



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS**

**L**as autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el periodo de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

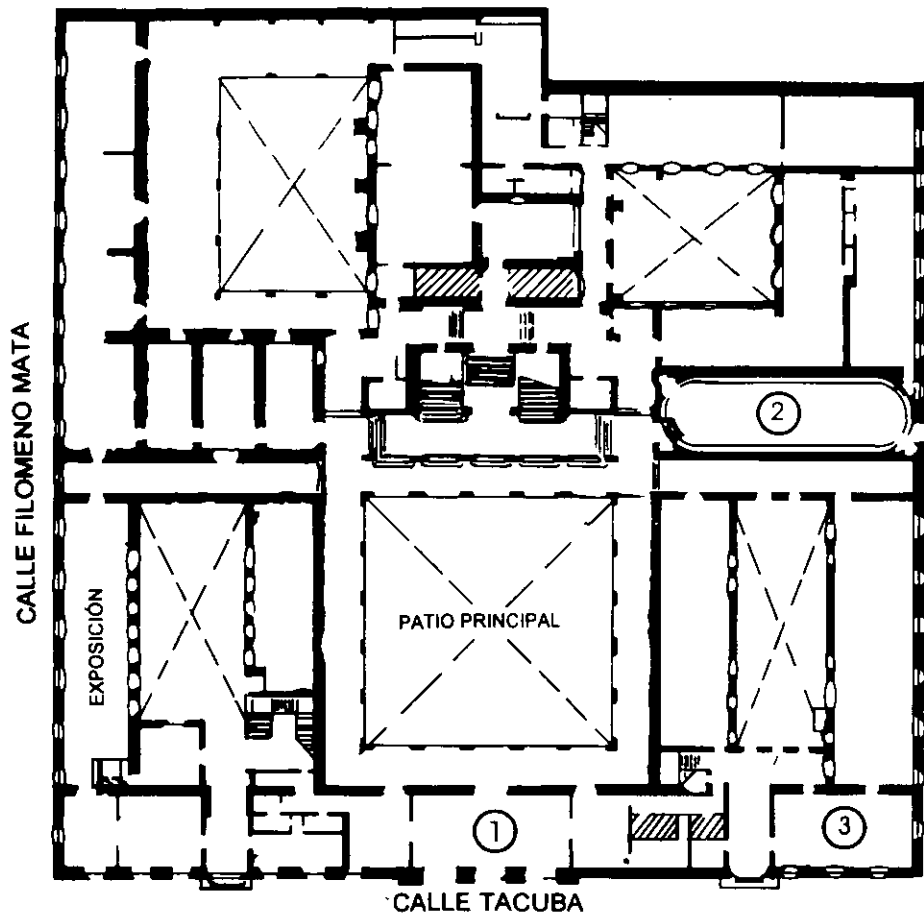
Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

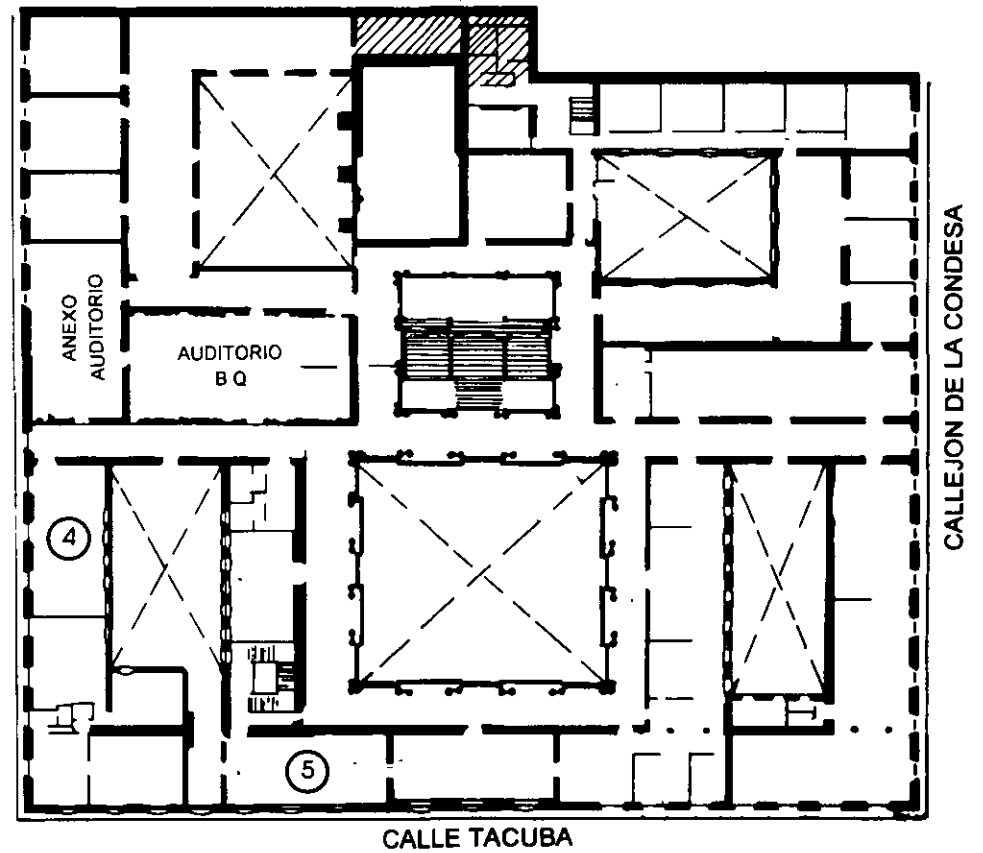
Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores impartan sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

**Atentamente  
División de Educación Continua.**

# PALACIO DE MINERIA

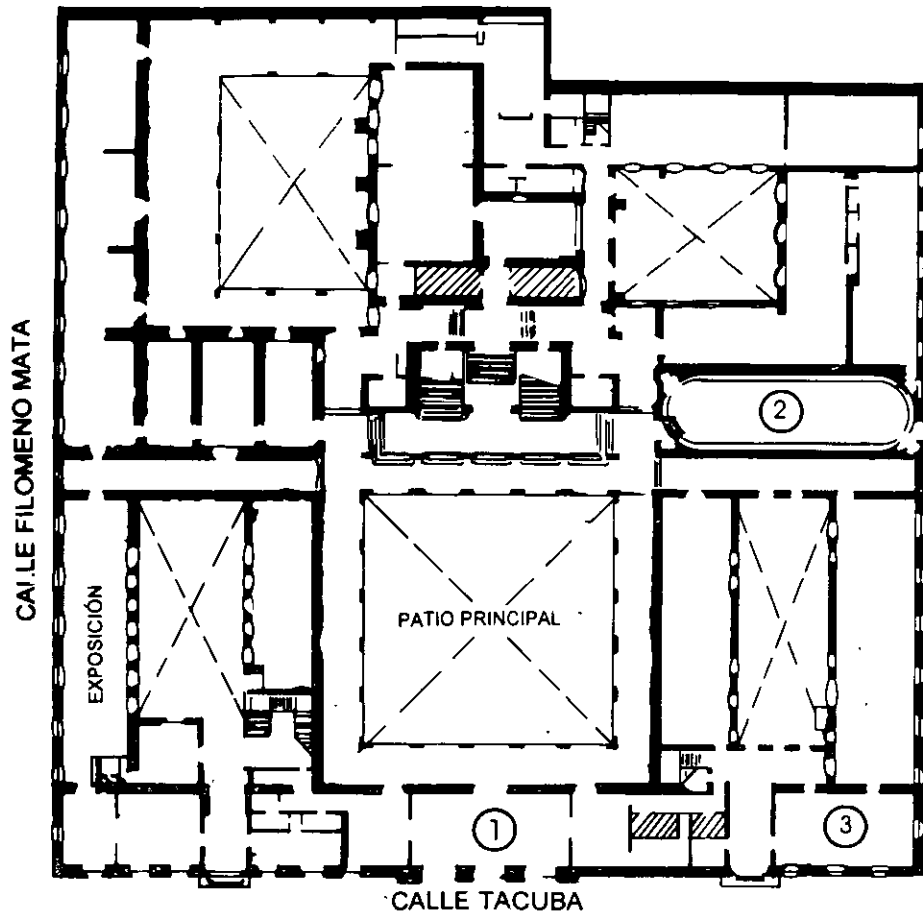


**PLANTA BAJA**

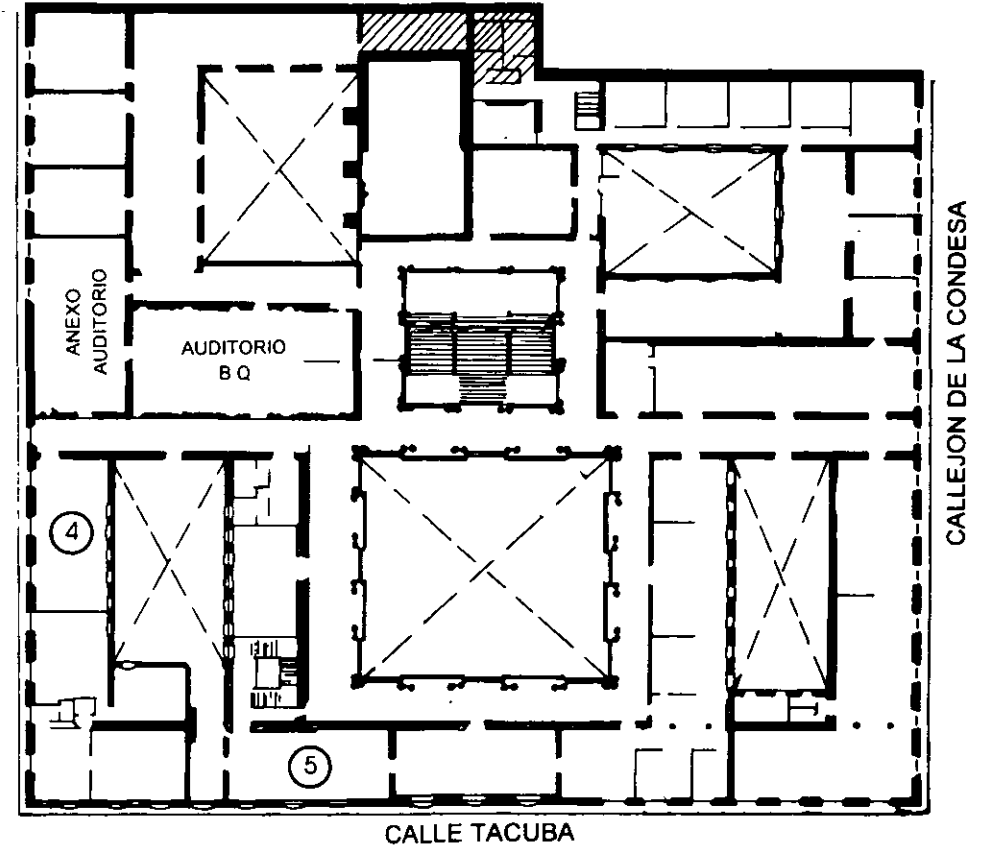


**MEZZANINNE**

# PALACIO DE MINERIA



**PLANTA BAJA**



**MEZZANINNE**



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**VIII CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**MÓDULO II  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA:  
PROPAGACIÓN DE ONDAS**

**CONFERENCISTA  
ING. ARTURO MORALES COLLANTES  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**

# I. WAVE PROPAGATION

## I.1. INTRODUCTION

### I.1.1. TYPES OF OVERVOLTAGES

LIGHTNING STROKES  
SWITCHING SURGES  
ARCING GROUNDS  
RESONANCE VOLTAGES

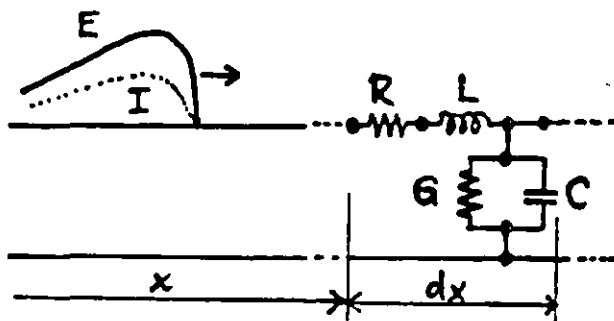
### I.1.2. LIGHTNING STROKES

FREQUENCY OF OCCURRENCE  
STATISTICAL DATA

MAGNITUDE  
DURATION  
RELEVANT PARAMETERS

### I.1.3. MODELING LINES

DISTRIBUTED PARAMETERS  
TRANSMISSION LINE DIFF. EQUATIONS



$$\frac{\partial^2 E}{\partial x^2} = \gamma^2 E$$
$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = \gamma^2 I$$

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{(R + sL)(G + sC)}$$

## 1.2. IMPORTANT PARAMETERS

## 1.2.1. PROPAGATION CONSTANT

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{Z_{\text{LINE}} Y_{\text{LINE}}}$$

$\alpha$  = ATTENUATION CONSTANT

$\beta$  = PHASE CONSTANT

## 1.2.2. CHARACTERISTIC (SURGE) IMPEDANCE

$$Z_0 = \sqrt{\frac{Z_{\text{LINE}}}{Y_{\text{LINE}}}} \quad e = Z_0 i \quad Y_0 = \frac{1}{Z_0}$$

1.2.3. LOSSLESS LINE:  $R = 0, G = 0$ 

$$\gamma = s\sqrt{LC}$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

1.2.4. DISTORTIONLESS LINE:  $\frac{L}{R} = \frac{C}{G}$ 

## 1.3. LINE PARAMETERS, SIMPLE CASES

## 1.3.1. OVERHEAD CONDUCTOR

$$L = 2 \left( \frac{1}{4} + \ln \frac{2h}{r} \right) 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = \frac{10^{-6}}{18 \ln \frac{2h}{r}} \text{ F/km}$$

