

# **ANEXO I**

## **MODELOS DINÁMICOS**

# ANEXO I

## MODELOS DINÁMICOS

### CONTENIDO

1.	ESTABILIZADOR CT RIO TURBIO.....	2
2.	MODELO TCSC .....	4
3.	MODELO SVC.....	8
4.	MODELO STATCOM .....	15
5.	MODELO DE REACTORES DE BARRA SIP 500kV.....	19
6.	REFERENCIAS.....	20

### 1. ESTABILIZADOR CT RIO TURBIO

Se efectúa un ajuste del estabilizador de Rio Turbio (respecto de estudios de Etapa 1), mediante el método de la compensación de fase de la respuesta en frecuencia de generador-excitación-sistema de potencia (GEP) [6]. Los parámetros resultantes para una máquina son:

```

** GENROU **  BUS X-- NAME --X BASEKV MC      C O N S      S T A T E S
                523 RTURTV1      11.000 1      5653-5666      2397-2402

                MBASE      Z S O R C E      X T R A N      GENTAP
                145.0      0.00000+J 0.17000      0.00000+J 0.00000      1.00000

T'D0 T''D0  T'Q0 T''Q0      H      DAMP      XD      XQ      X'D      X'Q      X''D      XL
10.13 0.041  0.81 0.042      3.30      0.00 2.2600 2.1400 0.2360 0.4500 0.1700 0.1330

                S(1.0)  S(1.2)
                0.0900  0.4930

** PSS2A **   BUS X-- NAME --X BASEKV MC      C O N S      S T A T E S      V A R S      I C O N S
                523 RTURTV1      11.000 1      9542-9558      4408-4423      565-568      644-649

                IC1 REMBUS1      IC2 REMBUS2      M      N
                1      0      3      0      5      1

                TW1      TW2      T6      TW3      TW4      T7      KS2      KS3
                2.000      2.000      0.000      2.000      0.000      2.000      0.303      1.000

                T8      T9      KS1      T1      T2      T3      T4      VSTMAX      VSTMIN
                0.400      0.100      10.000      0.250      0.025      0.700      0.070      0.050      -0.050

```

```

** UST6B ** BUS X-- NAME --X BASEKV MC      C O N S      I C O N      S T A T E S      V A R S
              523 RTURTV1      11.000 1      14859-14874      1020      5842-5845      1541-1543
  
```

```

OEL OPTION
1
  
```

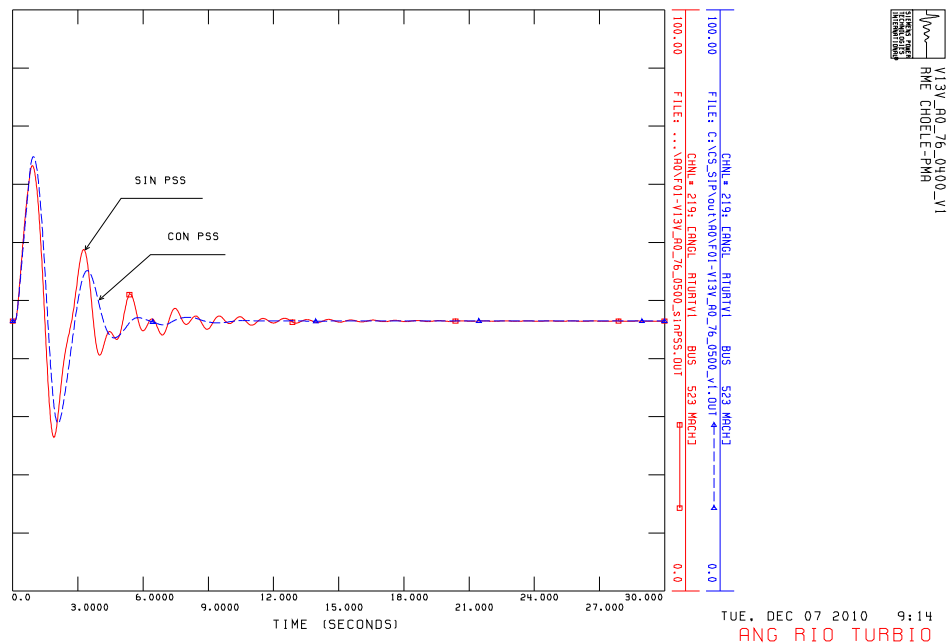
TR	KPA	KIA	KDA	TDA	VAMAX	VAMIN
0.0200	22.3290	55.8200	0.0000	0.0000	5.9500	-4.7600
KFF	KM	KCI	KLR	ILR	VRMAX	VRMIN
1.0000	1.0000	1.0400	10.0000	4.7600	5.9500	-4.7600
KG	TG					
1.0000	0.0200					

```

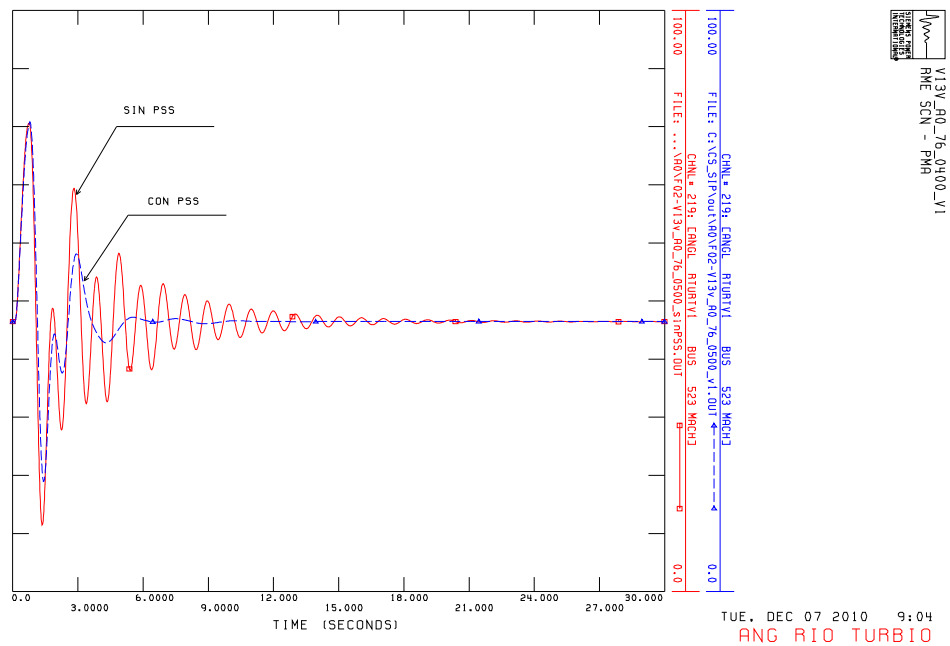
** IEEEG1 ** BUS X-- NAME --X BASEKV MC      C O N S      S T A T E S      V A R S
              523 RTURTV1      11.000 1      22056-22075      7677-7682      2821-2822
  
```

K	T1	T2	T3	UO	UC	PMAX	PMIN	T4	K1
20.00	13.000	3.000	0.500	0.200	-0.200	0.8607	0.0000	0.100	1.000
K2	T5	K3	K4	T6	K5	K6	T7	K7	K8
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

A modo de verificación del ajuste del estabilizador las Figura AI N° 1 y Figura AI N° 2 muestran la contribución al amortiguamiento ante contingencias del sistema.



