transformadores en servicio, posterior al despeje de la barra estarán dentro de las bandas permitidas.

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

T=0	Falla Aplicada a la barra.
T=0.30	Despeje de la falla y disparo de las adyacencias. Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo del simulador habilitado.
T=1.00	Despeje de demanda de la barra San Juan 33 kV por niveles de tensión.
T=15.0	Fin de la simulación.

A continuación se representan las gráficas resultantes de la simulación. El flujo post falla se lo gráfica en el Anexo 1 al final del informe.


FALLA BARRA 132 KV E T SAN JUAN (7244) Y
FLUJO: PB_SJ_CNV.SAV
FILE: D:\WORKDYN\DRD_ProtecBarras\PB_SJ_7244.out
TIME (SECONDS)
MON. MAR 08 2004 12:32
ANGULOS ROTORICOS


FALLA BARRA 132 KV E T SAN JUAN (7244) Y
FLUJO: PB_SJ_CNV.SAV
FILE: D:\WORKDYN\DRD_ProtecBarras\PB_SJ_7244.out
TIME (SECONDS)
MON. MAR 08 2004 12:34
TENSIONES DE BARRA

2.3 Simulación falla sobre la semibarra "SAN JUAN B (7247)"

En estos estudios se aplicó la falla sobre la barra **"SAN JUAN B (7247)".**

Junto a la desconexión de la barra fallada se deben disparar los circuitos conectados a la misma. En este caso se desconectan las LAT a la E.T. Caucete y a la fábrica EMA. También salen de servicio los transformadores TTE y SW y el paralelo de barras.

Con el TTE se pierde también la demanda de 13,2 kV conectada a esta máquina.

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

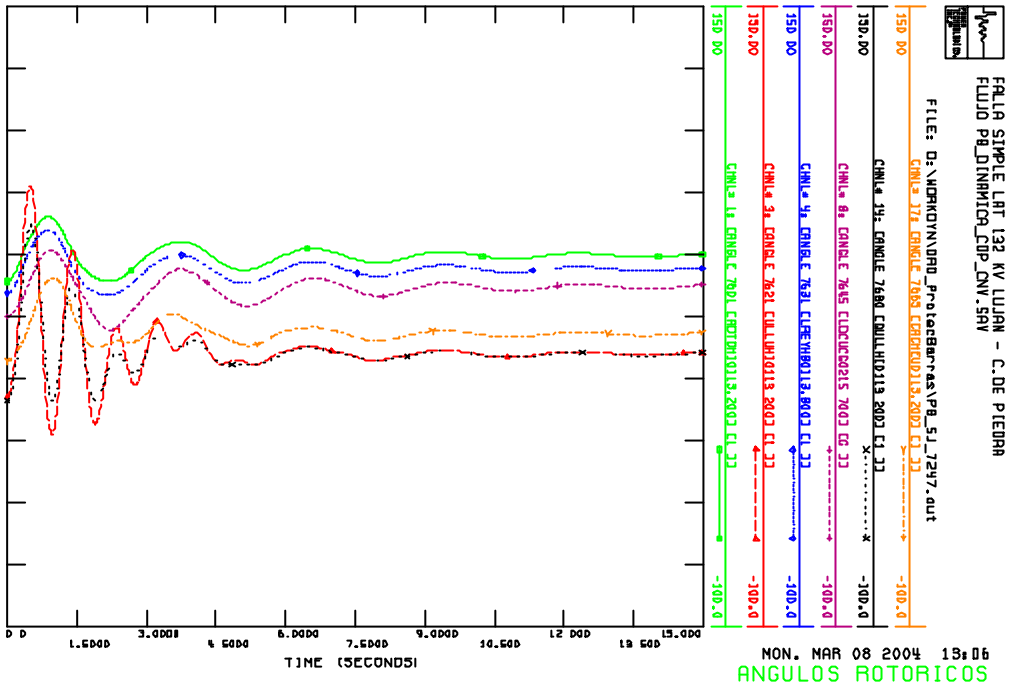
T=0 Falla Aplicada a la barra.
T=0.30 Despeje de la falla y disparo de las adyacencias.
Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo del simulador habilitado.
T=1.00 Despeje de demanda de la barra San Juan 33 kV por sobrecarga de los transformadores que quedan en servicio.
T=20.0 Fin de la simulación.

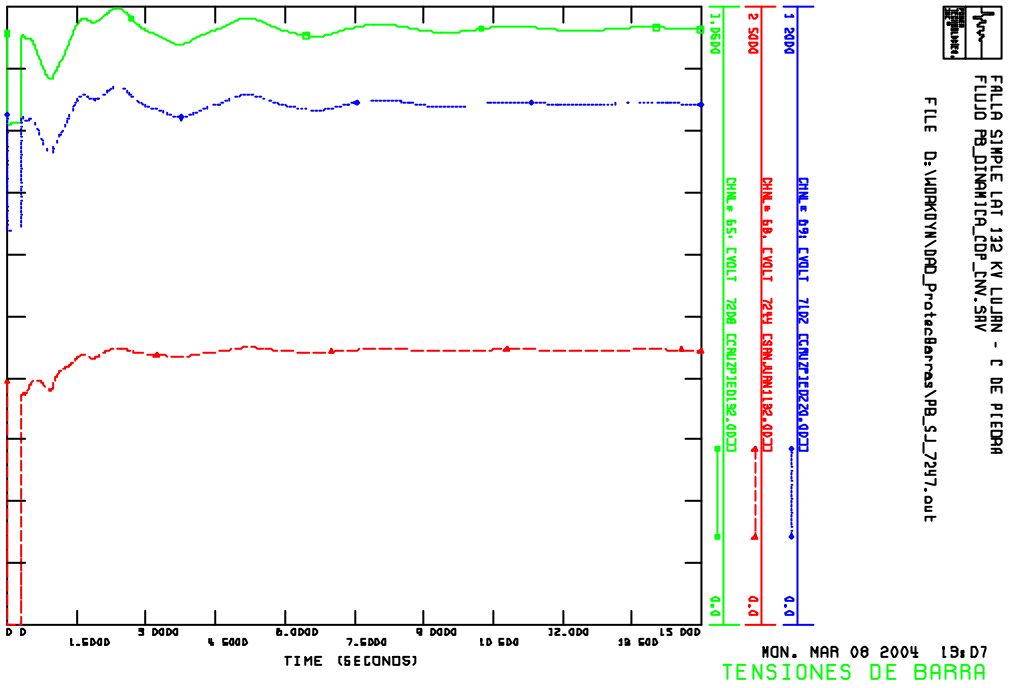
Es de hacer notar que el impacto de esta falla sobre los grupos de las CC.HH. Ullum y Q. Ullum produce una perturbación perfectamente asimilada por ellos, los cuales quedan en servicio después de despejada la barra fallada.