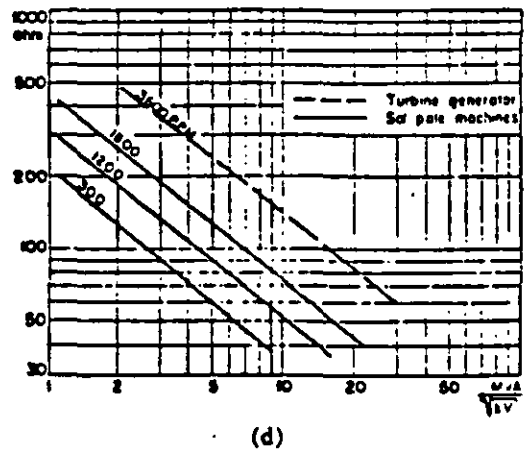
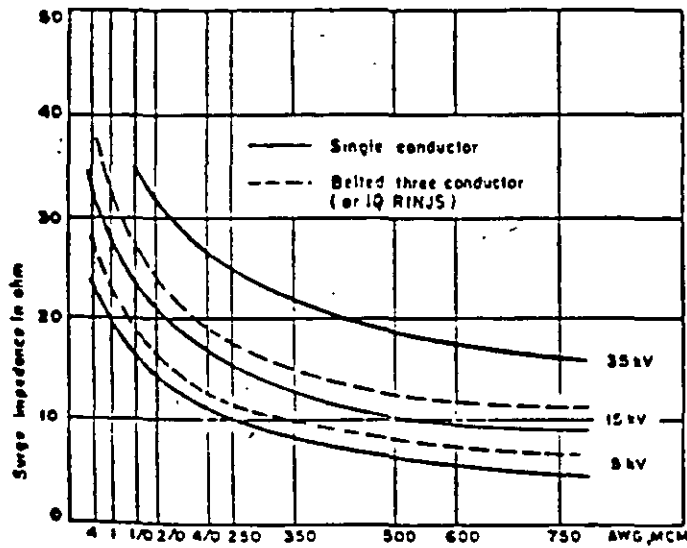
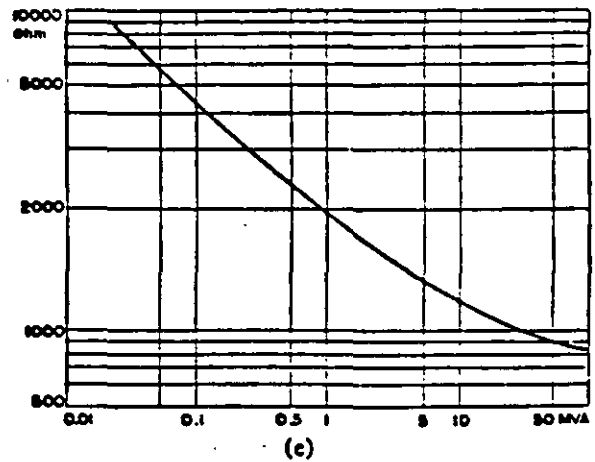
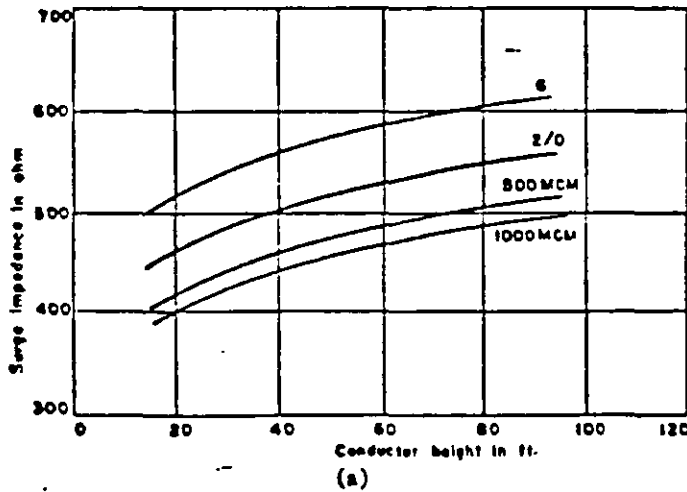
## 1.3.2. CABLE (ONE CONDUCTOR)

$$L \cong 2 \left( \frac{1}{4} + \ln \frac{R}{r} \right) 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = k \frac{10^{-6}}{18 \ln \frac{R}{r}} \text{ F/km}$$

## 1.3.3. THREE PHASE SYSTEMS

# 1.4. SURGE IMPEDANCE CHARTS



FORSTMAIER, TRANS. IGA, (b) SEPT. 1965, 351  
 Surge impedances. (a) Surge impedance of overhead conductors. (b) Surge impedance of paper insulated lead covered cables.  
 (c) Surge impedance per phase for transformers  $\alpha$  (high-voltage term). (d) Surge impedance per phase for synchronous machines

## TYPICAL VALUES:

- OVERHEAD LINES: 400-600 OHMS
- CABLES: 10-40 OHMS, AROUND 25 OHMS
- TRANSFORMERS: THOUSANDS OF OHMS
- SYN. MACHINES: SEVERAL HUNDREDS OF OHMS

## 1.5. VELOCITY OF PROPAGATION

$$v \cong \frac{1}{\sqrt{LC}} = 300 \text{ m}/\mu\text{s}$$

$$v = \frac{v_{\text{LIGHT}}}{\sqrt{k \mu}}$$

## 1.6. MATHEMATICAL EXPRESSION OF E AND I

$$E = e^{\gamma x} f_1(t) + e^{-\gamma x} f_2(t)$$

$$I = -\frac{1}{Z_0} \left[ e^{\gamma x} f_1(t) - e^{-\gamma x} f_2(t) \right]$$

$$E = f_1 \left( t + \frac{x}{v} \right) + f_2 \left( t - \frac{x}{v} \right) = E_{\text{BACKWARD}} + E_{\text{FORWARD}}$$

$$I = -\frac{1}{Z_0} \left[ f_1 \left( t + \frac{x}{v} \right) - f_2 \left( t - \frac{x}{v} \right) \right] = -I_{\text{BACKWARD}} + I_{\text{FORWARD}}$$

## 1.7. POLARITIES

FORWARD (INCIDENT) WAVES

$$E_f = Z_0 I_f$$

BACKWARD (REFLECTED) WAVES

$$E_r = -Z_0 I_r$$



## 1.8. SHAPE OF WAVES

## 1.81. SPECIFICATIONS

ANSI:  $1.2 \times 50$ 

## 1.82. APPROXIMATIONS

## 1.9. ATTENUATION AND DISTORTION

LOSSES

CORONA

GROUND

SKIN EFFECT

CHANGING L AND C

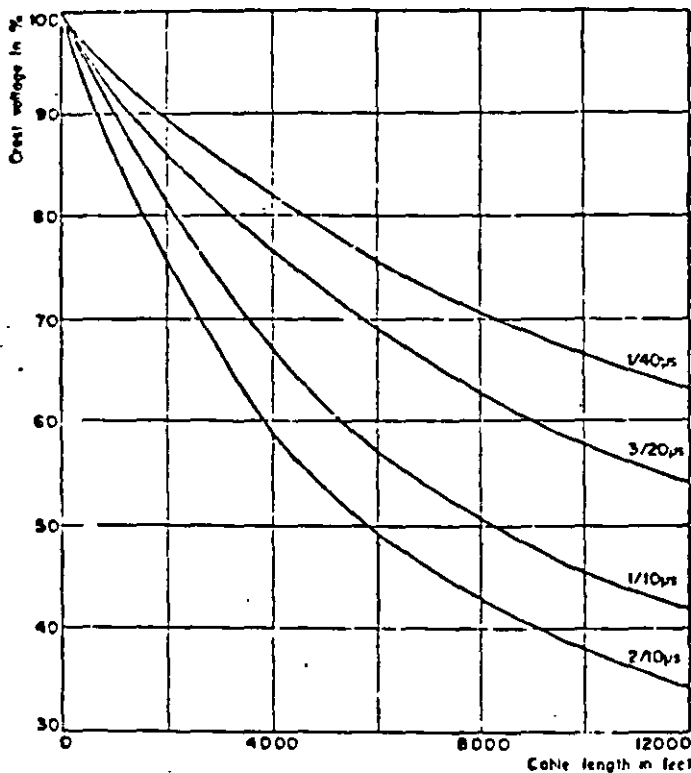
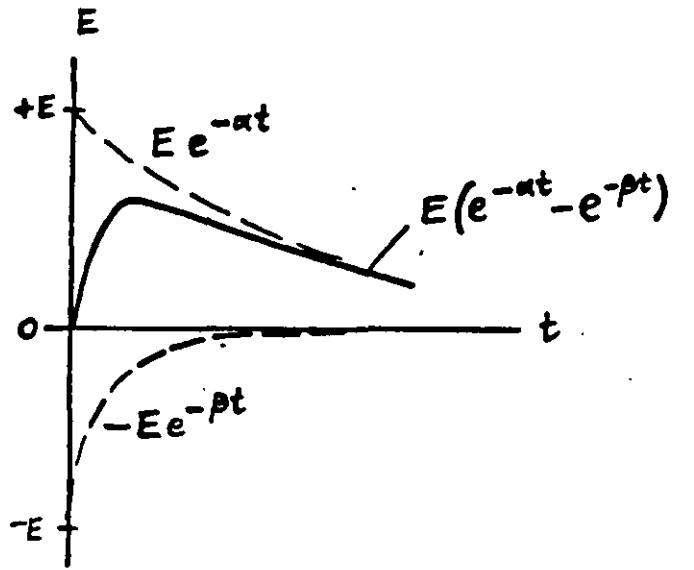
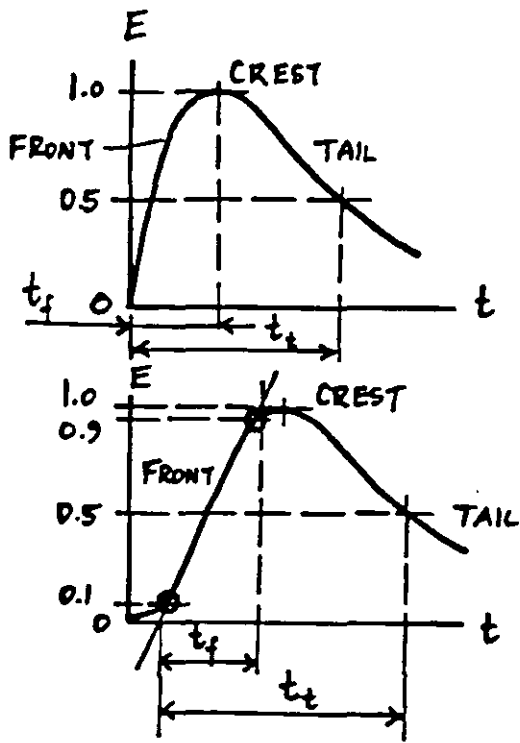
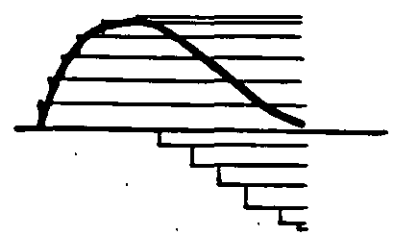
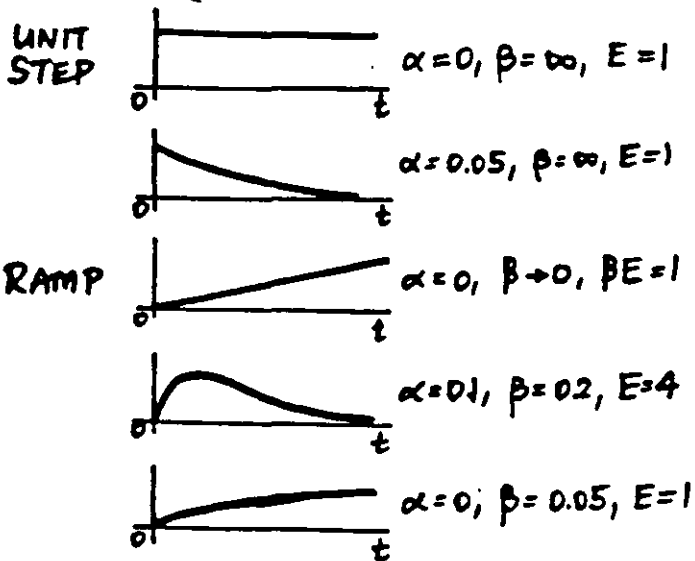
EFFECT OF  
DISTANCE

Fig. 4. Surge attenuation in cables as function of cable length.  
 FOSTMAIER, TRANS. ICA, SEPT. 1965, 352



SPECIFICATION OF A TRAVELING WAVE:  
 $(t_f) \times (t_t)$  in  $\mu$ seconds:  
 $1.2 \times 50, 5 \times 10$