**Figura AI N° 1 RME linea Choele – P. Madryn. Verificación PSS de CT Rio Turbio**

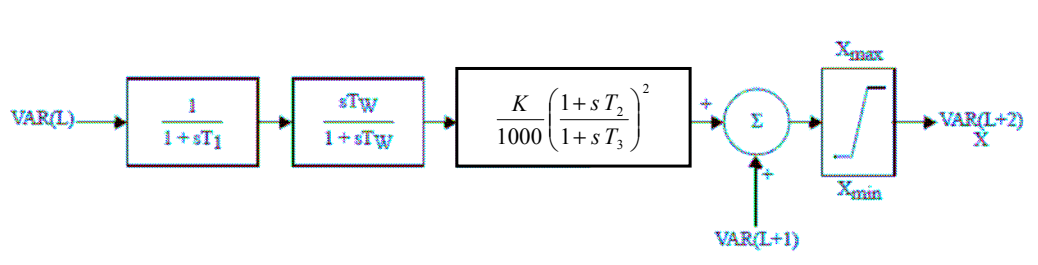


**Figura AI Nº 2 RME linea P. Madryn – Santa Cruz Norte. Verificación PSS de CT Rio Turbio**

## 2. MODELO TCSC

### DIAGRAMA EN BLOQUES Y PARÁMETROS

Se utiliza un modelo de capacitor serie controlado basado en el modelo CRANI de la librería de PSS/E v30, ligeramente modificado, cuya denominación se adoptó como CRANI2. Se agrega un bloque más de compensación de fase y un factor de 1/1000 en la ganancia, debido que la entrada de flujo es en MW. El diagrama en bloques se muestra en la Fig. A I-3.



**Figura AI Nº 3 Diagrama en bloques TCSC. Modelo CRANI2.**

Se aprecia que el modelo representa el lazo de estabilización de forma similar que un estabilizador PSS. Como variable de entrada VAR(L) se utiliza el flujo de potencia activa por la línea en MW, introducido en modelo CRANI utilizando

el modelo FLOW1. La entrada VAR(L+1) para el control de la reactancia se deja fija.

```

** CRANI2 **      I C O N S      C O N S      S T A T E S      V A R S
                  20287-20289    37031-37037    7954-7957    10091-10093

      BUS X-- NAME --X BASEKV      BUS X-- NAME --X BASEKV      CKT
      1008 CH.CHOEL      500.00    1009 CHOE.PY1      500.00    '1 '

      T1      T2      T3      TW      K      XMAX      XMIN
      0.020    0.130    0.350    2.000    0.05    -0.0169    -0.0305

** FLOW1 **      FROM BUS X-- NAME --X BASEKV      TO BUS X-- NAME --X BASEKV      CKT
                  31 PY.CHOEL      500.00    1009 CHOE.PY1      500.00    1

      MW VAR      MVAR VAR      MVA VAR      I C O N S
      10091      0      0      0      20290-20292

```

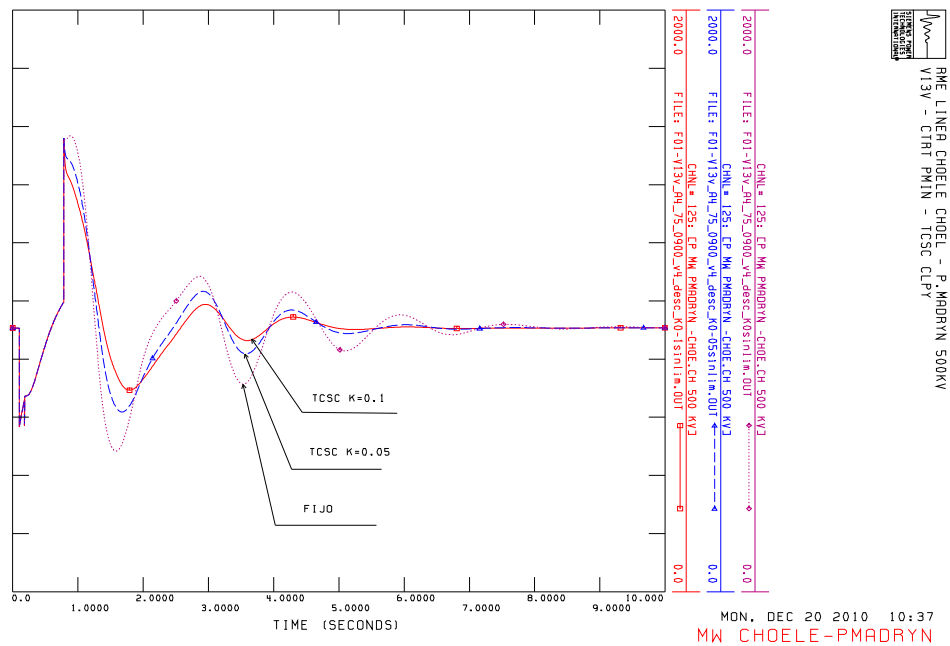
### AJUSTE DE LAZO ESTABILIZACIÓN POD

Se adopta un valor de constante de tiempo de wash-out de  $T_w=2$  y un retardo de medición de  $T_1=0.02$ . Para el ajuste de la compensación de fase ( $T_2$  y  $T_3$ ) se utiliza el método de residuos [3], [4] y [5]. A diferencia de los casos del SVC y el STATCOM, donde el control estabilizante se diseña para aumentar el amortiguamiento del modo de Río Turbio, en este caso se diseña para mitigar el modo inter-área del SIP con el resto del sistema. Se analiza un escenario de V13p con una exportación del SIP de 1000MW, con una compensación de la línea PYCL de 70% (valor inicial o central del TCSC). La función transferencia entre la reactancia del capacitor y el flujo por la línea se obtiene mediante la actividad ASTR en este escenario. La compensación de fase obtenida se verifica también en los escenarios de resto y valle.

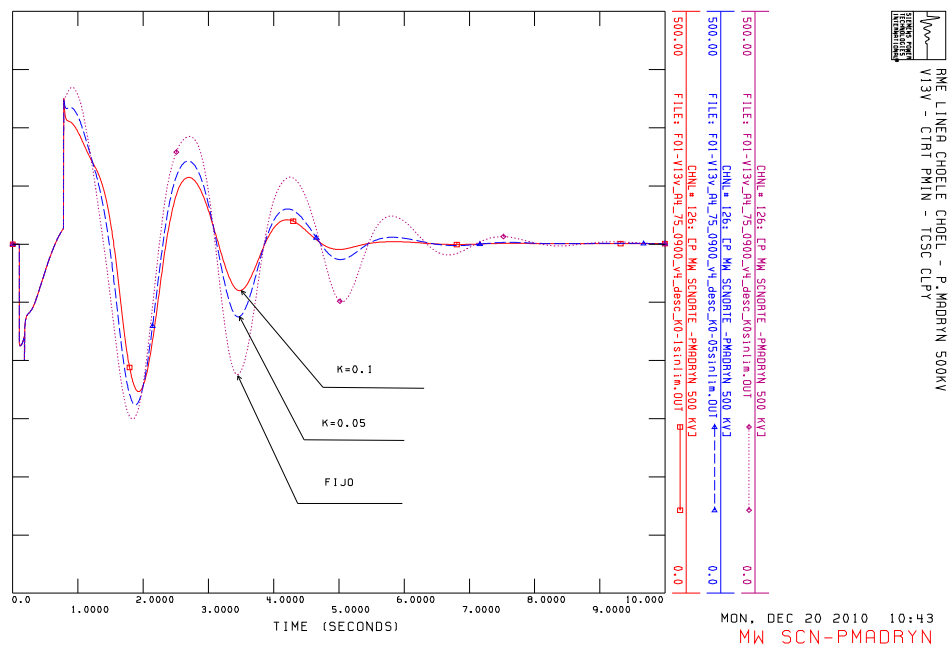
En principio se liberan los límites de salida para verificar el ajuste, probar diferentes valores de ganancia y estudiar la contribución al amortiguamiento. El valor central del capacitor se considera el correspondiente a un 70% de la compensación de la línea.