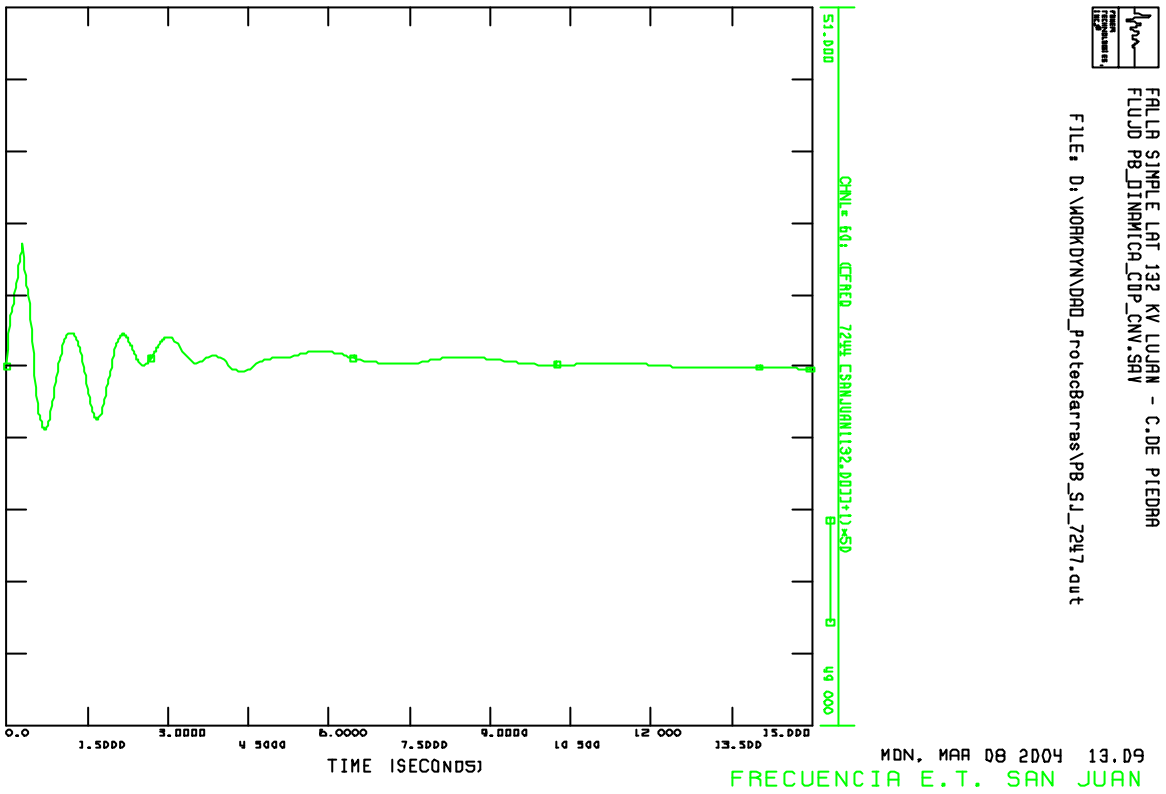
Como en la base de datos dinámica utilizada en los estudios, no se cuenta con los modelos de los reguladores de tensión y de velocidad de estos grupos, no es posible controlar los aportes de reactivo y por ende las tensiones quedan relativamente altas, pero en la realidad las máquinas podrán controlarlas.

El sistema de corte de demanda implementado (DAD), se encargará de realizar cortes en la barra de 33 kV de la E.T. San Juan, con lo cual los niveles de tensión y la carga de los transformadores en servicio, posterior al despeje de la barra estarán dentro de las bandas permitidas.

A continuación se representan las gráficas resultantes de la simulación. El flujo post falla se lo gráfica en el Anexo 1 al final del informe.


FALLA SIMPLE LAT 132 KV LUJAN - C.DE PIEDRA
FLUJO PB_DINAMICA_CDP_CNV.SAV
FILE: D:\WORKDYN\DAD_ProtecBarras\PB_SJ_7247.out
TIME (SECONDS)
MON. MAR 08 2004 13:06
ANGULOS ROTORICOS


FALLA SIMPLE LAT 132 KV LUJAN - C DE PIEDRA
FLUJO PB_DINAMICA_CDP_CNV.SAV
FILE D:\WORKDYN\DAD_ProtecBarras\PB_SJ_7247.out
TIME (SECONDS)
MON. MAR 08 2004 13:07
TENSIONES DE BARRA


FALLA SIMPLE LAT 132 KV LUJAN - C.DE PIEDRA
FLUJO PB_DINAMICA_COP_CNV.SAV
FILE: D:\WORKDYN\DAO_ProtecBarras\PB_SJ_7247.out
51.000
49.000
0.0
1.5000
3.0000
4.5000
6.0000
7.5000
9.0000
10.500
12.000
13.500
15.000
TIME (SECONDS)
MON, MAR 08 2004 13.09
FRECUENCIA E.T. SAN JUAN

2.4 Falla Monofásica sobre LAT 132 kV San Juan – Cruz de Piedra con intento fallido de recierre. Apertura de la barra por transferencia de la falla.

Para verificar la respuesta del sistema Cuyo y en particular de San Juan ante distintas fallas monofásicas, se aplica una falla de este tipo a una distancia del 20% de la longitud total de la línea, medida desde la E.T. San Juan sobre la LAT 132 kV San Juan - Cruz de Piedra.

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 fase fallada 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, fallando el interruptor por lo que la falla se transfiere a la barra de 132 kV, detectándose como una falla en la barra iniciándose la secuencia lógica para aislarla.

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 770 milisegundos.