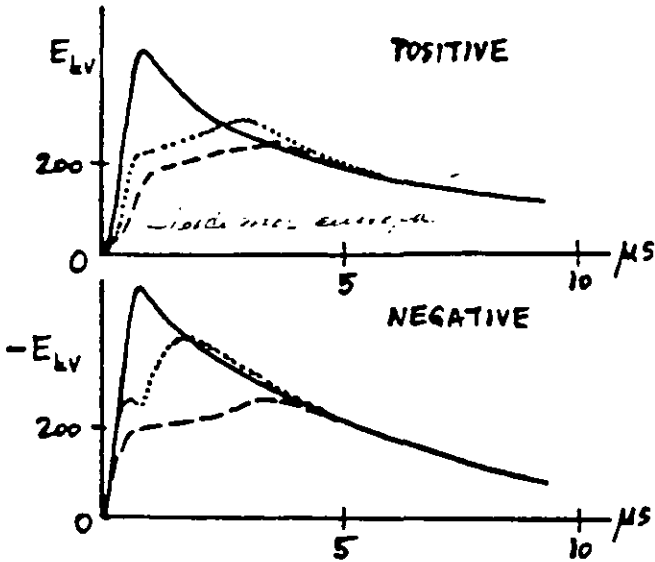
TRAVELING WAVE AS THE SUM OF TWO EXPONENTIAL FUNCTIONS



APPROXIMATION BY RECTANGULAR COMPONENTS

WAVESHAPES APPROXIMATED BY  $e = E(e^{-at} - e^{-pt})$

SHAW IEC 71

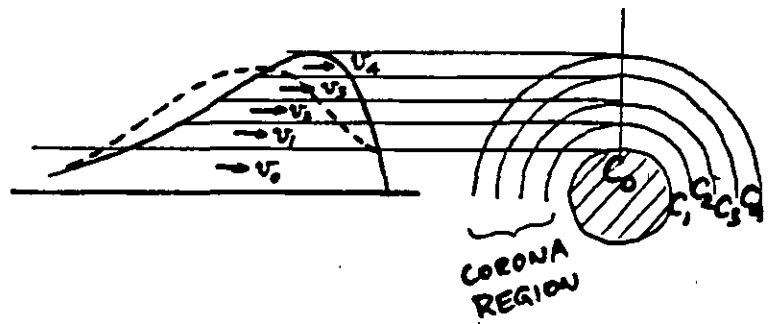


MODIFICATION OF SURGES WITH DISTANCE TRAVELED:

- AT START (0 MI.)
- ..... AT 1.5 MILES
- AT 5 MILES

Le phénomène physique est celui-ci :  
 la propagation des surges est affectée  
 par la présence d'un champ électrique  
 croissant (comme pour la propagation de  
 surges dans un câble en cc.)  
 Wilson, Tricard

EFFECT OF CORONA ON WAVE DISTORTION:



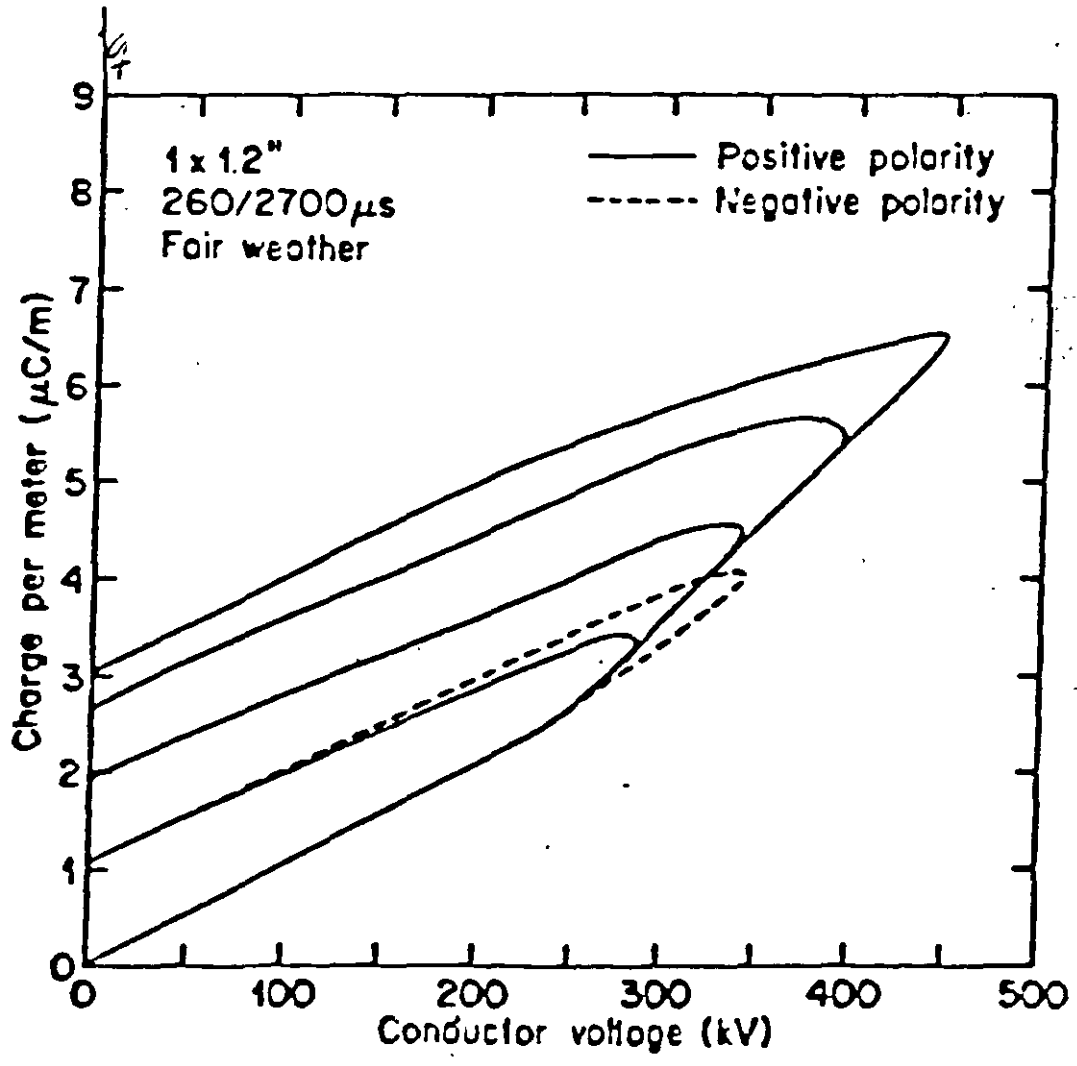
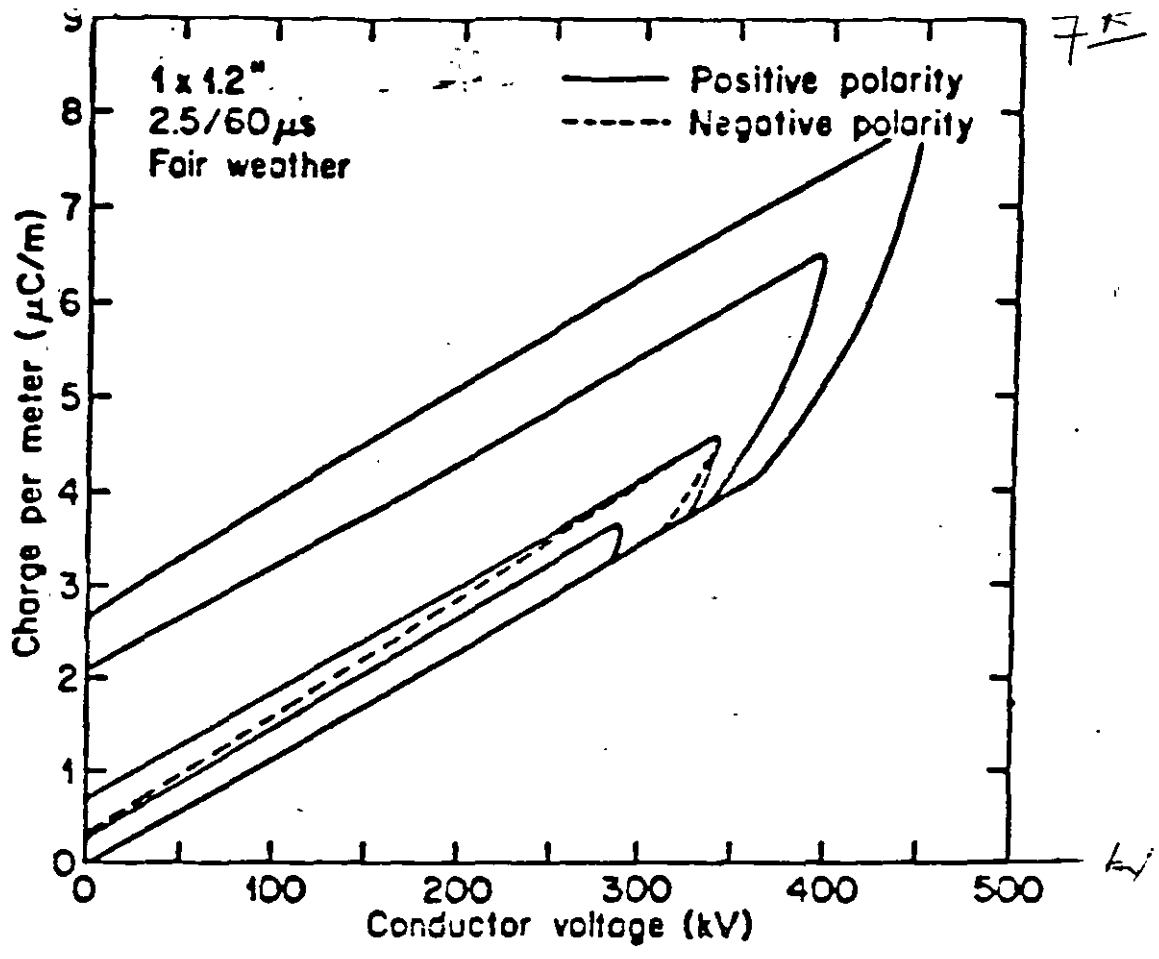
Wilson, 1901:

$$v_k = \frac{1}{\sqrt{LC_k}}$$

$$C_k: C_0 < C_1 < C_2 < C_3 < C_4 \dots$$

$$v_k: v_0 > v_1 > v_2 > v_3 > v_4 \dots$$

1988 Electricité France réalise  
 études de bruits de ligne



## 2. REFLECTION OF WAVES

### 2.1. GENERAL TRANSITION POINT

#### 2.11. PRACTICAL CASES (NEXT PAGE)

TERMINAL CONDITIONS

JUNCTIONS

JUNCTIONS WITH SHUNT ELEMENTS

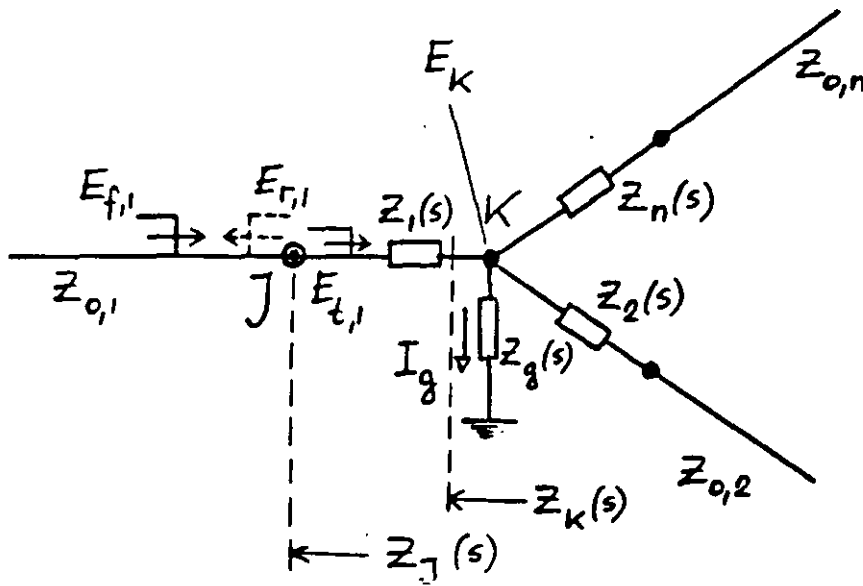
### 2.12. GENERAL TRANSITION POINT

$$\frac{E_{f,i}}{I_{f,i}} = Z_{0,i} \quad \frac{E_{r,i}}{I_{r,i}} = -Z_{0,i} \quad \frac{E_{t,i}}{I_{t,i}} = Z_{0,i}$$

$$E_{t,1} = E_{f,1} + E_{r,1}$$

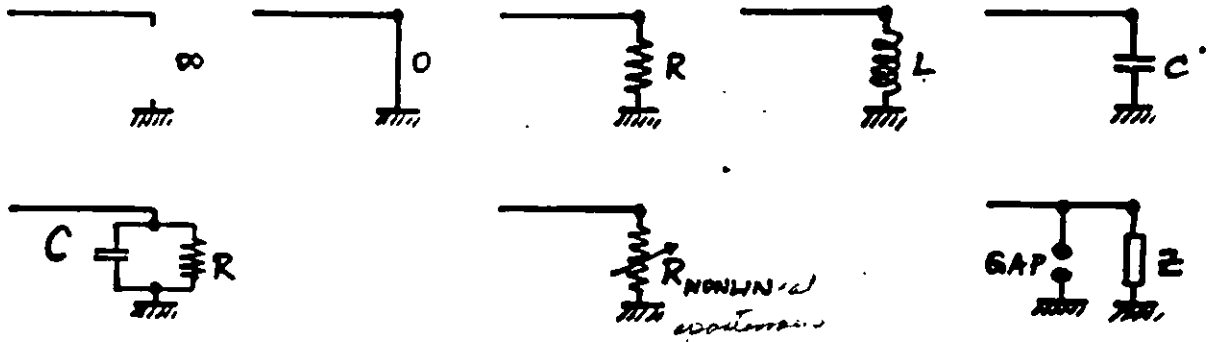
$$I_{t,1} = I_{f,1} + I_{r,1}$$

$$Z_j(s) = Z_1(s) + Z_k(s) = Z_1(s) + \frac{1}{\frac{1}{Z_g(s)} + \sum_{i=2}^n \frac{1}{Z_i(s) + Z_{0,i}}}$$

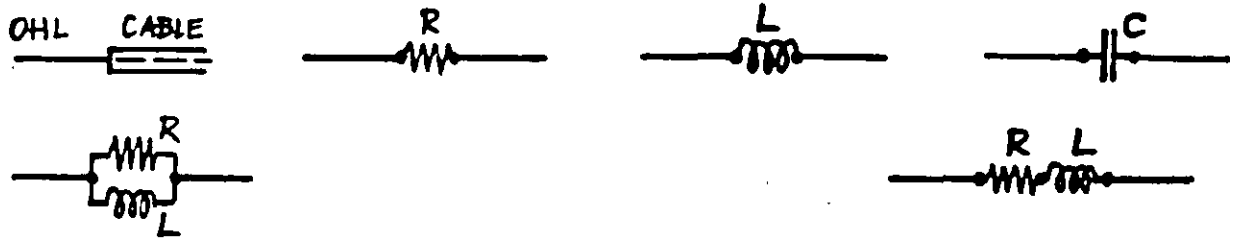


TYPICAL EXAMPLES:

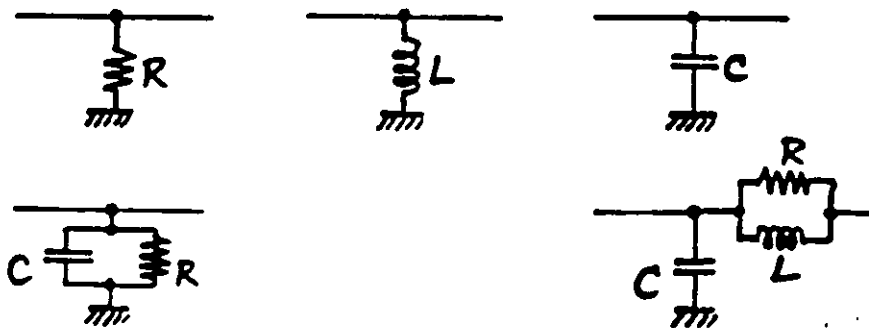
TERMINAL CONDITIONS:



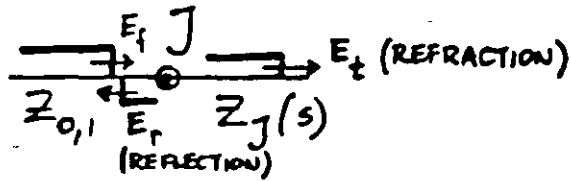
JUNCTIONS AND SERIES ELEMENTS:



JUNCTIONS AND SHUNT ELEMENTS:



## 2.13. REFLECTION COEFFICIENTS AT J



$$a_E = \frac{Z_J - Z_0}{Z_J + Z_0}$$

$$E_r = a_E E_f$$

$$a_I = -\frac{Z_J - Z_0}{Z_J + Z_0}$$

$$I_r = a_I I_f$$

## 2.14. REFRACTION COEFFICIENTS AT J

$$b_E = \frac{2Z_J}{Z_J + Z_0}$$

$$E_t = b_E E_f$$

$$b_I = \frac{2Z_0}{Z_J + Z_0}$$

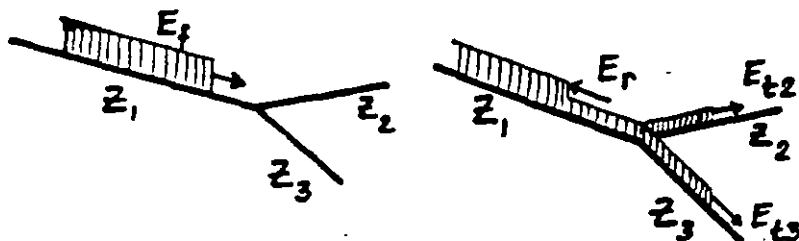
$$I_t = b_I I_f$$

## 2.15. a AND b RELATIONSHIPS

$$a_I = -a_E$$

$$b_I = 1 - a_E = 1 + a_I$$

$$b_E = 1 + a_E = 1 - a_I$$



2.2. LINE TERMINATED BY A RESISTANCE



$R$	$\infty$ O.C.	$Z_0$	$0$ S.H.C.
$Z_j$	$\infty$	$Z_0$	$0$
$a_E$	$1$	$0$	$-1$
$a_I$	$-1$	$0$	$1$
$b_E$	$2$	$1$	$0$
$b_I$	$0$	$1$	$2$
$E_r$	$E_f$	$0$	$-E_f$
$E_f + E_r$	$2E_f$	$E_f$	$0$
$I_r$	$-I_f$	$0$	$I_f$
$I_f + I_r$	$0$	$I_f$	$2I_f$

DUALITY

CABLE - OVERHEAD LINE AND  
OVERHEAD LINE - CABLE JUNCTIONS



## 2.3. INDUCTIVE AND CAPACITIVE ELEMENTS

*2.3.1. ASSUMPTIONS*

## 2.31. ASSUMPTIONS

FRONT OF TRAVELING WAVE

$$\omega \cong \infty$$

$$\omega L = \infty \quad \frac{1}{\omega C} = 0$$

TAIL OF TRAVELING WAVE

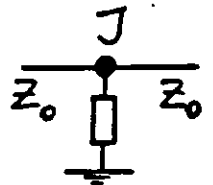
$$\omega \cong 0$$

$$\omega L = 0 \quad \frac{1}{\omega C} = \infty$$

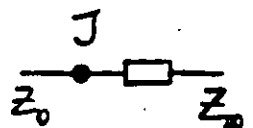
## 2.32. TERMINATIONS

INDUCTIVE O.C.  $\rightarrow$  SH.C.CAPACITIVE SH.C.  $\rightarrow$  O.C.

## 2.33. SHUNT ELEMENT AT JUNCTION

INDUCTIVE O.C.  $\rightarrow$  SH.C.CAPACITIVE SH.C.  $\rightarrow$  O.C.

## 2.34. SERIES ELEMENT INSERTION

INDUCTIVE O.C.  $\rightarrow$  SH.C.CAPACITIVE SH.C.  $\rightarrow$  O.C.

## 2.35. COMPUTATIONS, FLOWCHART

$$Z_0 \quad Z_j(s)$$

$$a_E(s) \quad a_I(s) \quad b_E(s) \quad b_I(s)$$

$$\alpha [1/\text{sec}]$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = a_E(s) \cdot E_f(s) \longrightarrow e_r(t)$$

$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t)$$

$$e_t(t)$$

$$e_{\text{series}}(t) = e_{\text{total}} - e_t(t)$$

$$i_r(t) = -\frac{e_r(t)}{Z_0}$$

$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t)$$

$$i_t(t) = \frac{e_t(t)}{Z_0}$$

$$i_{\text{shunt}}(t) = i_{\text{total}} - i_t(t)$$

CHARTS FOR

VOLTAGES AND CURRENTS VS. TIME

VOLTAGES AND CURRENTS ALONG LINE

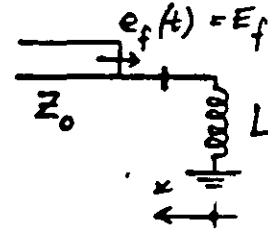
2.4. SPECIAL CASES WITH AN INDUCTANCE OR A CAPACITANCE

2.41. INDUCTIVE TERMINATION

$$Z_j(s) = sL$$

$$a = \frac{Z_j(s) - Z_0}{Z_j(s) + Z_0} = \frac{s - \alpha}{s + \alpha}$$

$$\alpha = \frac{Z_0}{L} \quad 1/\text{sec}$$

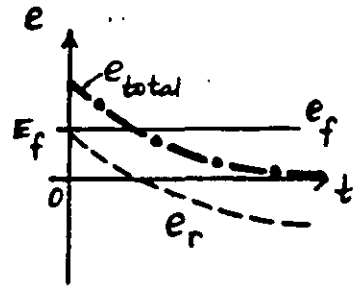


$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = a E_f(s) = \frac{E_f}{s} \frac{s - \alpha}{s + \alpha}$$

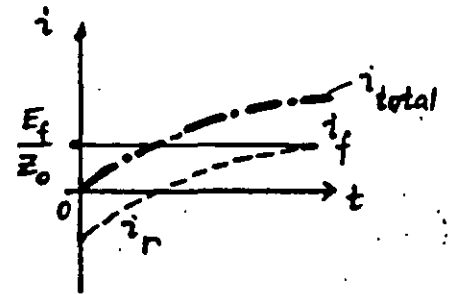
$$e_r(t) = E_f (2e^{-\alpha t} - 1)$$

$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t) = 2E_f e^{-\alpha t}$$

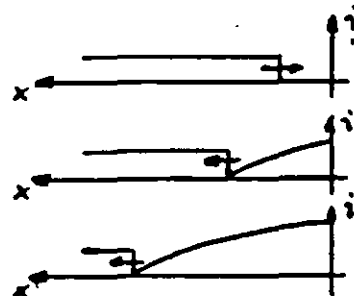
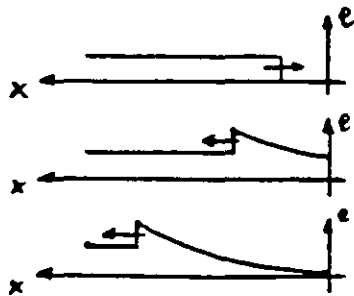


$$i_r(t) = -\frac{e_r(t)}{Z_0} = \frac{E_f}{Z_0} (1 - 2e^{-\alpha t})$$

$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{2E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.42. CAPACITIVE TERMINATION

$$Z_J(s) = \frac{1}{sC}$$

$$a = \frac{\alpha - s}{\alpha + s}$$

$$\alpha = \frac{1}{Z_0 C} \quad 1/\text{sec}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

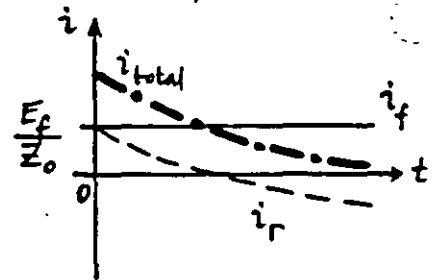
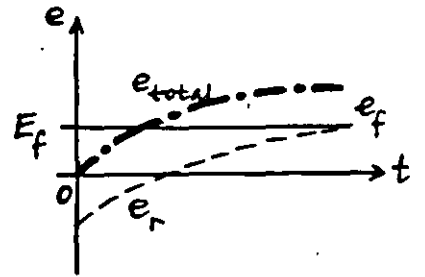
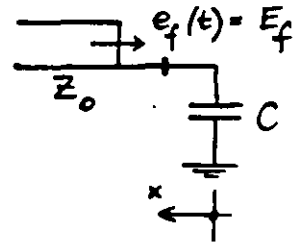
$$\rightarrow E_r(s) = \frac{E_f}{s} \frac{\alpha - s}{\alpha + s}$$

$$e_r(t) = E_f (1 - 2e^{-\alpha t})$$

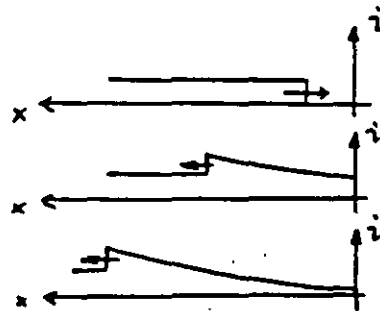
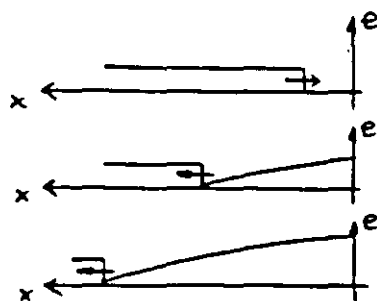
$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t) = 2E_f(1 - e^{-\alpha t})$$

$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (2e^{-\alpha t} - 1)$$

$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{2E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.43. SHUNT INDUCTANCE

$$Z_j(s) = \frac{sL Z_0}{sL + Z_0}$$

$$a = -\frac{\alpha}{s + \alpha} \quad \alpha = \frac{Z_0}{2L}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = -\frac{E_f}{s} \frac{\alpha}{s + \alpha}$$

$$e_r(t) = E_f (e^{-\alpha t} - 1)$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f e^{-\alpha t}$$

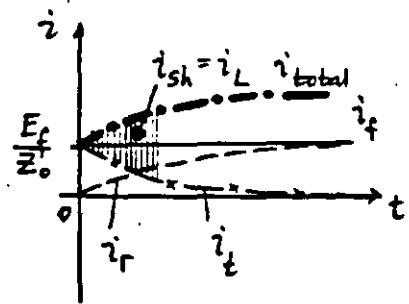
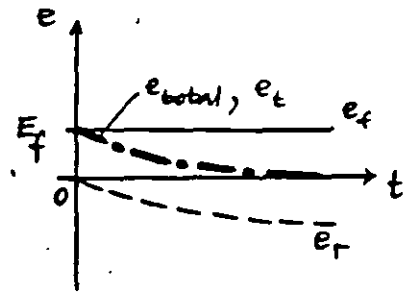
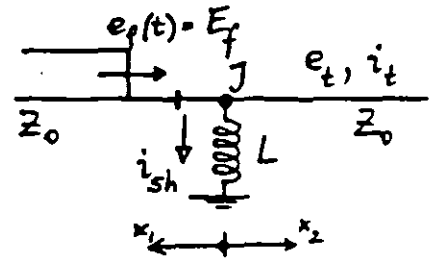
$$e_t(t) = e_{total}$$