Se estudia la respuesta ante un Recierre Monofásico Existoso (RME) de la línea, teniendo en cuenta que durante la falla se puentea el banco de Capacitores trifásicamente. Si bien la falla es monofásica, y sólo se produciría la actuación del varistor de la fase fallada, desde el punto de vista de secuencia directa, resulta una buena aproximación el puenteo trifásico de los capacitores. Este hecho se ha verificado mediante otro programa de transitorios eléctricos. Cabe destacar que un TCSC podría incluir un función que durante la falla éste pase a su máxima posición inductiva para limitar la corriente de falla [2]. Sin embargo, esta situación presenta una condición optimista de que no actúe el varistor, por lo tanto se ha optado por el bypass durante la falla.

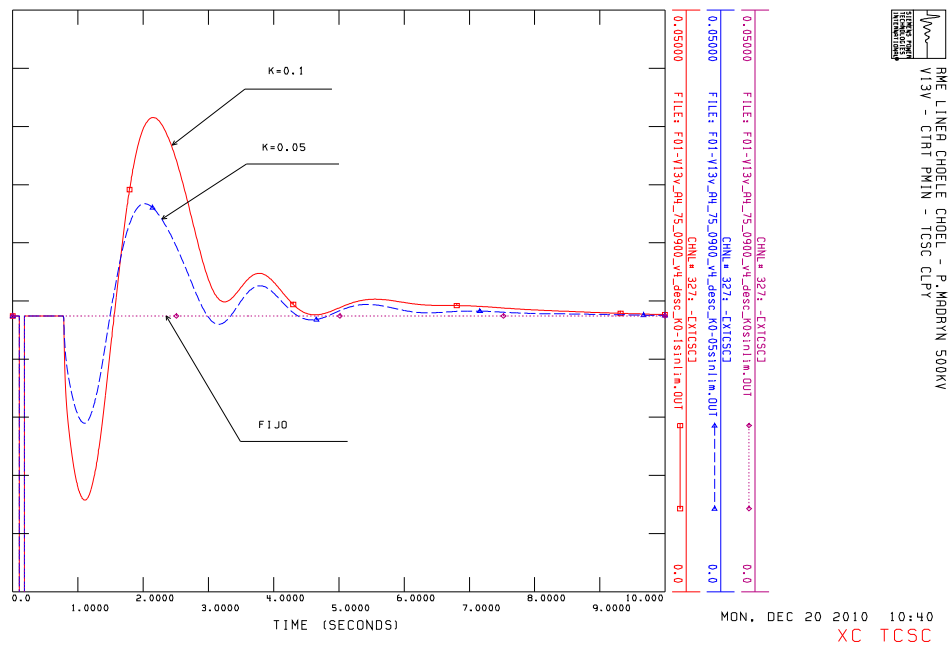
Por otro lado, durante el tiempo muerto de recierre, se bloque la acción del control estabilizante.



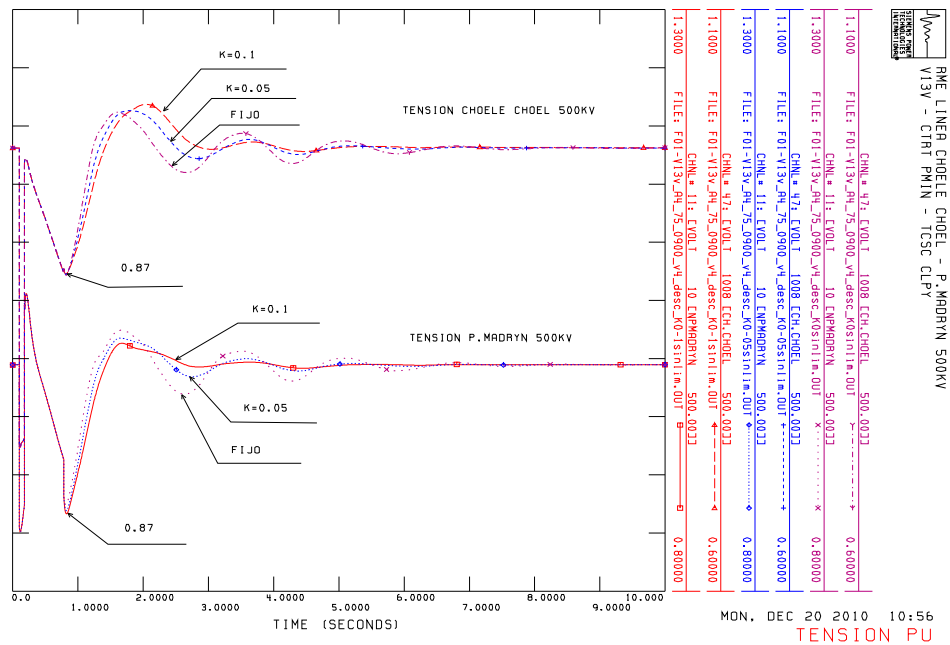
**Figura AI N° 4 Flujo MW línea Choele Choe – Puerto Madryn. RME línea Choele Choe – P. Madryn. TCSC.**



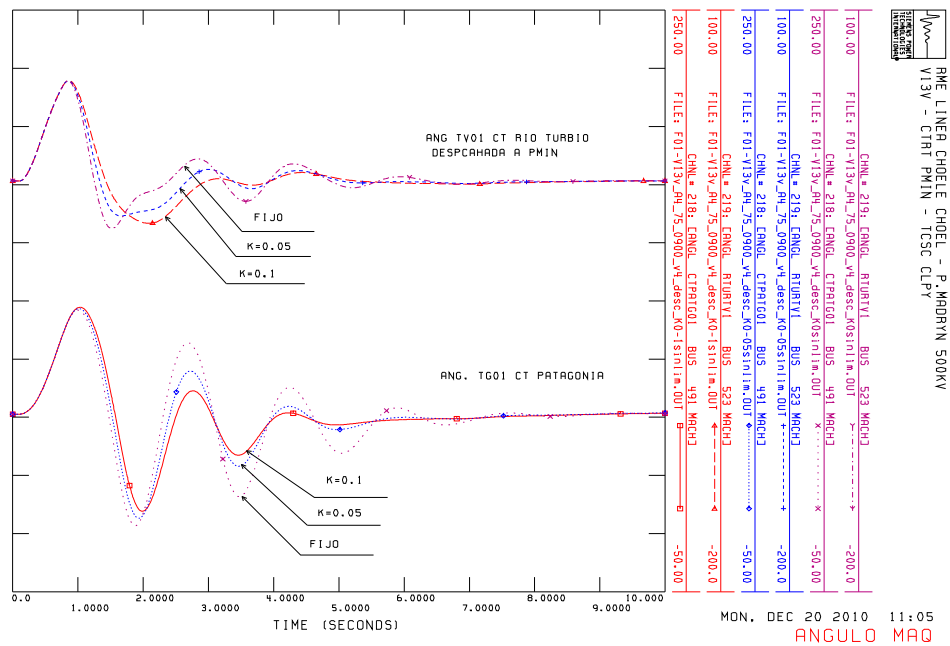
**Figura AI N° 5 Flujo MW Santa Cruz Norte – Puerto Madryn**



**Figura AI Nº 6. Reactancia Capacitiva del TCSC. RME linea Choele Choe – Puerto Madryn**



**Figura AI Nº 7 Tensión pu en Choele Choe y Puerto Madryn. RME linea Choele Choe Puerto Madryn.**



**Figura AI Nº 8 Ángulo CT Rio Trubio y CT Patagonia. RME línea Choele Choel – Puerto Madryn.**

### 3. MODELO SVC

#### DIAGRAMA EN BLOQUES Y PARÁMETROS

El modelo utilizado para representar el SVC en Esperanza 220kV es el CHESVC [1]. Éste es un modelo de susceptancia controlada, se aplica sobre un switch shunt, modelado en una barra de 30kV (barra 38) conectada a Esperanza 220kV (barra 117) a través de un transformador de reactancia 4% en base 100MVA. Incluye el lazo de control de tensión y el lazo estabilizante (POD). El diagrama en bloques se expone en la Figura AI Nº 9.