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

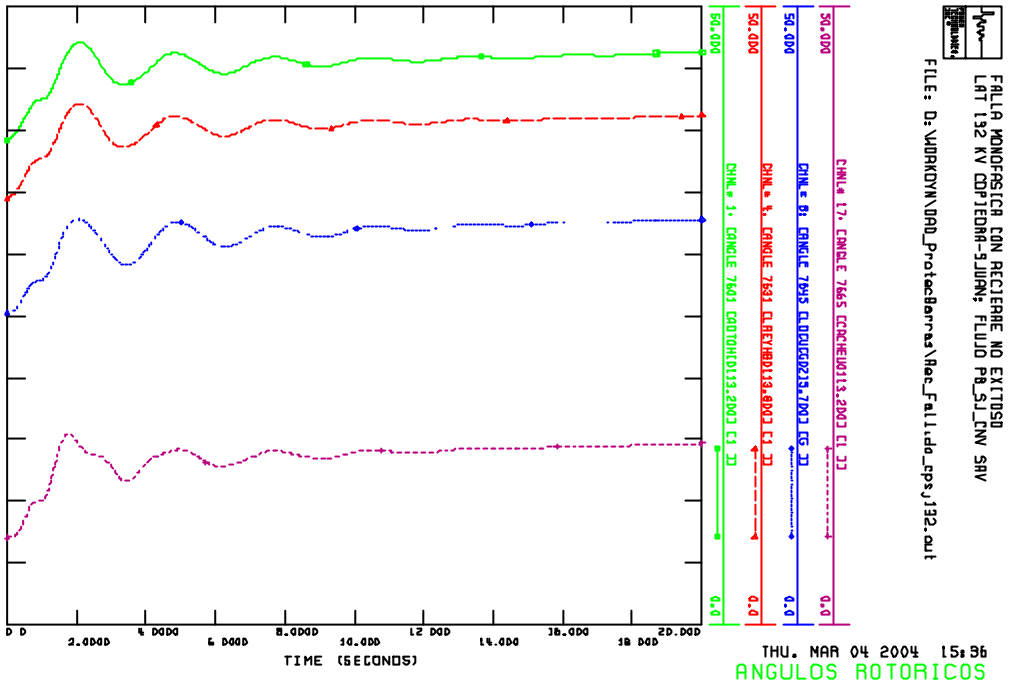
T=0	Falla Aplicada a la barra.
T=0.120	Apertura de la falla y comienzo del tiempo muerto.
T=0.620	Finalización del tiempo muerto y cierre sobre falla.
T=0.770	Falla transferida a la barra, comienza el ciclo de desconexión de la barra. Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo del simulador habilitado.
T=20.0	Fin de la simulación.

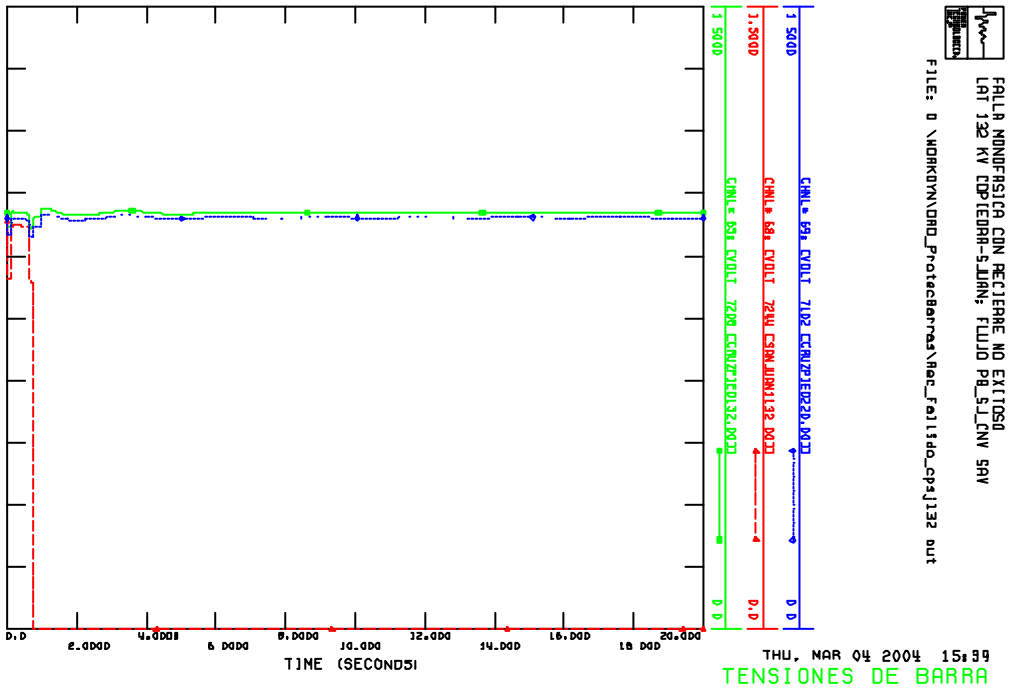
Esta contingencia es la de mayor exigencia sobre el sistema, ya que esta barra donde se transfiere la falla es la que contiene las líneas de la generación local de San Juan y en el tiempo de falla considerado esta incluida la PFI de interruptor

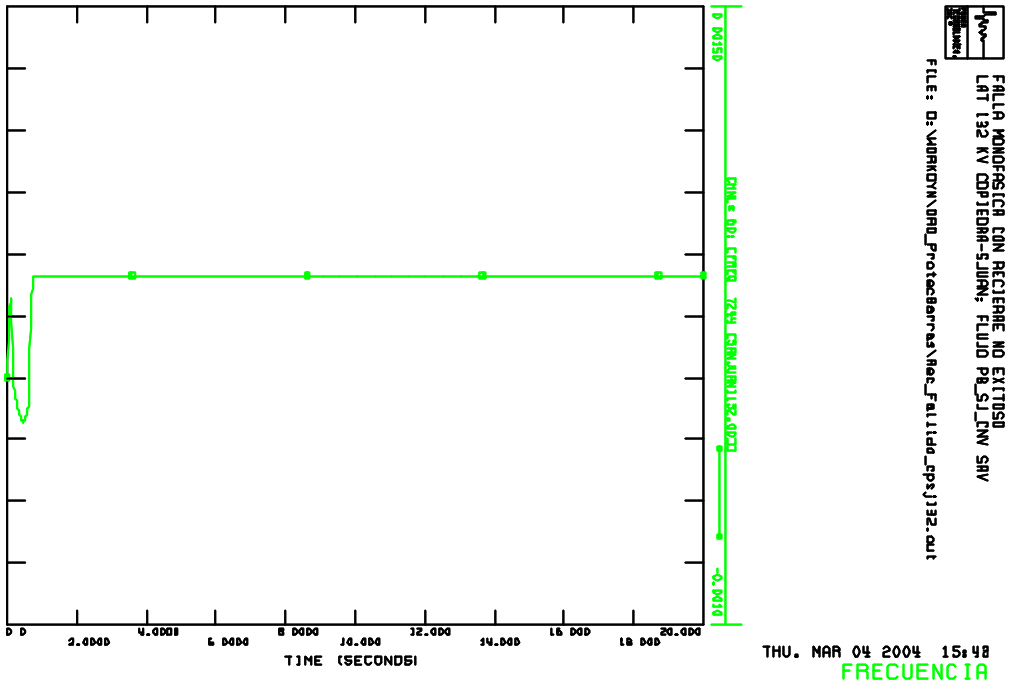
Las bajas tensiones que quedan después del despeje de la barra obligan a realizar sobre la demanda de San Juan 33 un corte de demanda para dejar las tensiones dentro de las bandas permitidas por los procedimientos.

Vemos que la respuesta del sistema en el simulador es dinámicamente muy buena. A continuación se representan las gráficas resultantes de la simulación.

En el **Anexo 1** se muestra el flujo post falla de esta simulación.