$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$

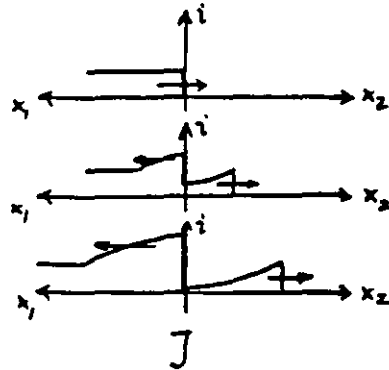
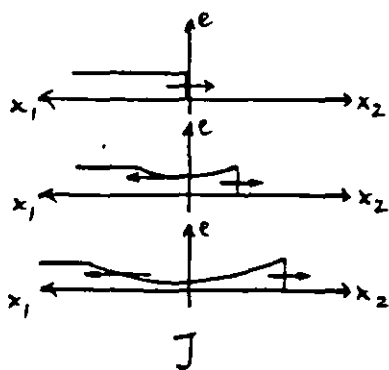
$$i_{total} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (2 - e^{-\alpha t})$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

$$i_{sh}(t) = i_{total} - i_t(t) = \frac{2E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.44. SHUNT CAPACITANCE (MOTOR PROTECTION)

$$Z_j(s) = \frac{Z_0/sC}{Z_0 + \frac{1}{sC}}$$

$$a = -\frac{s}{s+\alpha} \quad \alpha = \frac{2}{Z_0 C}$$

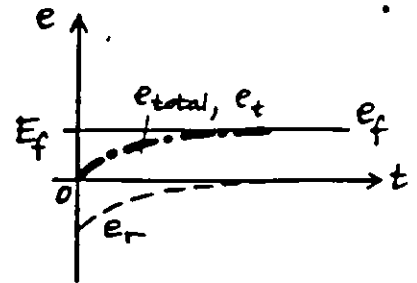
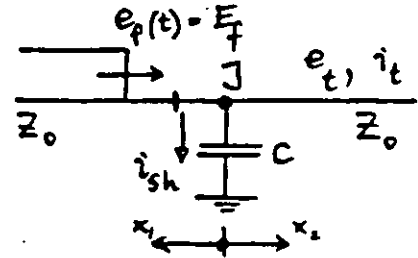
$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = -E_f \frac{1}{s+\alpha}$$

$$e_r(t) = -E_f e^{-\alpha t}$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f(1 - e^{-\alpha t})$$

$$e_t(t) = e_{total}$$

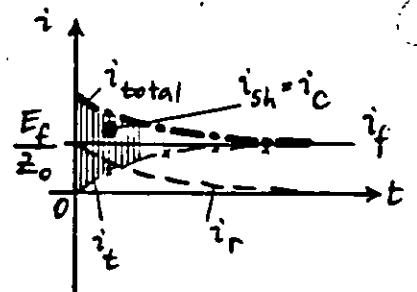


$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

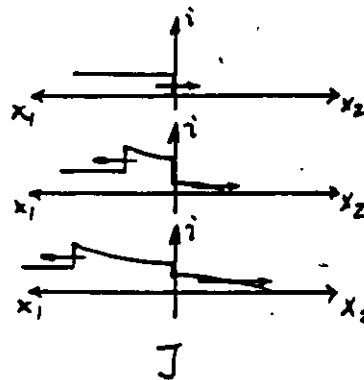
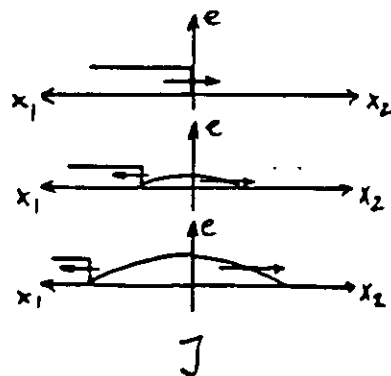
$$i_{total} = \frac{E_f}{Z_0} (1 + e^{-\alpha t})$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$

$$i_{sh}(t) = \frac{2E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.45. SERIES INDUCTANCE (MOTOR PROTECTION)

$$Z_j(s) = sL + Z_0$$

$$a = \frac{s}{s+\alpha} \quad \alpha = \frac{2Z_0}{L}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = E_f \frac{1}{s+\alpha}$$

$$e_r(t) = E_f e^{-\alpha t}$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f (1 + e^{-\alpha t})$$

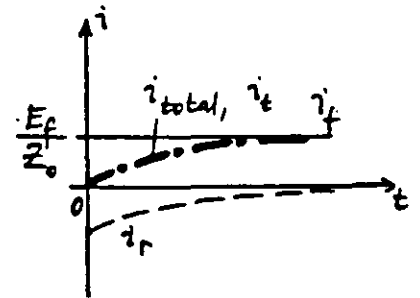
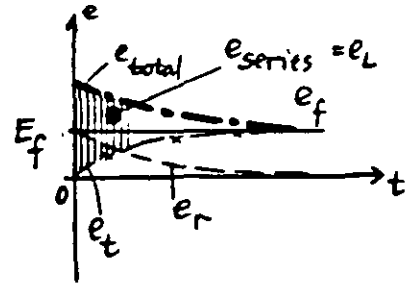
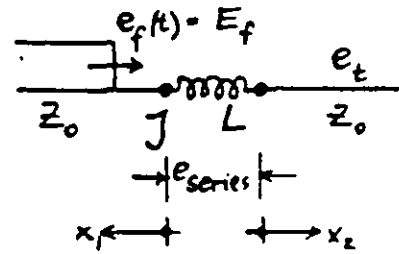
$$e_t(t) = E_f (1 - e^{-\alpha t})$$

$$e_{series} = e_{total} - e_t(t) = 2E_f e^{-\alpha t}$$

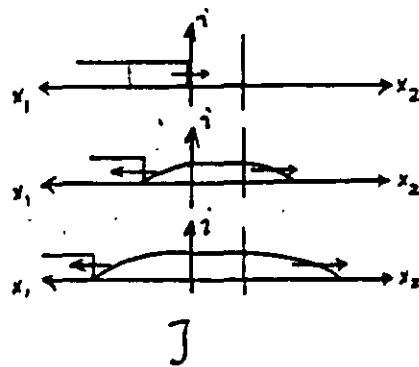
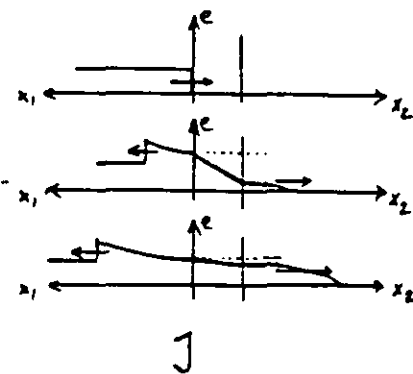
$$i_r(t) = -\frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

$$i_{total} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2. 46. SERIES CAPACITANCE

$$Z_J(s) = \frac{1}{sC} + Z_0$$

$$a = \frac{\alpha}{s + \alpha} \quad \alpha = \frac{1}{2Z_0 C}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = \frac{E_f}{s} \frac{\alpha}{s + \alpha}$$

$$e_r(t) = E_f(1 - e^{-\alpha t})$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f(2 - e^{-\alpha t})$$

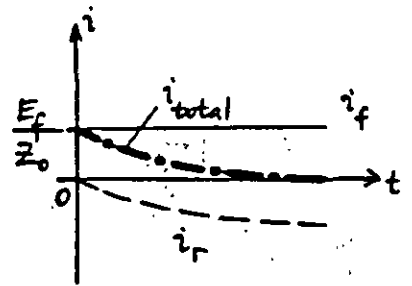
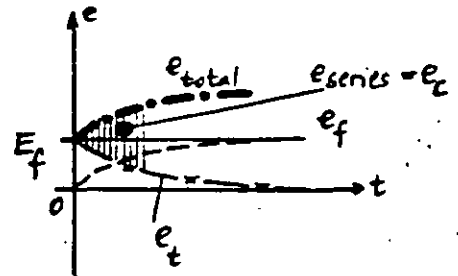
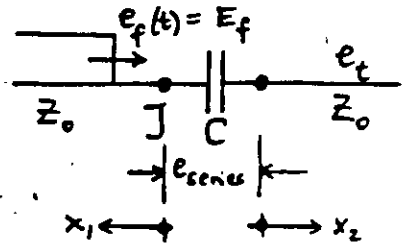
$$e_t(t) = E_f e^{-\alpha t}$$

$$e_{series} = 2E_f(1 - e^{-\alpha t})$$

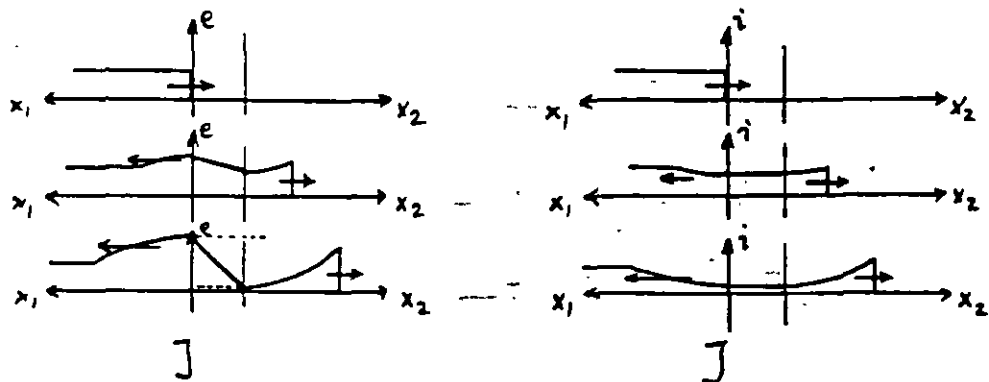
$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (e^{-\alpha t} - 1)$$

$$i_{total} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE





# 2.5. SUCCESSIVE REFLECTIONS

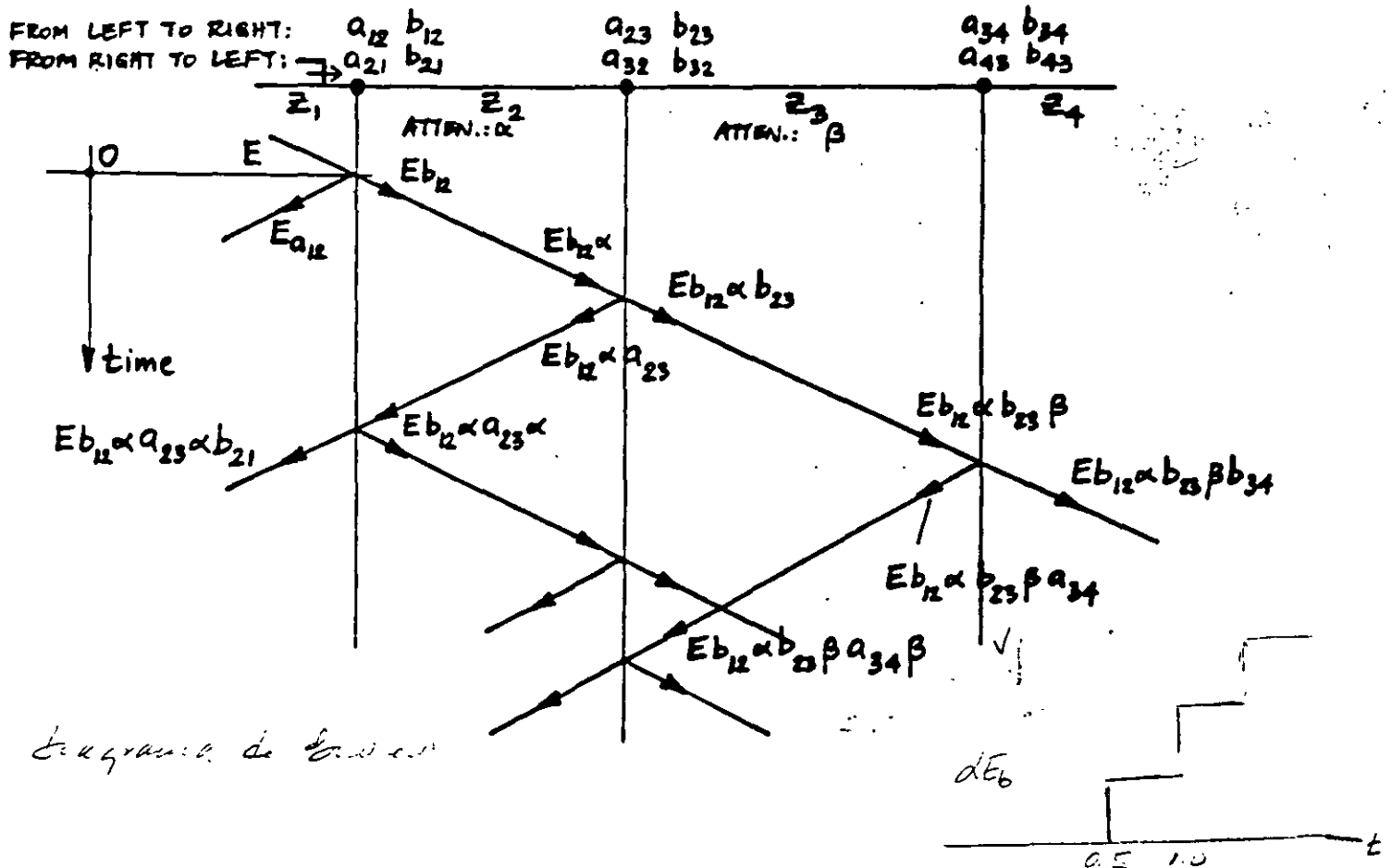
## 2.5.1. BEWLEY LATTICE

TIME - SPACE DIAGRAM  
MULTIPLE REFLECTIONS

DISTANCE BETWEEN JUNCTIONS  
IS PROPORTIONAL TO

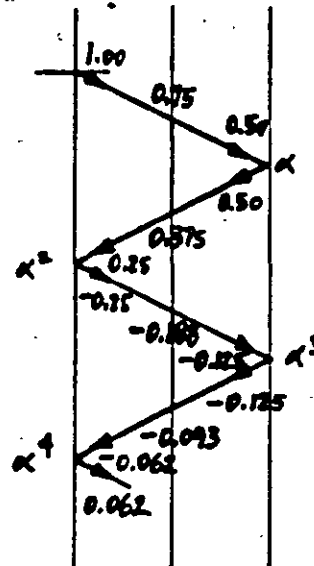
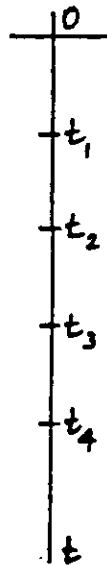
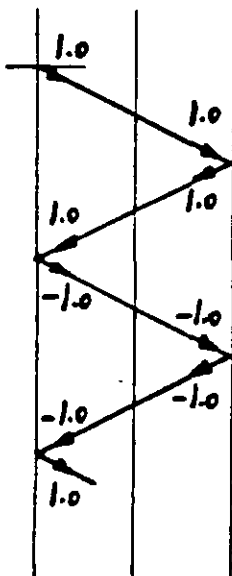
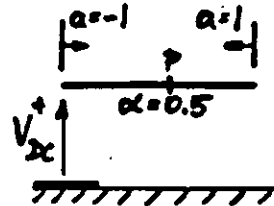
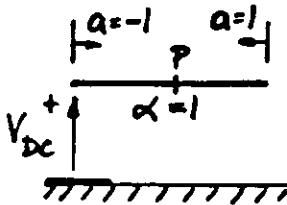
TIME OF WAVE PASSAGE  
(DIAGONALS HAVE SAME SLOPE)