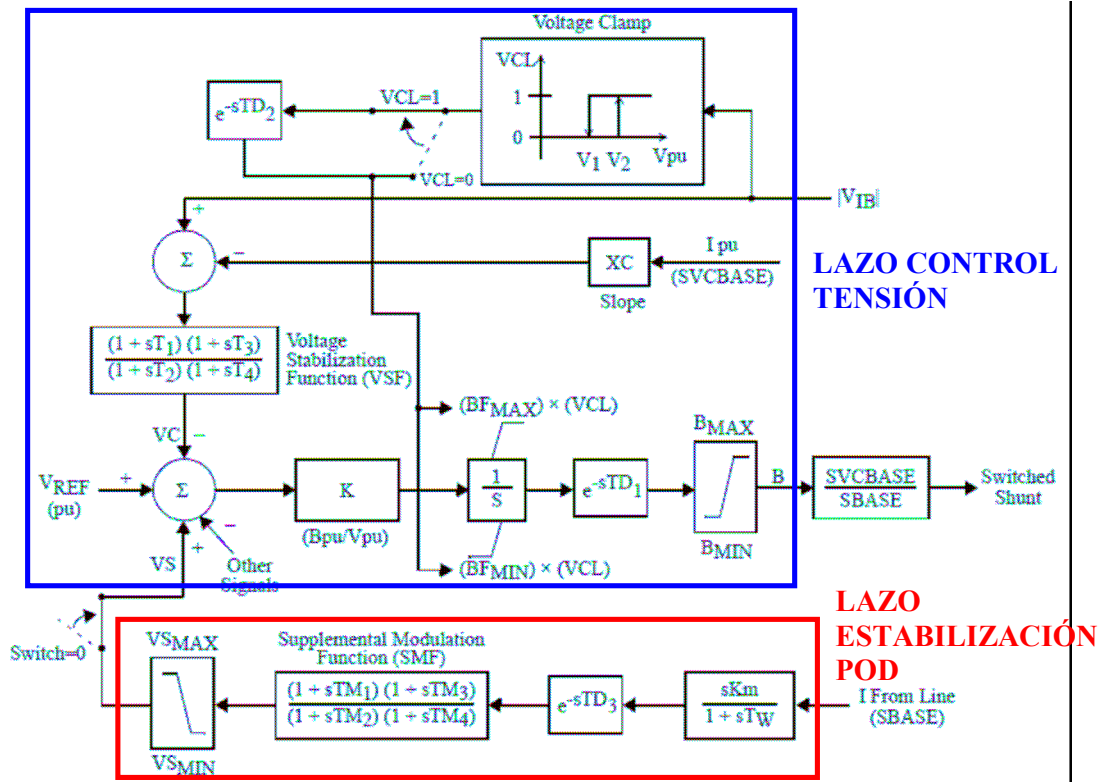


Figura AI Nº 9

VIB es la tensión de la barra controlada (Esperanza 220kV). Los parámetros adoptados son:

```

** CHESCV **  BUS X-- NAME --X BASEKV  I C O N S      C O N S      S T A T E S      V A R S
                38 SVCESP             30.000  20287-20292  37073-37095  7972-7981  10091-10095

X----- REMOTE  BUS -----X  X----- BRANCH FOR SUPPLEMENTAL MODULATION INPUT -----X
BUS # X-- NAME --X BASKV SWCH  FROM X-- NAME --X BASKV      TO X-- NAME --X BASKV  CKT
    117 ESPERANZ    220.00  1    37 ESP.RSC1    500.00      36 RSC.ESP1    500.00  '1 '

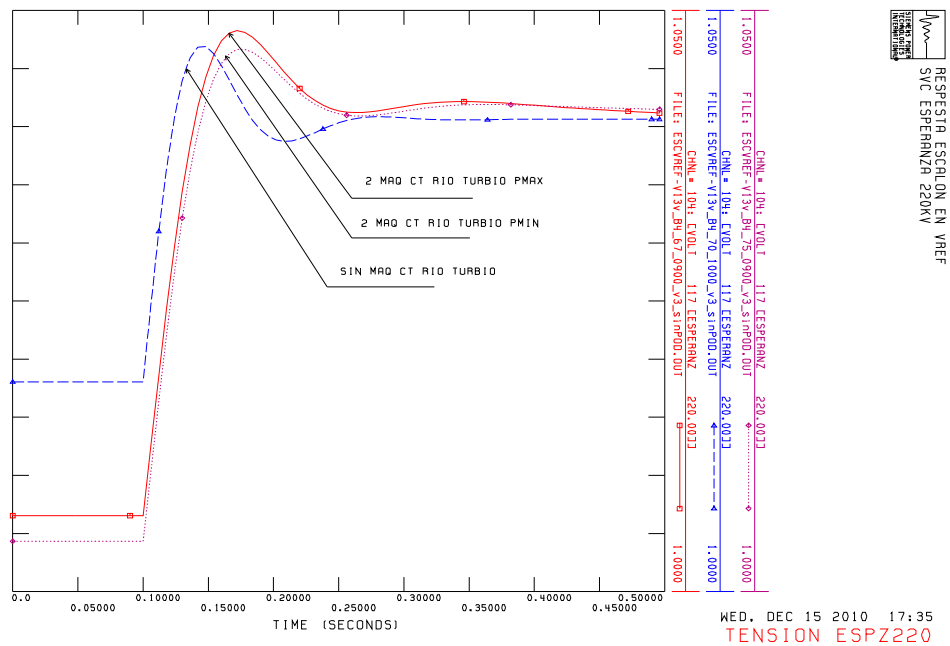
    XC      V1      V2      TD2      T1      T2      T3      T4
    0.0300  0.8000  0.8000  0.0100  0.0000  0.0200  0.0000  0.0000

           K      BFMAX  BFMIN  TD1      BMAX  BMIN
           40.00  0.000  0.000  0.0000  0.000  0.000

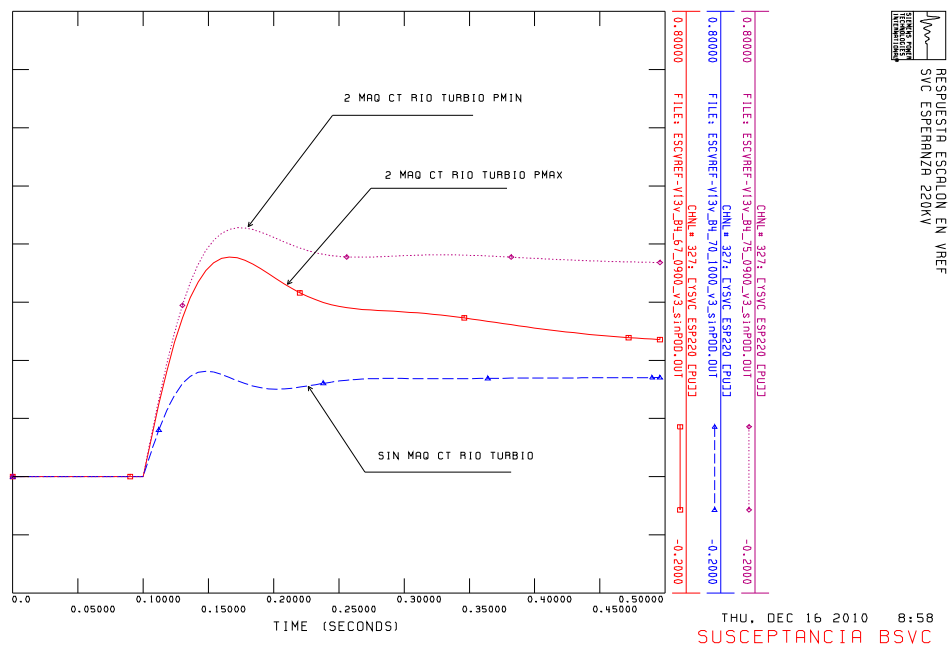
    KM      TW      TD3      TM1      TM2      TM3      TM4      VSMAX  VSMIN
    0.0030  2.0000  0.0000  0.5650  0.0630  0.5650  0.0630  0.100  -0.100
  
```

### AJUSTE DE LAZO REGULADOR DE TENSION

Se adopta un "slope" de XC=3%. Los parámetros del regulador de tensión se ajustan para tener una respuesta típica característica con un tiempo de crecimiento de 30ms y un sobrepico de 20% en la admitancia, tal como se muestra en la Figura AI Nº 11.