FALLA MONOFASICA CON RECIERRE NO EXITOSO
LAT 132 KV COPIEDRA-SJUAN; FLUJO PB_SJ_CNV SAV
FILE: D:\WORKDYN\DAD_ProtecBarras\Rec_Fallido_cpsj132.out
CHNL# 17: [ANGLE 7665 [CACHEU0113.200] [1]]
CHNL# 8: [ANGLE 7645 [LOCUCU0215.700] [G]]
CHNL# 4: [ANGLE 7631 [LAEYHBD113.800] [1]]
CHNL# 1: [ANGLE 7601 [ADTOHED113.200] [1]]
50.000
0.0
TIME (SECONDS)
THU. MAR 04 2004 15:36
ANGULOS ROTORICOS


FALLA MONOFASICA CON RECIERRE NO EXITOSO
LAT 132 KV COPIEDRA-SJUAN; FLUJO PB_SJ_CNV SAV
FILE: D:\WORKDYN\DAD_ProtecBarras\Rec_Fallido_cpsj132.out
CHNL# 69: [VOLT 7102 [CRUZPIED220.00]]
CHNL# 68: [VOLT 7244 [SANJUAN1132.00]]
CHNL# 65: [VOLT 7208 [CRUZPIED132.00]]
1.500D
0.0
TIME (SECONDS)
THU. MAR 04 2004 15:39
TENSIONES DE BARRA



2.5 Falla Monofásica sobre LAT 132 kV San Juan – Caucete con intento fallido de recierre. Apertura de la barra por transferencia de la falla.

Para verificar la respuesta del sistema Cuyo y en particular de San Juan ante otra falla monofásica, se aplica una falla de este tipo a una distancia del 20% de la longitud total de la línea, medida desde la E.T. San Juan sobre la LAT 132 kV San Juan - Caucete.

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 fase fallada 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, fallando el interruptor por lo que la falla se transfiere a la barra de 132 kV, detectándose como una falla en la barra iniciándose la secuencia lógica para aislarla.

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 770 milisegundos.

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

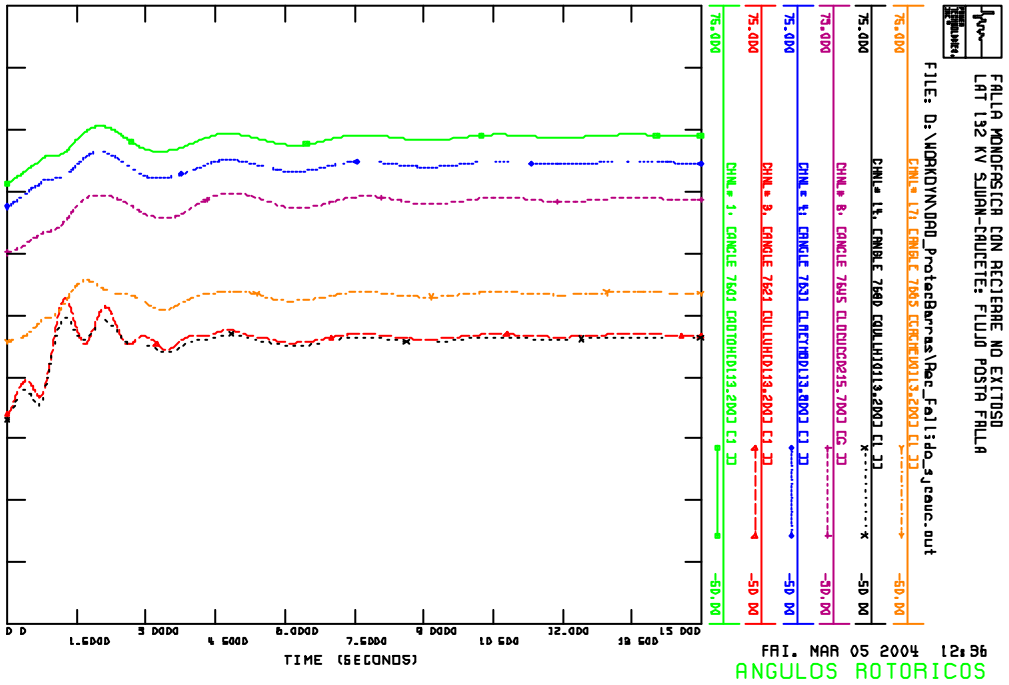
T=0	Falla Aplicada a la barra.
T=0.120	Apertura de la falla y comienzo del tiempo muerto.
T=0.620	Finalización del tiempo muerto y cierre sobre falla.
T=0.770	Falla transferida a la barra, comienza el ciclo de desconexión de la barra. Evolución y respuesta natural del sistema con disparo de pérdida de sincronismo del simulador habilitado.
T=15.0	Fin de la simulación.

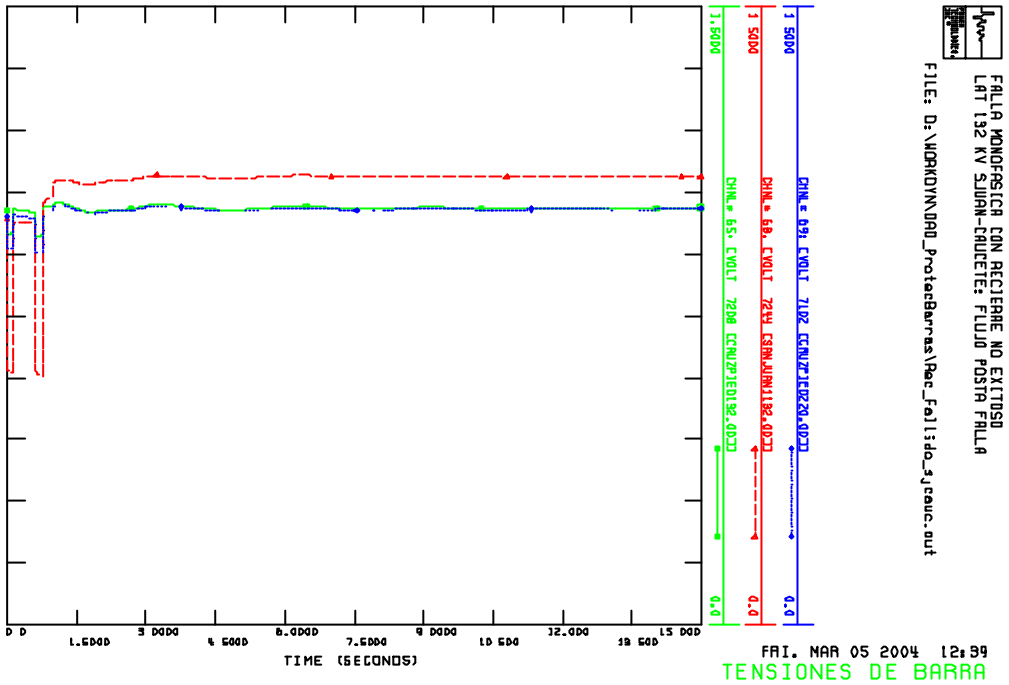
Esta contingencia es también al igual que la anterior de un grado de severidad importante, ya que una falla de línea se transfiere a la barra. En el tiempo de falla considerado esta incluida la PFI de interruptor