LENGTH BETWEEN JUNCTIONS  
(SLOPES ARE DIFFERENT)

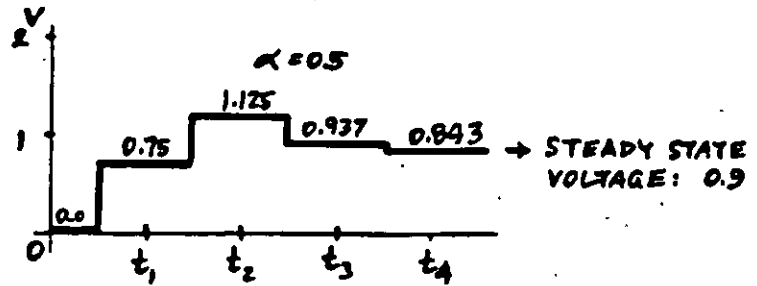
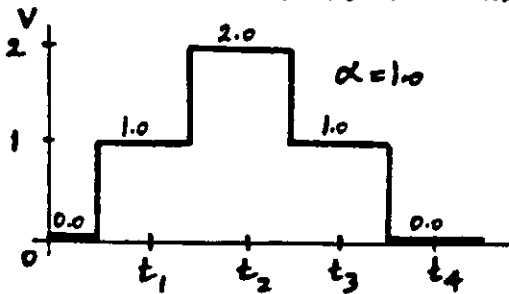


2.52. EXAMPLES

LINE CHARGING WITH DC



VOLTAGES AT MIDPOINT OF LINE (P):



VOLTAGE AT END WHEN  $\alpha=0.5$ :

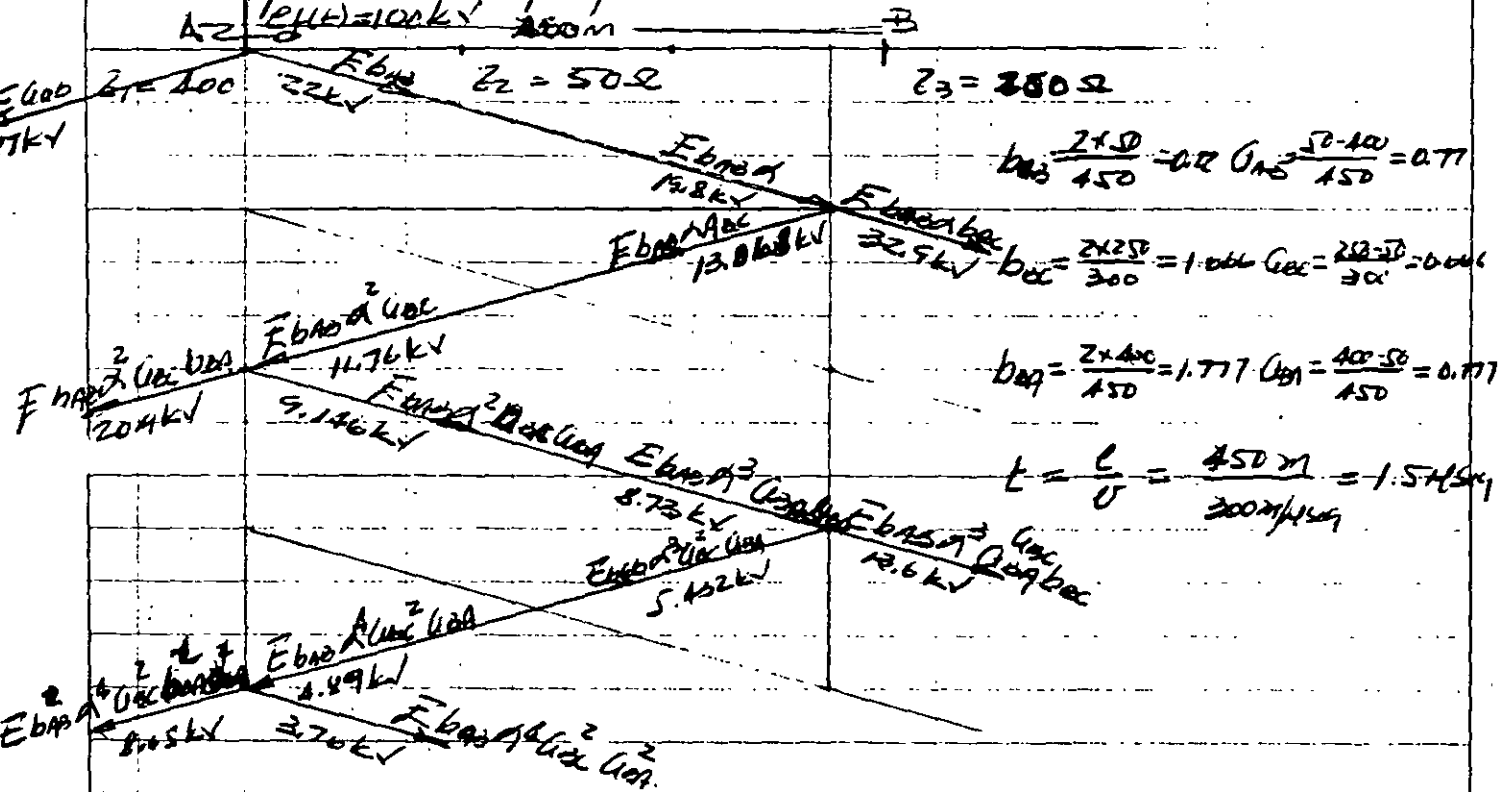
$$V = 2\alpha - 2\alpha^3 \pm \dots = 2\alpha (1 - \alpha^2 + \alpha^4 \mp \dots)$$

STEADY STATE VOLTAGE:  $\text{Lim } V = \frac{2\alpha}{1 + \alpha^2} = 0.8$

Tarea 1 Subtensiones y Coordinación de Caisamiento

Cursos Morales Calientes Profesores Ing Victor F Hermosillo Worley.

Se Utilice el diagrama de Bewley para encontrar los valores de voltaje producidos por un escalon con amplitud 100kV en la dos transiciones (A, B) de la línea de transmisión mostrada en la fig. Considere  $\alpha = 0.9$  y  $v = 300$  m/seg en el transitorio, calcule voltajes incidentes, transmitidos y reflejados, dibuje el voltaje en cada transición durante los primeros 6  $\mu$ s.



$$b_{AB} = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} = \frac{100 - 50}{100 + 50} = 0.22$$

$$b_{BC} = \frac{Z_2 - Z_3}{Z_2 + Z_3} = \frac{50 - 250}{50 + 250} = -0.77$$

$$b_{BA} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} = \frac{50 - 100}{50 + 100} = -0.33$$

$$t = \frac{L}{v} = \frac{450m}{300m/\mu s} = 1.5 \mu s$$

$$E_{GAB} = 100 \times 0.22 = 22kV \quad E_{GAB} = 100 \times 0.77 = 77kV$$

$$E_{BA}^1 = 22 \times 0.9 = 19.8kV, \quad E_{BA}^2 = 19.8 \times 1.06 = 20.98kV, \quad E_{AB}^2 = 19.8 \times 0.77 = 15.246kV$$

$$E_{BA}^3 = 13.06 \times 0.9 = 11.76kV, \quad E_{BA}^4 = 11.76 \times 0.77 = 9.055kV, \quad E_{BC}^4 = 11.76 \times 0.77 = 9.146kV$$

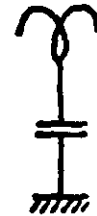
$$E_{BA}^5 = 9.146 \times 0.9 = 8.23kV, \quad E_{BA}^6 = 8.23 \times 1.06 = 8.73kV, \quad E_{AB}^6 = 8.23 \times 0.77 = 6.337kV$$

$$E_{BA}^7 = 5.452 \times 0.9 = 4.907kV, \quad E_{BA}^8 = 4.907 \times 1.06 = 5.199kV, \quad E_{AB}^8 = 4.907 \times 0.77 = 3.776kV$$

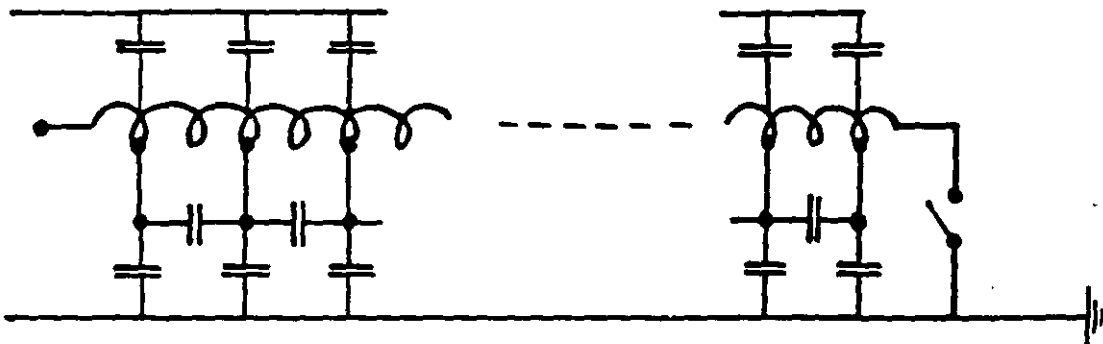
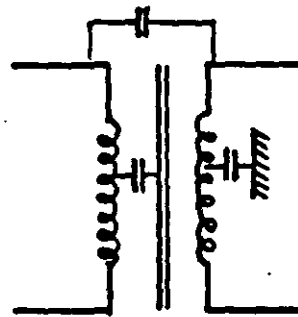
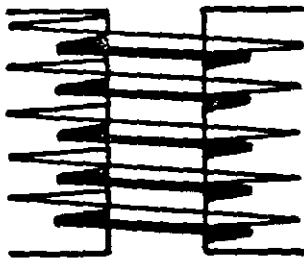
### 3. TRANSFORMER WINDINGS UNDER TRANSIENT CONDITIONS

#### 3.1. SCHEMATIC REPRESENTATION

SELF INDUCTANCES  
 MUTUAL INDUCTANCES  
 CAPACITANCES: TO CORE  
 TO TANK  
 CAPACITIVE COUPLING  
 LOSSES (RESISTANCES)