**Figura AI Nº 10. Tensión en Eperanza 220kV , escalón en la tensión de referencia a 1.04pu.**



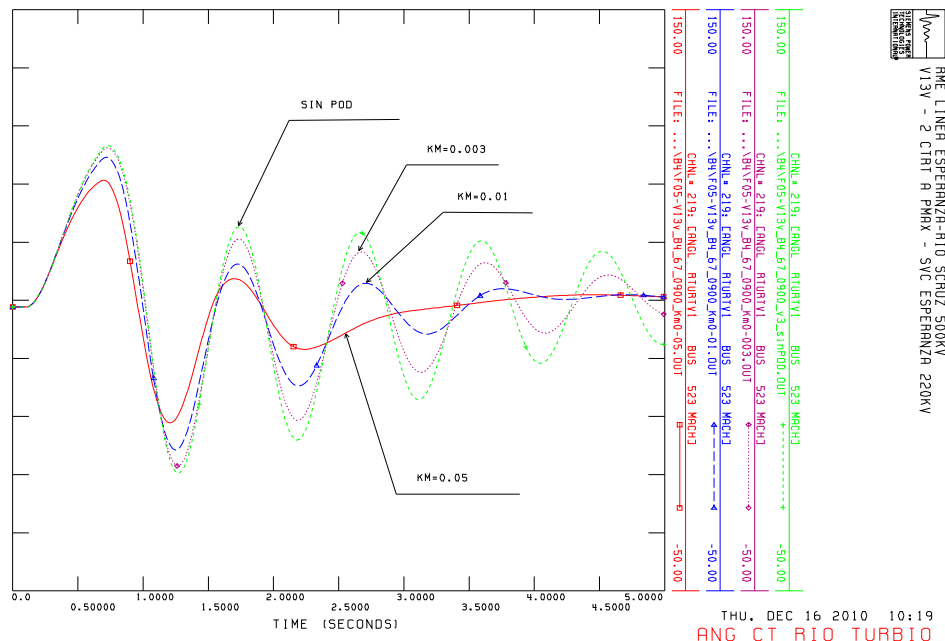
**Figura AI Nº 11. Susceptancia del SVC, escalón en la tensión de referencia a 1.04pu**

## AJUSTE DE LAZO ESTABILIZACIÓN POD

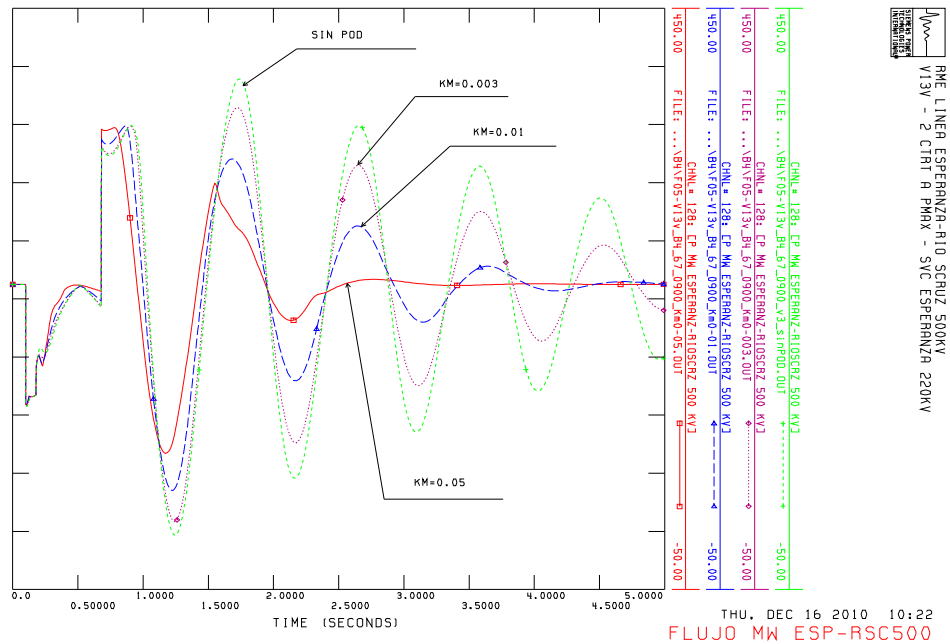
La entrada del lazo POD se adopta como el flujo de potencia por la línea Esperanza Río Santa Cruz (ILINE). La compensación de fase del lazo de estabilización se ajusta utilizando el método de residuos [3], para modo de oscilación que presenta la Central Térmica Río Turbio. La función transferencia del sistema entre la tensión VS y la ILINE se obtuvo mediante la actividad ASTR. Las condiciones de la red para el diseño se corresponden a un escenario de valle con las dos máquinas de Río Turbio a potencia nominal, por ser el caso que menor amortiguamiento presentó. Se verificó también el ajuste también para un escenario con 2 máquinas de Río Turbio a potencia mínima, resultando una compensación de fase necesaria muy similar.

Cabe aclarar que el ajuste se ha realizado habiendo ajustado previamente los estabilizadores PSS de las máquinas de Río Turbio. Un ajuste coordinado de ambos controles podría incrementar la contribución al amortiguamiento.

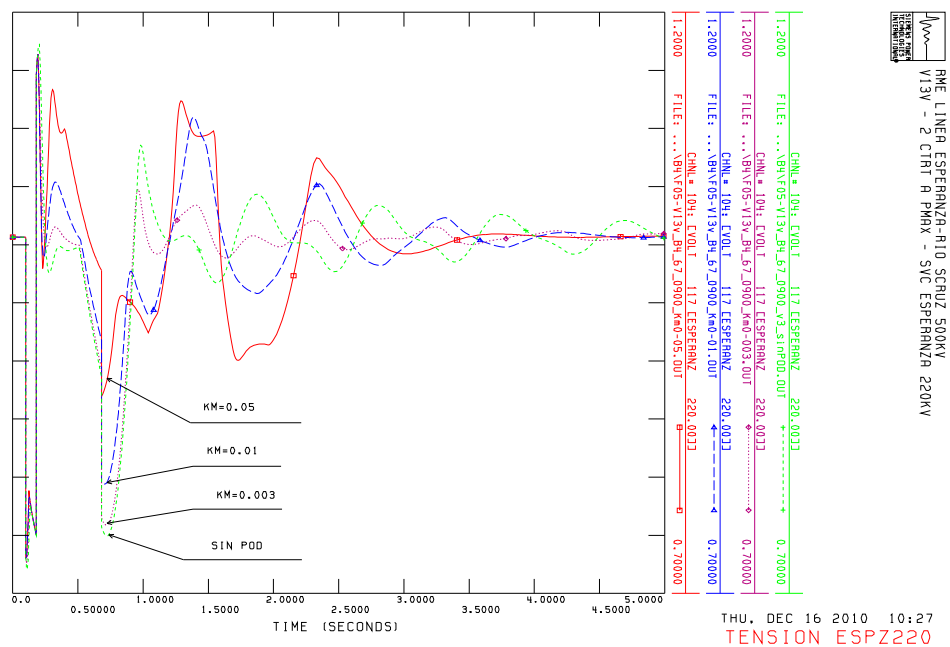
La ganancia Km se ajusta mediante simulaciones del sistema no lineal completo. Las Figura AI N° 12, Figura AI N° 13, Figura AI N° 14, Figura AI N° 15 y Figura AI N° 16 muestran la evolución de variables del sistema ante el RME de la línea Esperanza Río Turbio 220kV, para un escenario con las dos máquinas de Río Turbio a potencia máxima, con un SVC de +/- 150Mvar. Se observa que un aumento de la ganancia del lazo de estabilización mejora notoriamente el amortiguamiento del modo electromecánico de Río Turbio. Sin embargo, este aumento en el amortiguamiento se hace a expensas de un peor control de tensión, cuya modulación queda limitada por los techos VSMIN y VSMAX, adoptadas en este caso como 0.9/1.1.