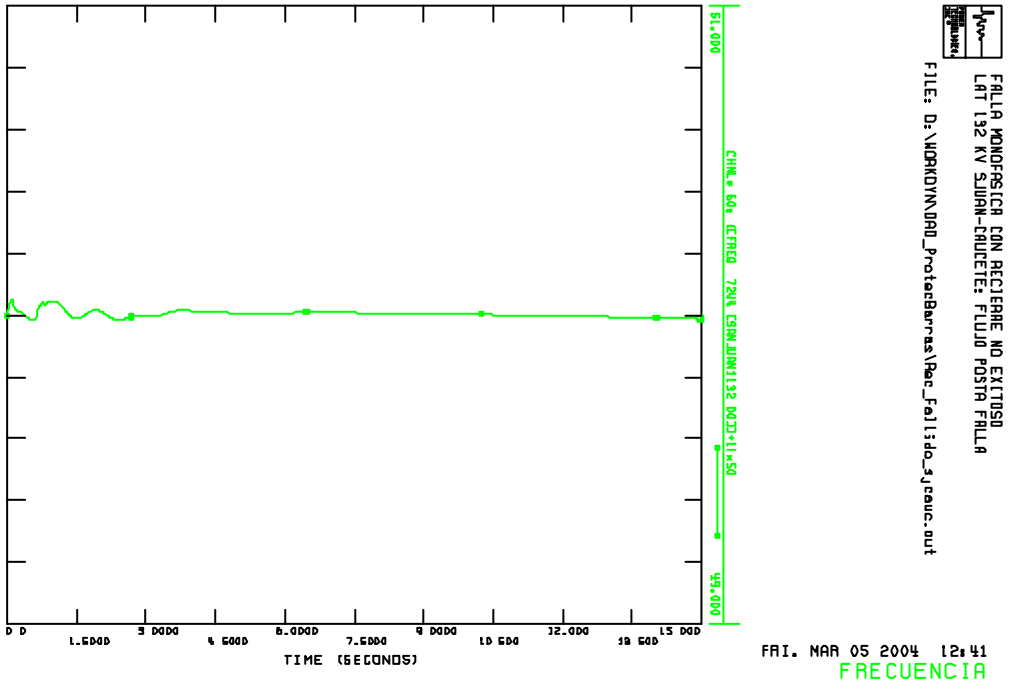
La sobrecarga de los transformadores que quedan en servicio sobre la barra, después del despeje de la barra, obligan a realizar sobre la demanda de San Juan 33 un corte para dejar las máquinas y las tensiones dentro de las bandas permitidas.

Vemos que la respuesta del sistema en el simulador es dinámicamente muy buena. A continuación se representan las gráficas resultantes de la simulación. Se ve algunas tensiones superadas debido a que los modelos de los grupos no están completos en la base de datos dinámicos ya que no se cuentan con los reguladores de velocidad y de tensión.

En el **Anexo 1** se muestra el flujo post falla de esta simulación.




FALLA MONOFASICA CON RECIERRE NO EXITOSO
LAT 132 KV SJUAN-CAUCETE: FLUJO POSTA FALLA
FILE: D:\WORKDYN\DAO_ProtecBarras\Rec_Fallido_sjcauc.out
TIME (SECONDS)
FRI. MAR 05 2004 12:39
TENSIONES DE BARRA


FALLA MONOFASICA CON RECIERRE NO EXITOSO
LAT 132 KV SJUAN-CAUCETE: FLUJO POSTA FALLA
FILE: D:\WORKDYN\DAO_ProtecBarras\Rec_Fallido_sjcauc.out
TIME (SECONDS)
FRI. MAR 05 2004 12:41
FRECUENCIA

3. CONCLUSIONES Y ALCANCES DEL MECANISMO:

De los estudios realizados podemos concluir lo siguiente:

1. El escenario analizado tiene la mayor generación que se puede despachar actualmente para el sistema San Juan lo cual hace que ante fallas sea el de mayor sensibilidad angular.

2. Las fallas aplicadas a las semibarras independientemente son fallas trifásicas, por lo tanto la más exigente. Se la mantuvo durante 300 milisegundos, tiempo de actuación para despejar la falla de la barra.

3. Este tiempo es suficiente para poder permitir la actuación de la PFI, en caso de ser necesaria, y del PLC sumados por lo que se puede actuar directamente desde la orden de actuación del PLC y sin mediación directa del relé de impedancia.

4. La sensibilidad del sistema a las fallas monofásicas es muy baja y por lo tanto la respuesta del sistema ante estos eventos es muy buena,

5. En los casos de recierre fallido, realizando un recierre sobre falla con posterior falla del interruptor ante una orden de apertura tripolar y transfiriendo la falla a la barra totalizando un tiempo de 770 milisegundos, el sistema no pierde estabilidad.

6. Es necesario contar como complemento del mecanismo de pseudo protección de barras, el mecanismo de disparo automático de demanda (DAD), ya que de no serlo estarán desconectado por sobrecarga los transformadores que quedan en servicio después de despejada la falla.

7. El diseño de la barra partida de 132 kV tiene prevista una disposición de tal manera que en caso de colapso del sistema (black out), es posible realizar el arranque en negro de las centrales casi sin maniobras operativas.