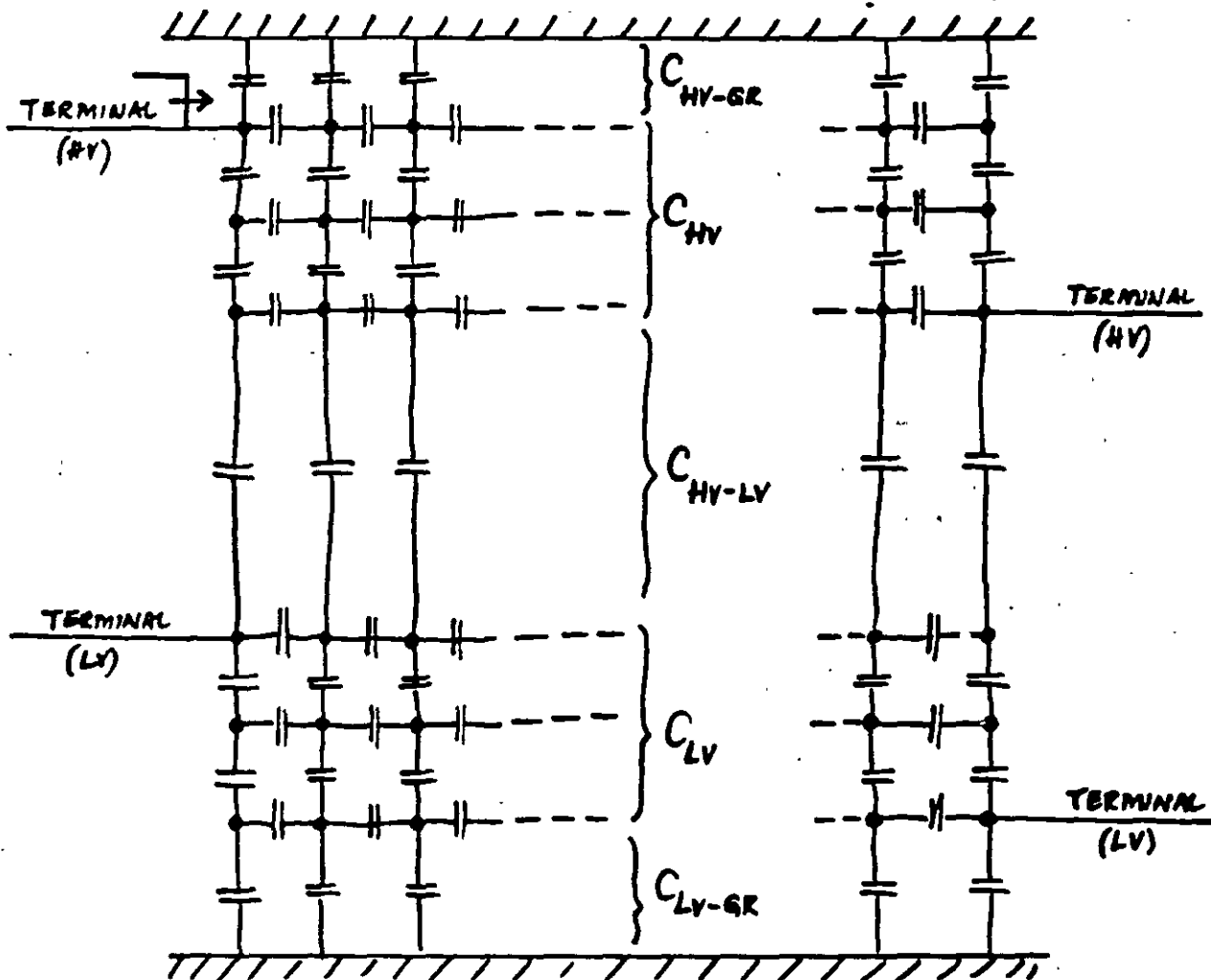


*Consideration*

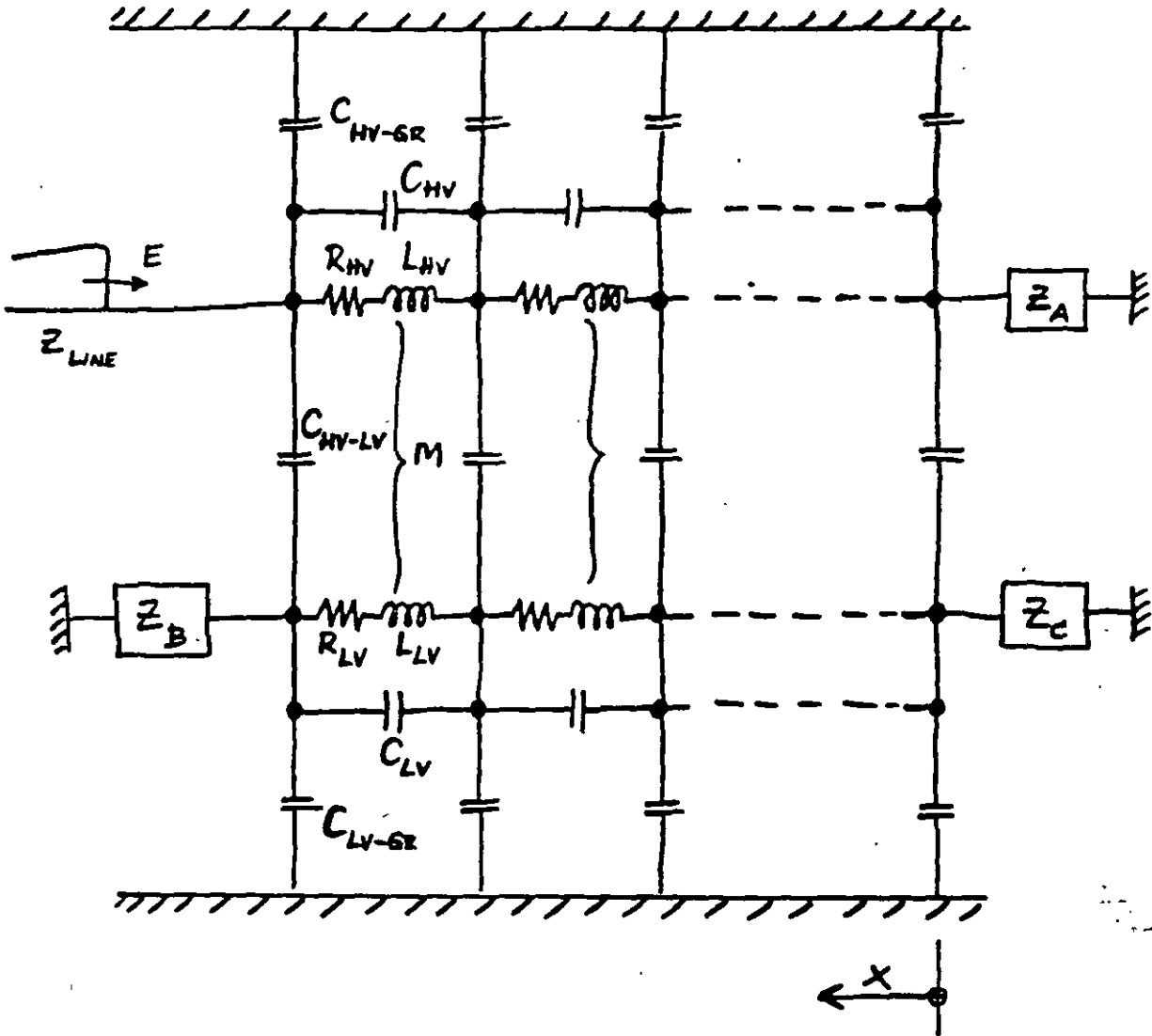


INITIAL VOLTAGE DISTRIBUTION IS DETERMINED BY THE CAPACITANCE NETWORK,

AT THE FRONT OF THE WAVE ( $\omega \approx \infty$ )  
 $WL \approx \infty$ , I.E., OPEN-CIRCUITED:



COMPLETE EQUIVALENT CIRCUIT FOR TRANSIENTS  
(ANALOG MODEL):



## 3.2. INITIAL VOLTAGE DISTRIBUTION

## CAPACITANCE LADDER NETWORK

GROUND CAP. OF WINDING  $C_g$ SERIES CAP. OF WINDING  $C_s$  $E$  = VOLTAGE TO GROUND AT ANY POINT $x$  = FROM NEUTRAL TO TERMINAL $l$  = LENGTH OF WINDING

$$\frac{\partial^2 E}{\partial x^2} - \frac{1}{l^2} \frac{C_g}{C_s} E = 0$$

$$E = Ae^{px} + Be^{-px}$$

$$p = \frac{1}{l} \left( \frac{C_g}{C_s} \right)^{\frac{1}{2}}$$

## GROUNDED NEUTRAL

$$E = V \frac{\sinh(\alpha x/l)}{\sinh \alpha}$$

$$\alpha = pl = \sqrt{\frac{C_g}{C_s}}$$

$$x=0: E=0$$

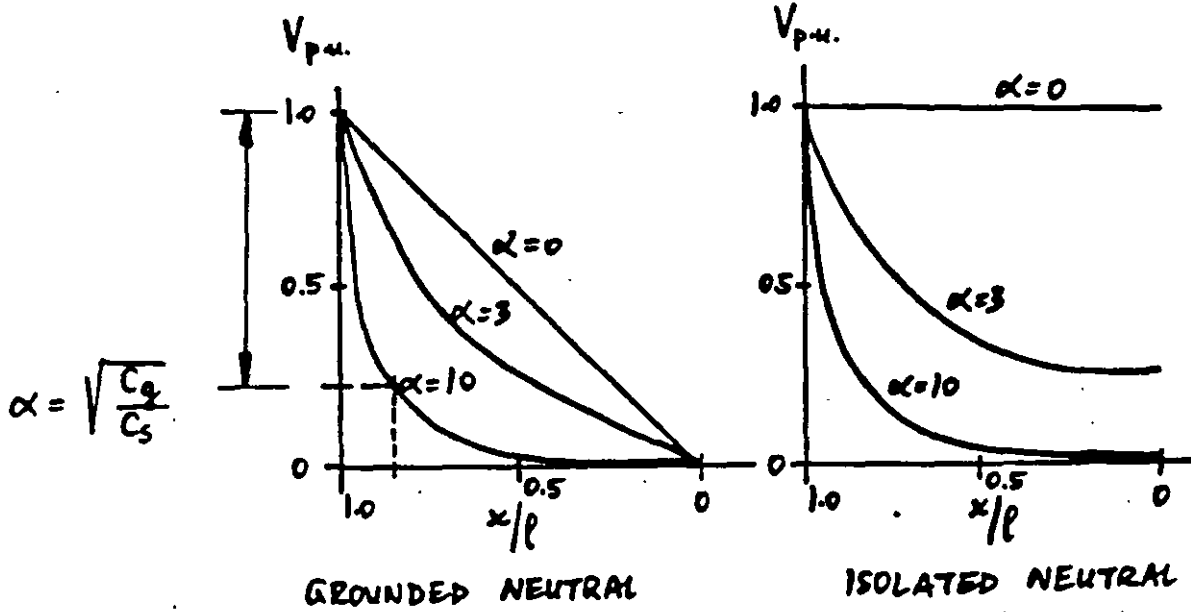
$$x=l: E=V$$

## ISOLATED NEUTRAL

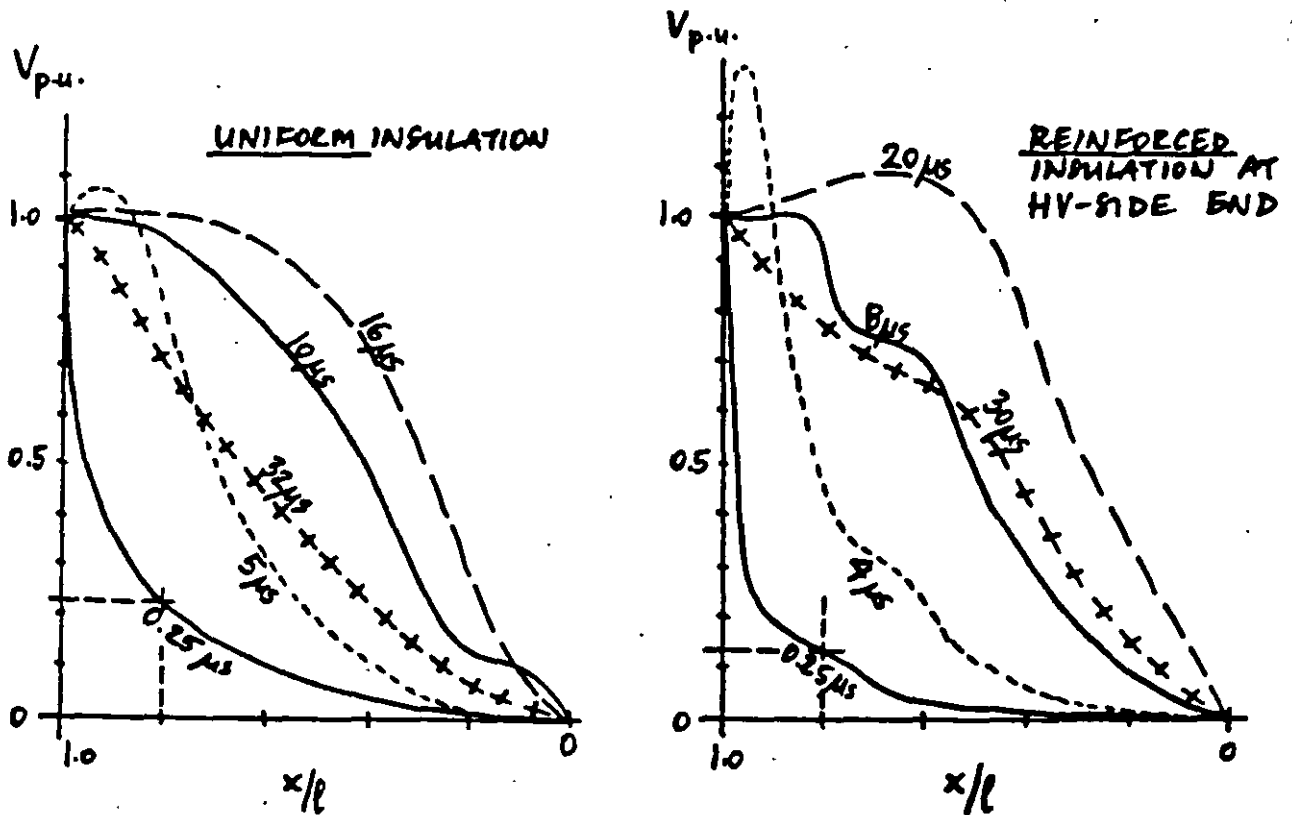
$$E = V \frac{\cosh(\alpha x/l)}{\cosh \alpha}$$

$$x=0: I=0$$

$$x=l: E=V$$



INITIAL VOLTAGE DISTRIBUTION IN CASE OF STEP-FUNCTION FORWARD VOLTAGE



TRANSIENT VOLTAGE DISTRIBUTION IN CASE OF STEP-FUNCTION FORWARD VOLTAGE



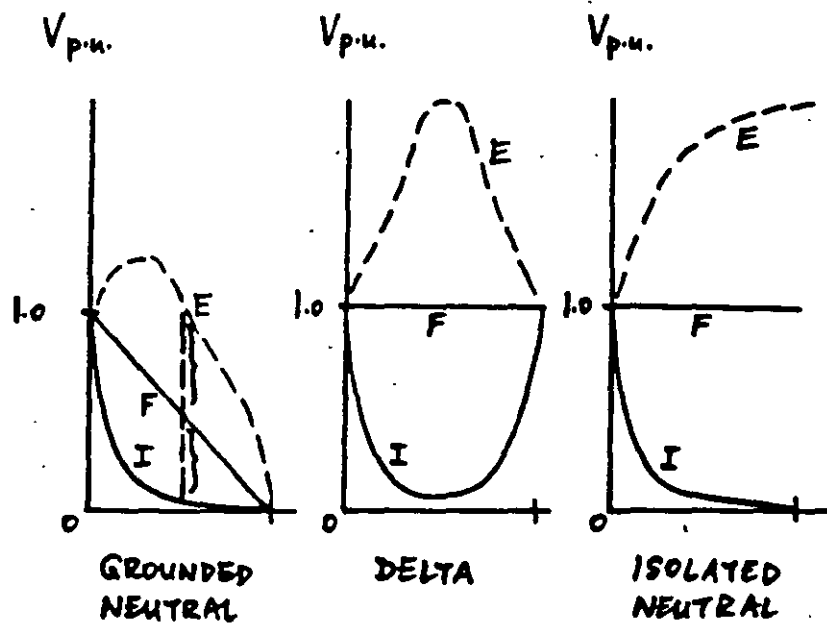
## 3.4. ENVELOPE CURVES

I - INITIAL DISTRIBUTION

F - FINAL DISTRIBUTION

LC CIRCUITS  $\rightarrow$  OSCILLATIONS

E - ENVELOPES OF OSCILLATION



## 4. PROTECTION OF OVERHEAD LINES AGAINST OVERVOLTAGES

### 4.1. LIGHTNING STROKES

INITIAL DISCHARGE, FROM 10 kV/cm  
STEPPED LEADER TOWARDS EARTH  
RETURN STREAMER FROM EARTH

CURRENTS ARE UP TO 200 kA OR MORE  
VOLTAGES

WAVESHAPE, STANDARD WAVESHAPE  
POLARITY OF 90% OF STROKES IS NEGATIVE  
CHARGE 2-200 COULOMB

FREQUENCY

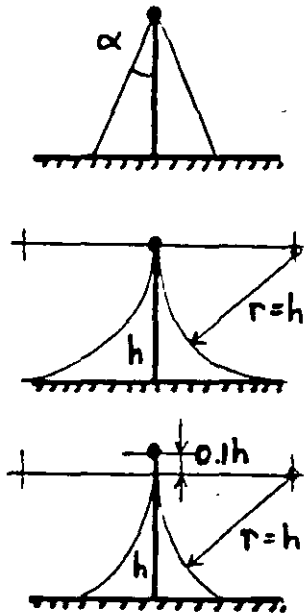
ISOKERAUNIC MAP - NEXT PAGE  
(ANNUAL NUMBER OF DAYS WITH  
THUNDERSTORMS)