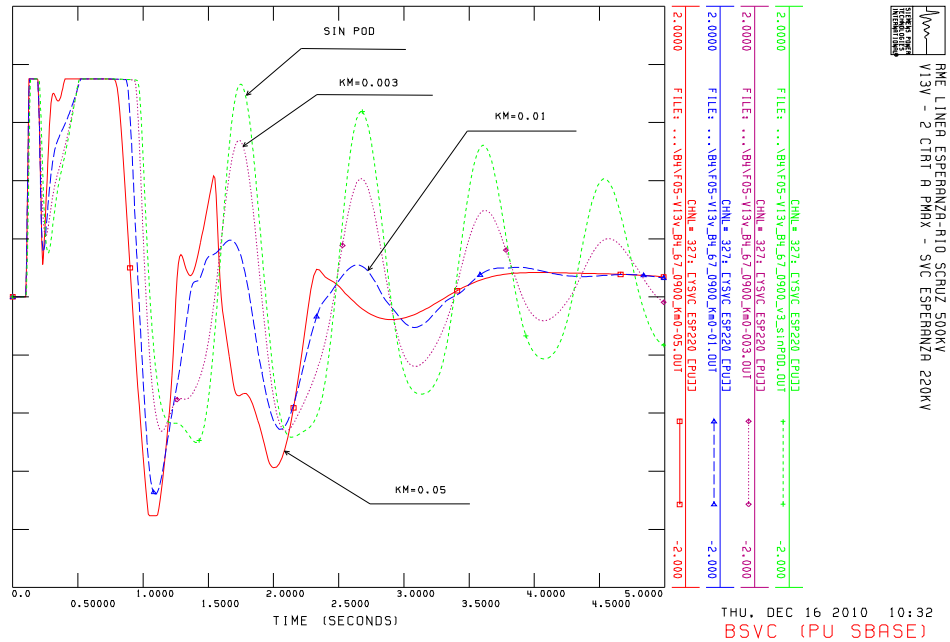
**Figura AI Nº 12. Angulo CTRT, RME Esperanza – Rio Turbio 220kV. CTRT a potencia maxima**



**Figura AI Nº 13 Flujo de potencia Esperanza – Rio SCruz, RME Eseranza – Rio Turbio 220kV. CTRT a potencia máxima**

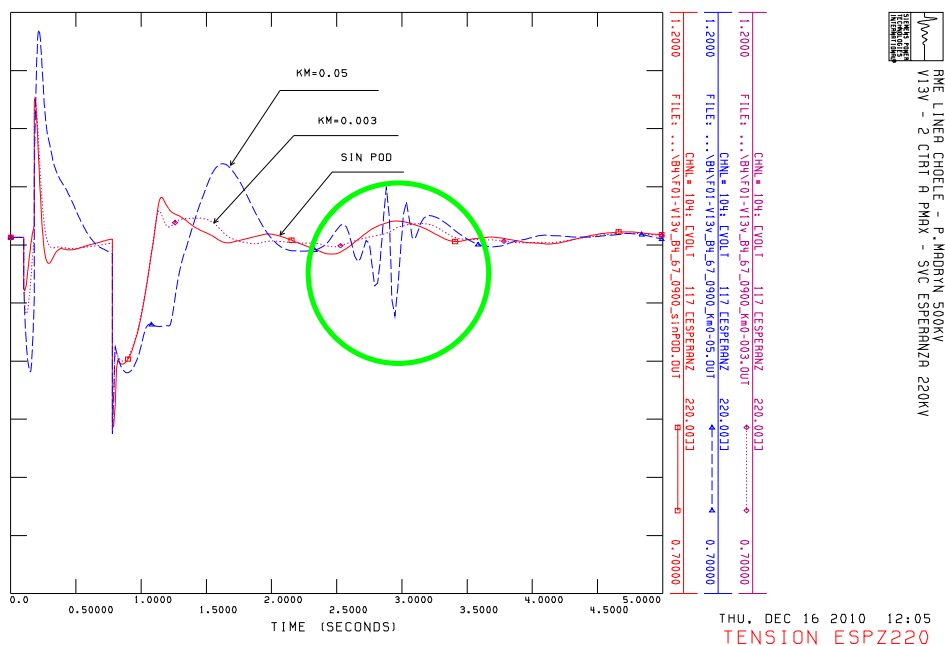


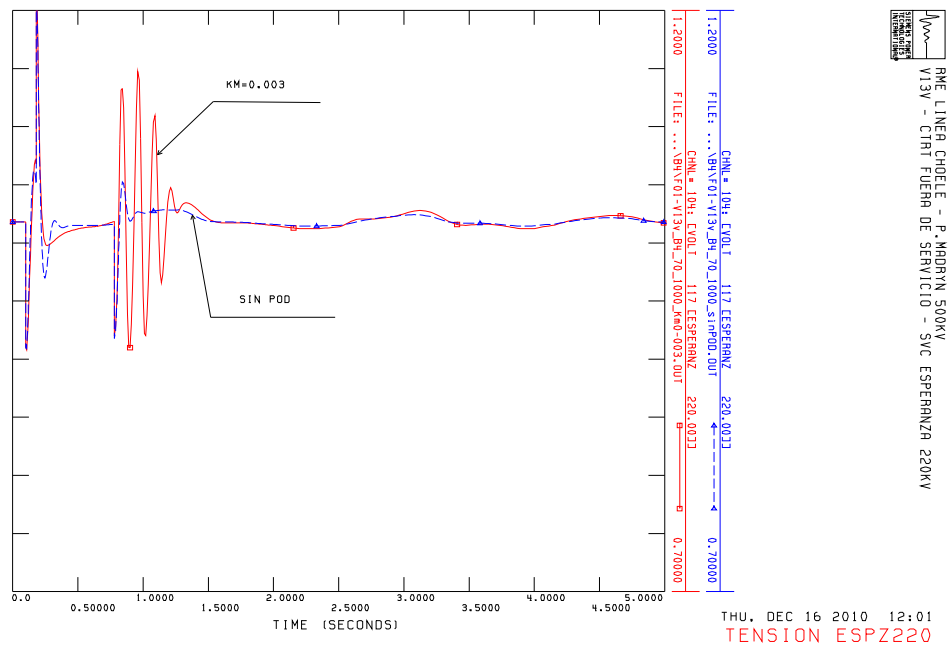
**Figura AI N° 14. Tensión en Esperanza 220kv. RME línea Esperanza – Río Turbio 220kV. CTRT a potencia máxima.**



**Figura AI N° 15. Susceptancia del SVC. RME línea Esperanza – Río Turbio 220kV. CTRT a potencia máxima.**

Por otro lado, una alta ganancia del lazo estabilizante puede disminuir notoriamente el margen de ganancia del sistema realimentado, desestabilizando el modo de regulador de tensión del SVC (efecto similar a la desestabilización del modo de regulador de tensión de generadores, cuando la ganancia de un estabilizador PSS es elevada). La Figura AI N° 16 muestra la evolución de la tensión en Esperanza 220kV ante el RME de la línea Choele Choel – Puerto Madryn, para un escenario con la central Río Turbio a plena potencia.