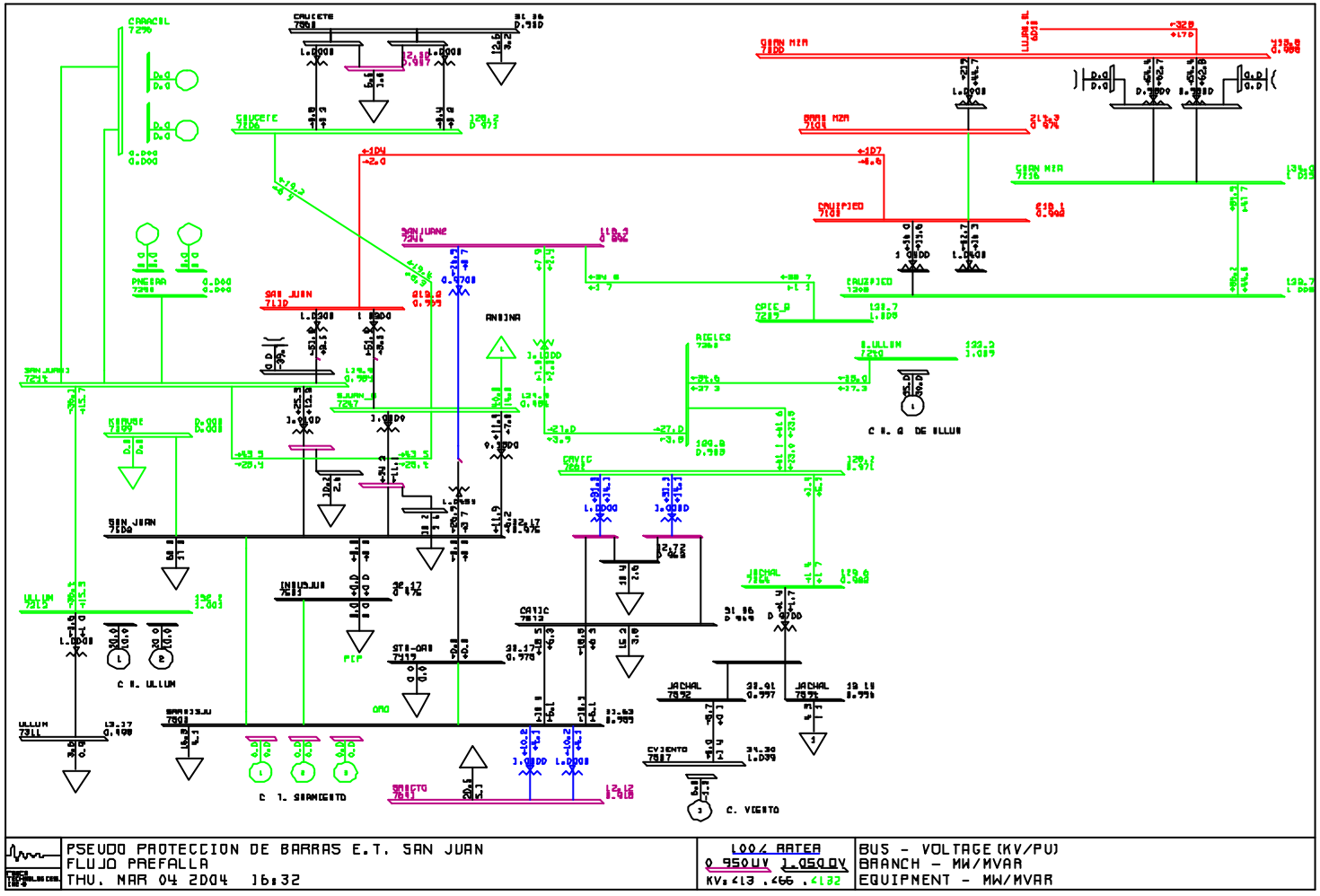
8. La demanda de 13,2 kV nunca queda totalmente fuera de servicio ya que cada uno de lo transformadores tiene una porción de la misma.

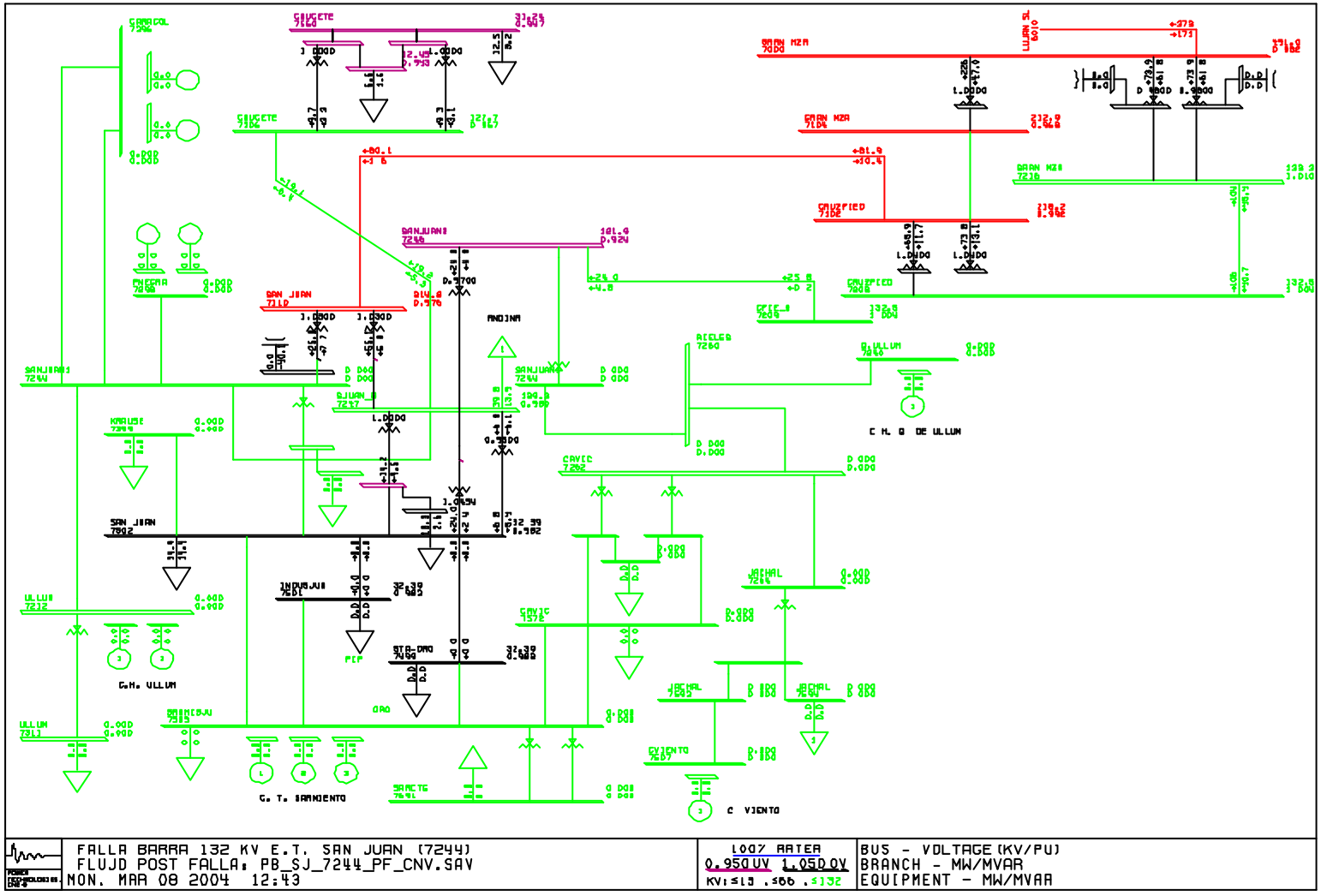
9. Los bancos de capacitores quedan siempre en servicio.