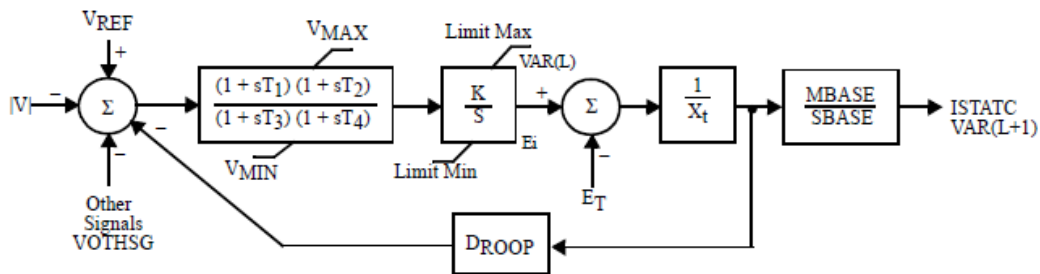


**Figura AI N° 17. Tensión Esperanza 220kV. RME línea Chioele – P. Madryn. CT Rio Turbio fuera de servicio.**

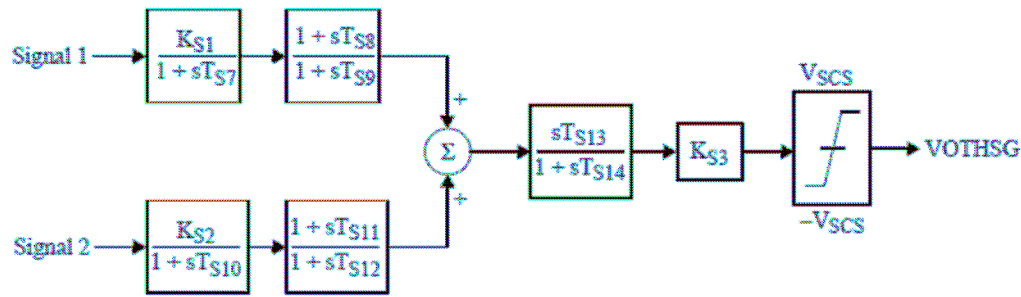
#### **4. MODELO STATCOM**

##### **DIAGRAMA EN BLOQUES Y PARÁMETROS**

Se utiliza el modelo CSTAT, cuyo diagrama en bloques se muestra en la Figura AI N° 18. éste es un modelo de generador que se comporta como fuente de corriente controlada. El generador se asocia directamente a la barra de Esperanza 220kV, la reactancia XSOURCE emula el transformador elevador del STATCOM. El modelo del lazo estabilizador se muestra en la figura Figura AI N° 19. Se ha tomado una sola entrada, como el flujo por la línea Esperanza – Río Santa Cruz, de forma similar al caso del SVC.



**Figura AI N° 18 Diagrama en bloques de modelo CSTAT [1]**



**Figura AI N° 19 Diagrama en bloques de modelo STBSVC [1]**

Los parámetros se exponen a continuación:

```

** CSTAT **  BUS X-- NAME --X BASEKV MC      C O N S      S T A T E S      V A R S      I C O N
              117 ESPERANZ      220.00 1      37073-37086      7972-7974      10091-10093      20287

MBAASE      T1      T2      T3      T4      K      DROOP      VMAX      VMIN      ICMAX
100.0      1.000      1.000      1.000      1.000      50.000      0.030 999.000-999.000      1.000

              ILMAX      VCUTO      ELIM      XT      ACC
              1.000      0.200      1.200      0.100      0.500

** STBSVC **  BUS X-- NAME --X BASEKV MC      C O N S      S T A T E S      V A R      I C O N S
              117 ESPERANZ      220.00 1      37087-37098      7975-7979      10094      20288-20293

I1 I2  BUS#1  TO BUS  ID  BUS#2  KS1      TS7      TS8      TS9      TS13
 2  0      37      36  '1 '    117      1.0000      0.0200      2.9000      0.0140      2.0000

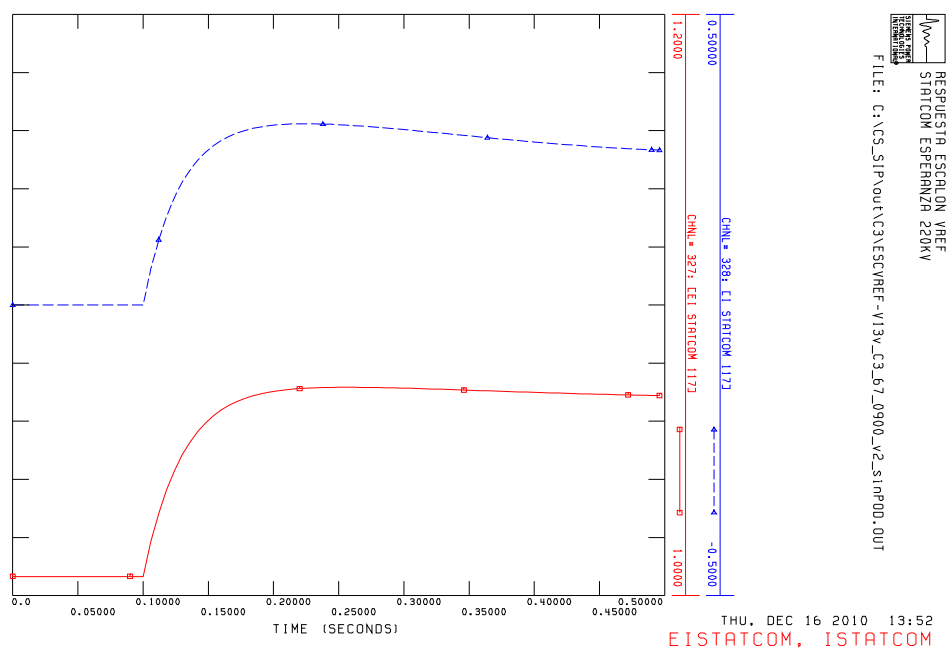
              TS14      KS3      VSCSMAX      KS2      TS10      TS11      TS12
              2.0000      0.0050      0.1000      0.0000      1.0000      1.0000      1.0000

```

### AJUSTE DE LAZO REGULADOR DE TENSIÓN

Si bien puede ajustarse para una respuesta más rápida, el lazo de regulación de tensión se ajusta para obtener una respuesta de similar rapidez a la obtenida con el SVC, con un tiempo de crecimiento de aproximadamente 30ms. La Figura AI N° 20 muestra la respuesta de la tensión interna (antes del transformador) y la corriente inyectada del STATCOM ante un escalón en la tensión de referencia.