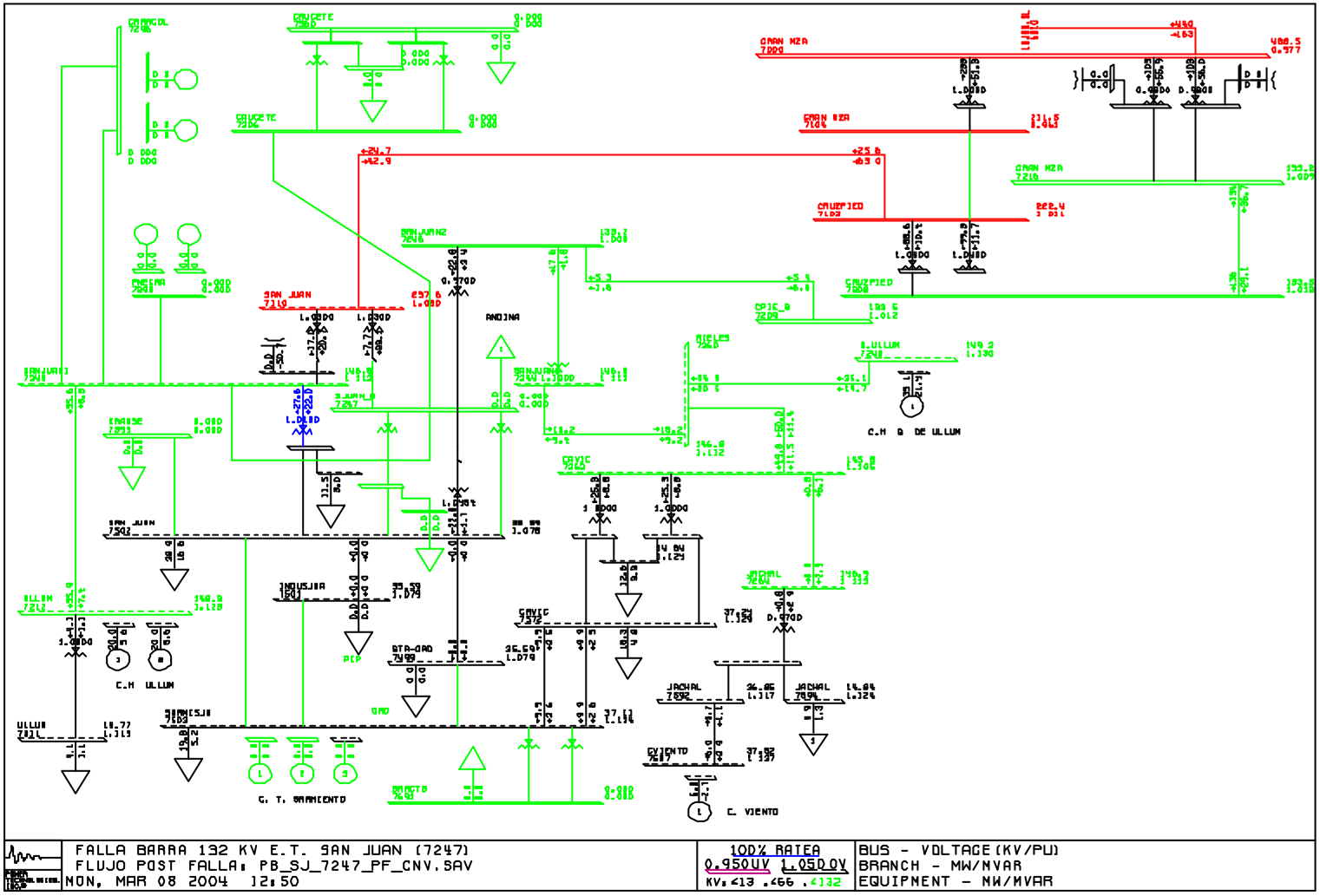
10. Las líneas del corredor Mendoza – San Juan siempre quedan en servicio

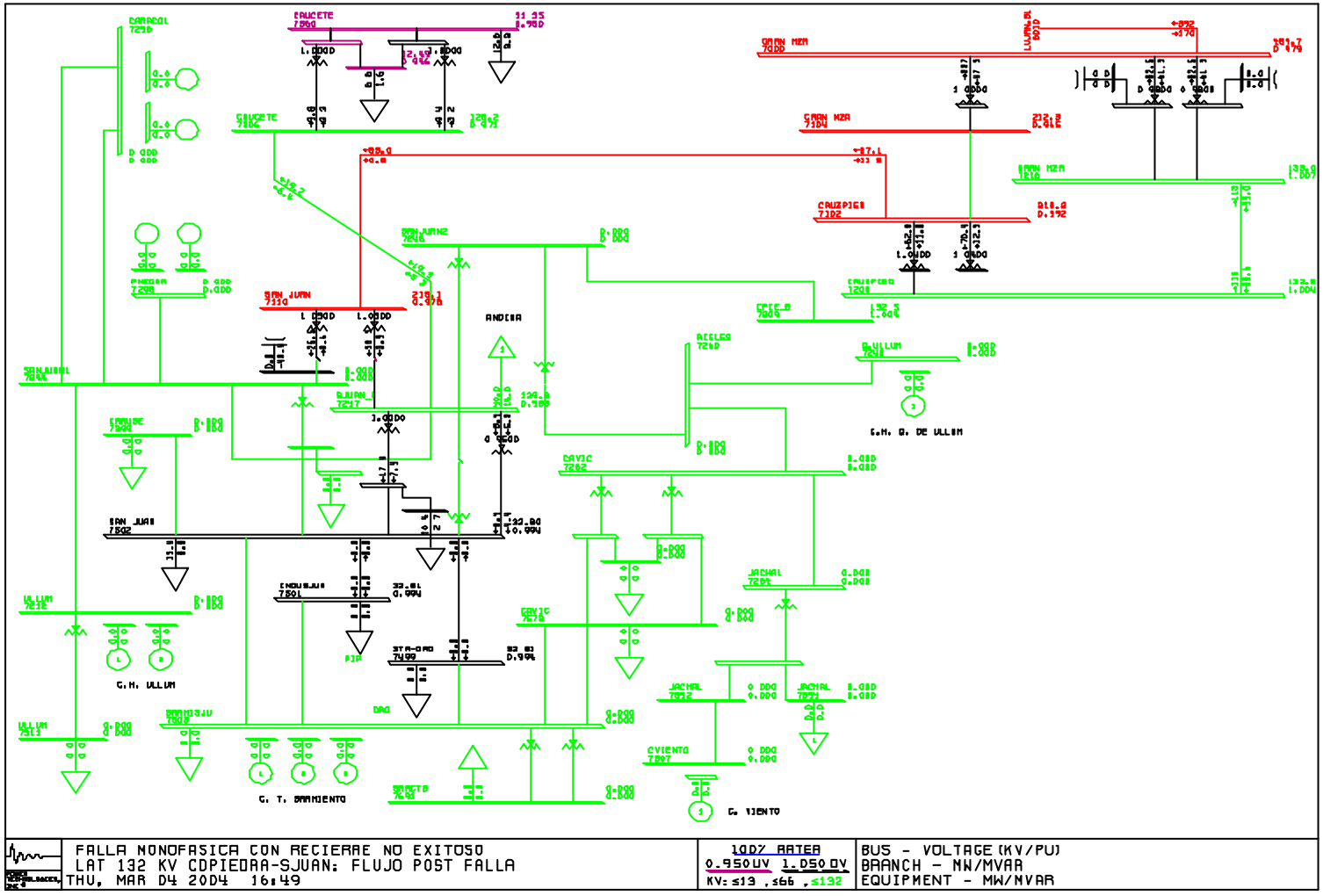
4. ANEXO 1

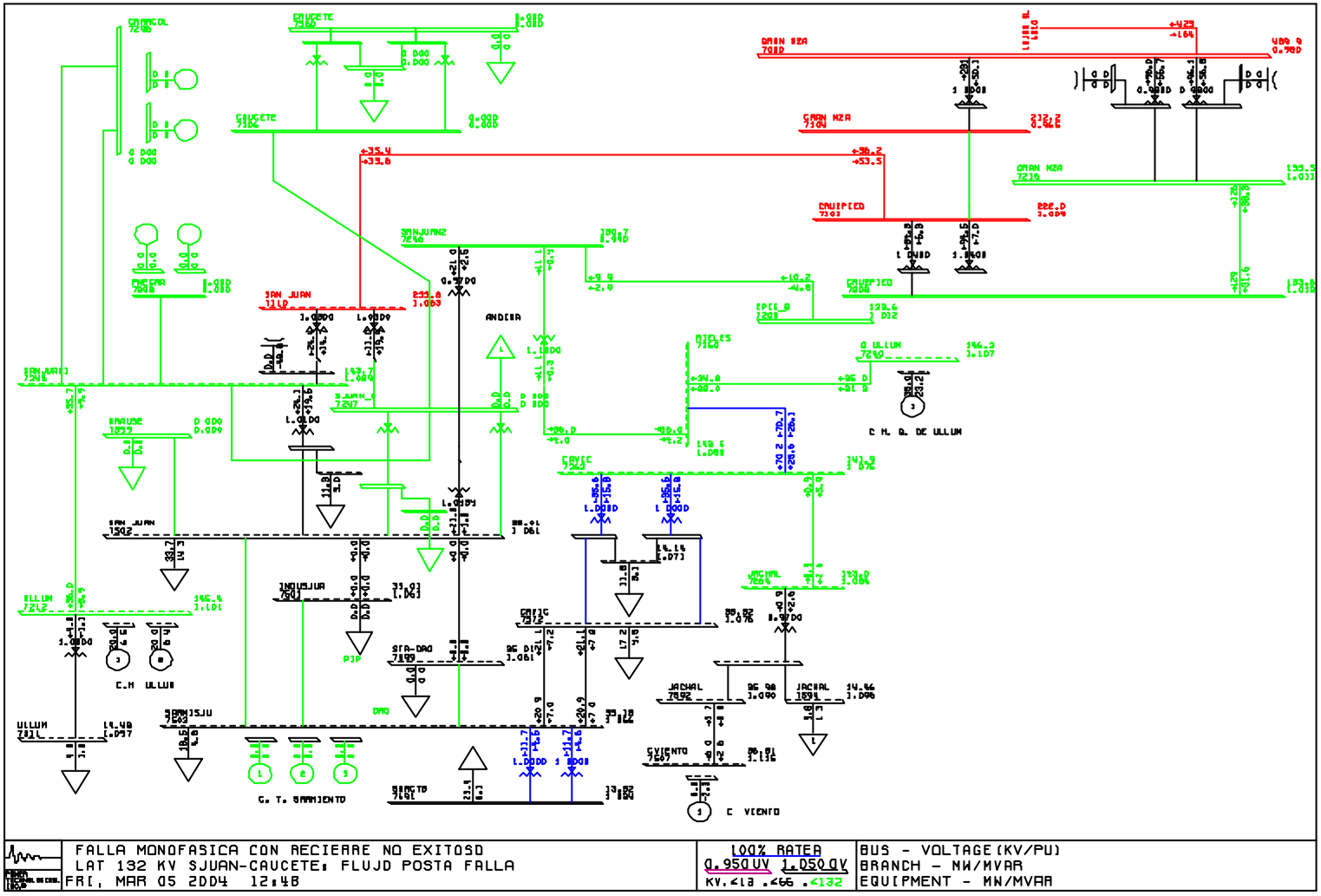
En este anexo se representan los escenarios del flujo pre falla que se utilizó en cada uno de los estudios realizados, como así también los flujos post falla de las respuestas del sistema en el tiempo a las diferentes fallas aplicadas para verificar el estado del mismo después del evento.


PSEUDO PROTECCION DE BARRAS E.T. SAN JUAN
FLUJO PREFALLA
THU. MAR 04 2004 16:32
100% RATEA
0.950UV 1.050UV
BUS - VOLTAGE(KV/PU)
BRANCH - MW/MVAR
EQUIPMENT - MW/MVAR


FALLA BARRA 132 KV E.T. SAN JUAN (7244)
FLUJO POST FALLA: PB_SJ_7244_PF_CNV.SAV
MON. MAR 08 2004 12:43
100% RATEA
0.950UV 1.050OV
KV:≤13 .≤66 .≤132
BUS - VOLTAGE (KV/PU)
BRANCH - MW/MVAR
EQUIPMENT - MW/MVAR


FALLA BARRA 132 KV E.T. SAN JUAN (7247)
FLUJO POST FALLA: PB_SJ_7247_PF_CNV.SAV
MON, MAR 08 2004 12:50
100% RATEA
0.950UV 1.050OV
KV:<13 .<66 .<132
BUS - VOLTAGE(KV/PU)
BRANCH - MW/MVAR
EQUIPMENT - MW/MVAR


FALLA MONOFASICA CON RECIERRE NO EXITOSO
LAT 132 KV CDPIEDRA-SJUAN: FLUJO POST FALLA
THU, MAR 04 2004 16:49
100% BASE
0.950UV 1.050OV
KV:≤13 ,≤66 ,≤132
BUS - VOLTAGE(KV/PU)
BRANCH - MW/MVAR
EQUIPMENT - MW/MVAR


FALLA MONOFASICA CON RECIERRE NO EXITOSO
LAT 132 KV SJUAN-CAUCETE: FLUJO POSTA FALLA
FRI, MAR 05 2004 12:48
100% RATER
0.950UV 1.050UV
KV:<13 :<66 :<132
BUS - VOLTAGE(KV/PU)
BRANCH - MW/MVAR
EQUIPMENT - MW/MVAR