**Figura AI Nº 20 Tensión interna EISTATCOM, y corriente inyectada ISTATCOM, ante escalón en tensión de referencia**

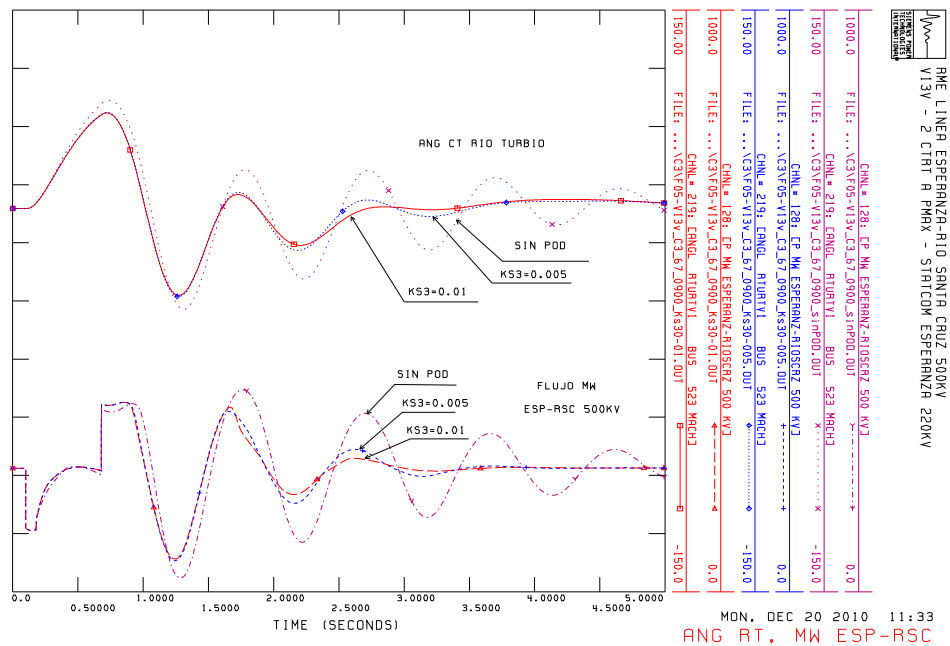
#### **AJUSTE DE LAZO ESTABILIZACIÓN POD**

Al igual para el caso del SVC se utiliza el método de compensación de fase expuesto en [3].

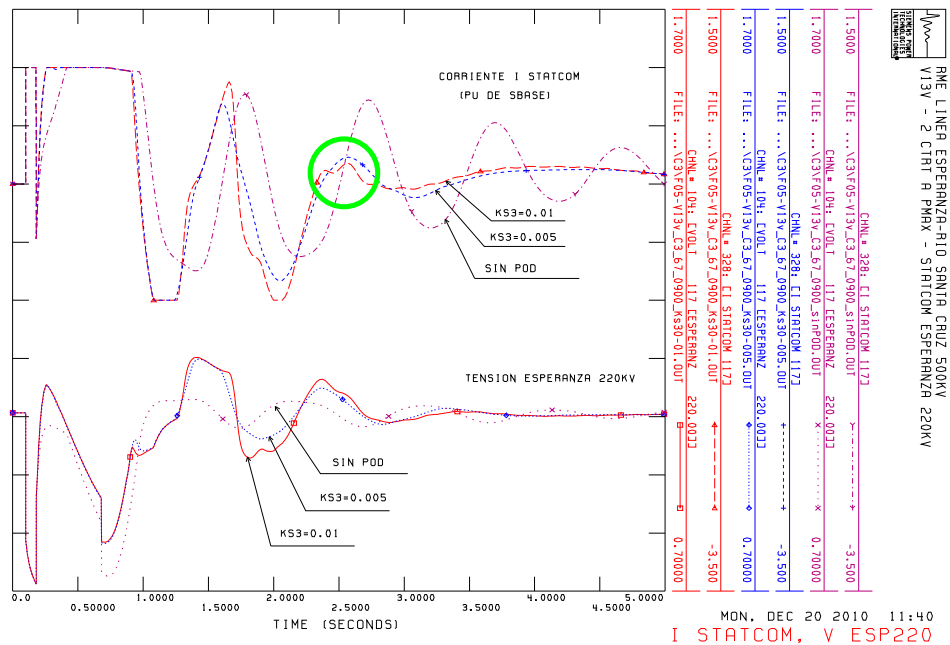
Las Figura AI Nº 21 y Figura AI Nº 22 muestra la evolución de las variables ante un RME en la línea de 220kV Esperanza Rio Turbio para diferentes valores de ganancia del lazo estabilizador.

De la comparación de la evolución de la tensión en Esperanza 220kV se aprecia que el STATCOM no provoca los saltos de tensión que se observan con el SVC cuando se despeja la falla (comparar Figura AI Nº 14 y Figura AI Nº 22).

Al igual que en el caso del SVC, también se observa el fenómeno de desestabilización del modo de control de tensión cuando la ganancia es elevada.



**Figura AI N° 21. Angulo CTRT y Flujo de potencia Esperanza-Rio Santa Cruz. RME Esperanza – Rio SCruz. CTRT a potencia máxima. STATCOM Esperanza 220kV**



**Figura AI N° 22. Corriente inyectada por STATCOM y Tensión Esperanza 220kV. RME Esperanza – Rio SCruz. CTRT a potencia máxima. STATCOM Esperanza 220kV**

## 5. MODELO DE REACTORES DE BARRA SIP 500kV

Para los reactores de barra de Santa Cruz Norte, Rio Santa Cruz y Esperanza se adoptan los siguientes ajustes:

```

** SWSHN1 **  BUS X-- NAME --X BASEKV  I C O N S      C O N S      V A R S
                15 RIOSCRUZ      500.00  20301-20307    37043-37048    10099-10102

REMOTE BUS    SWITCHES  VIN1      PT1      ST1      VIN2      PT2      ST2
  15              9    1.0600    1.0000    0.0600    0.9300    7.0000    0.0600

** SWSHN1 **  BUS X-- NAME --X BASEKV  I C O N S      C O N S      V A R S
                15 RIOSCRUZ      500.00  20308-20314    37049-37054    10103-10106

REMOTE BUS    SWITCHES  VIN1      PT1      ST1      VIN2      PT2      ST2
  15              9    1.0600    1.0000    0.0600    0.9600    14.0000    0.0600

** SWSHN1 **  BUS X-- NAME --X BASEKV  I C O N S      C O N S      V A R S
                12 SCN_500      500.00  20315-20321    37055-37060    10107-10110

REMOTE BUS    SWITCHES  VIN1      PT1      ST1      VIN2      PT2      ST2
  12              9    1.0600    0.5000    0.0600    0.9300    7.0000    0.0600

** SWSHN1 **  BUS X-- NAME --X BASEKV  I C O N S      C O N S      V A R S
                12 SCN_500      500.00  20322-20328    37061-37066    10111-10114

REMOTE BUS    SWITCHES  VIN1      PT1      ST1      VIN2      PT2      ST2
  12              9    1.0600    0.5000    0.0600    0.9600    14.0000    0.0600

** SWSHN1 **  BUS X-- NAME --X BASEKV  I C O N S      C O N S      V A R S
                19 ESPERANZ      500.00  20287-20293    37031-37036    10091-10094

REMOTE BUS    SWITCHES  VIN1      PT1      ST1      VIN2      PT2      ST2
  19              9    1.0600    0.5000    0.0600    0.9300    5.0000    0.0600

** SWSHN1 **  BUS X-- NAME --X BASEKV  I C O N S      C O N S      V A R S
                19 ESPERANZ      500.00  20294-20300    37037-37042    10095-10098

REMOTE BUS    SWITCHES  VIN1      PT1      ST1      VIN2      PT2      ST2
  19              9    1.0600    0.5000    0.0600    0.9600    12.0000    0.0600

```

## **6. REFERENCIAS**

- [1] Program Operation Manual vol. 2. PSS/E v30.
- [2] Mathur RM, Varma RK (2002) Thyristor Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems. IEEE Computer Society Press.
- [3] M.E. Aboul-Ela, A.A. Salam, J.D. McCalley and A.A. Fouad, Damping Controller Design for Power System Oscillations Using Global Signals, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996, 767-773.
- [4] L. Rouco and F. L. Pagola, An Eigenvalue Sensitivity Approach to Location and Controller Design of Controllable Series Capacitors for Damping Power System Oscillations, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, November 1997, 1660 - 1666.
- [5] N. Yang, Q. Liu and J.D. McCalley, TCSC Controller Design for Damping Interarea Oscillations, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, November 1998, 1304 - 1310.
- [6] Kundur P (1994) Power System Stability and Control. McGraw-Hill