ISOKERAUNIC LEVEL, MEAN I<sub>KL</sub> = 30,  
I<sub>KL</sub> = 30 CORRESPONDS TO ABOUT  
13-14 STROKES / SQ. MILE / YEAR,  
OR 1 STROKE / 100 TR. LINE MILES / YEAR

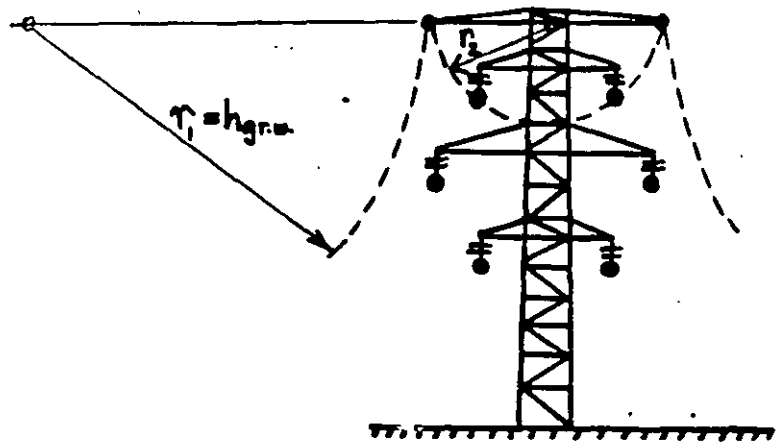
DIRECT STROKES

INDUCED STROKES

4.2. GROUND WIRES

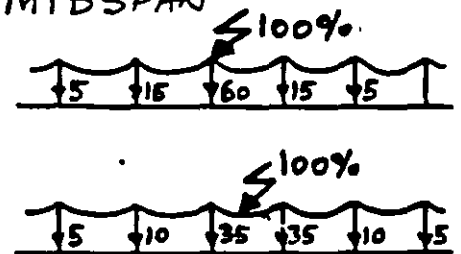


PROTECTIVE ZONE OF A GROUND WIRE



PROTECTIVE ZONE OF TWO GROUND WIRES

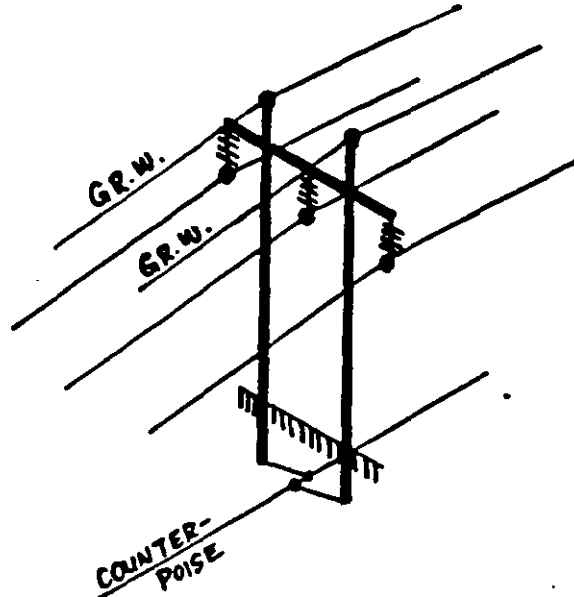
INTERCEPTION OF STROKES  
STROKES TO TOWER OR AT MIDSPAN  
SHIELDING  
TOWER GROUNDING  
END EFFECTS



OTHER FEATURES:

- GROUND WIRE LOSSES
- INFLUENCE ON FAULT CURRENTS, RELAYING
- ISOLATED GROUND WIRES
- CAPACITIVE COUPLING → INDUCED VOLTAGES
- INTERFERENCE

## 4.3. COUNTERPOISE



USED IN CASE OF HIGH SOIL RESISTIVITY AND  
TOWER GROUNDING RESISTANCES (20-500  $\Omega$ )

LEAKAGE RESISTANCE VALUES

LADDER NETWORK

TYPICAL WIRE: 1/4-IN DIAMETER, 2-FT DEPTH



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**VIII CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**MÓDULO II  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA:**

**ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**CONFERENCISTA  
ING. ALFREDO LÓPEZ TAGLE  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**

---

## 1 EL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD

---

### 1.1 ESTADO ESTABLE Y ESTADO DINAMICO.

El análisis de los sistemas de potencia implica el cálculo de algunas variables de la red, como voltajes, corrientes, potencias activa y reactiva, frecuencias, etc., bajo un conjunto de condiciones dadas. La figura 1.1 presenta una organización de los estudios sobre sistemas de potencia. La clase de problemas localizados en la parte izquierda de la figura son llamados de estado estable o régimen permanente (steady state) porque en ellos las magnitudes eléctricas del sistema son prácticamente constantes; en este caso la solución se obtiene mediante ecuaciones algebraicas. Esto no significa que el sistema esté estático o inalterable en el momento para el cual se obtiene la solución.

Por el contrario, el sistema puede sufrir cambios bruscos, por ejemplo, una condición de falla. El punto es que resulta mucho más fácil resolver ecuaciones algebraicas que ecuaciones diferenciales. Se ha aprendido a hacer buen uso de las soluciones en estado estable en la planeación del sistema y al determinar la protección de éste. Esto es semejante a tomar un grupo de fotografías del sistema bajo ciertas condiciones específicas. A partir de estas fotografías se pueden diseñar expansiones del sistema y esquemas de protección, y puede uno aprender bastante acerca de las debilidades y fortalezas del sistema.

En los problemas dinámicos mostrados en la parte derecha de la figura 1.1, se hace necesario resolver un grupo de ecuaciones diferenciales para determinar el comportamiento de voltajes, corrientes y otras variables como una función del tiempo.

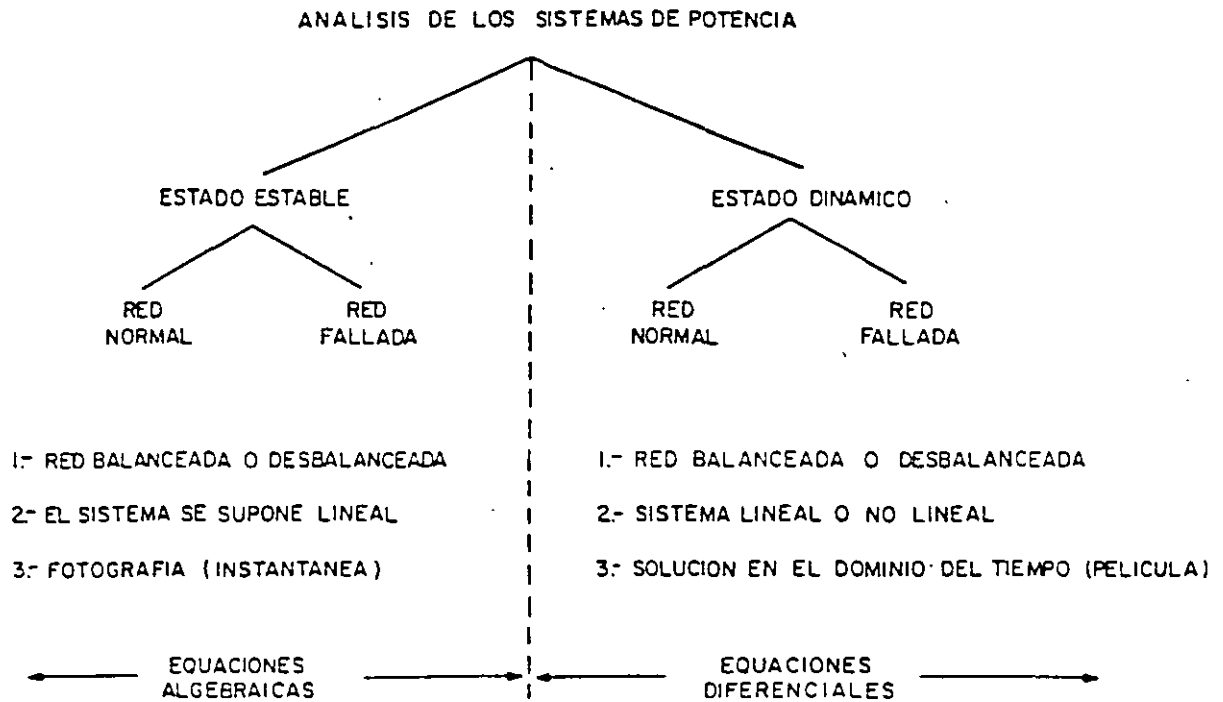


Figura 1.1 Organización de los estudios sobre sistemas de potencia.

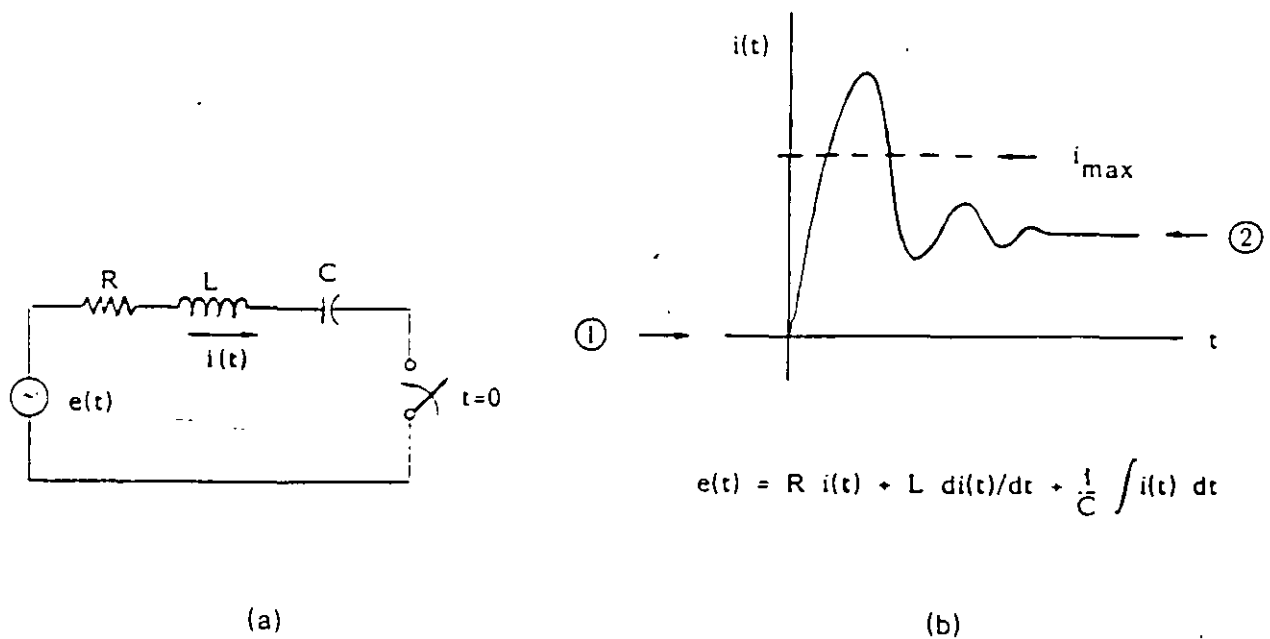


Figura 1.2 Estado transitorio de un circuito eléctrico.

Aunque los estudios en régimen permanente son muy útiles, con ellos no es posible reproducir y detectar condiciones especiales entre dos estados de operación del sistema, las cuales pudieran ser críticas. Esto solo se logra con los estudios dinámicos. A manera de analogía, se presenta el siguiente ejemplo: un circuito serie RLC, como el mostrado en la figura 1.2(a), se energiza en el tiempo  $t=0$ ; después de que el transitorio ocurre, la corriente se estabiliza en un cierto valor. Si lo que uno desea es calcular el valor de estado estable de la corriente, basta con aplicar la ley de Ohm para fasores e impedancias, siendo ésta una ecuación algebraica. Pero si lo que uno desea es conocer el valor instantáneo de la corriente y determinar si rebasó cierto valor crítico  $i_{m\acute{a}x}$ , es necesario resolver la ecuación diferencial del circuito. La figura 1.2(b) ilustra de manera objetiva lo explicado.

La figura 1.3 muestra el conjunto de estudios dinámicos que generalmente se realiza para los sistemas de potencia, haciéndose hincapié en la diferencia de tiempos o velocidades de ocurrencia. Dentro de estos fenómenos se incluyen los llamados "problemas o estudios de estabilidad", los cuáles aparecen marcados con un asterisco.

Los estudios de estado estable y los estudios dinámicos son generalmente de una gran dimensión para el caso de los sistemas de potencia. Redes de pocos cientos de nodos y con varias decenas de generadores son muy comunes, ello hace que estos problemas deban orientarse a soluciones computacionales.

## 1.2 ESTABLECIMIENTO DEL PROBLEMA.

El problema de la estabilidad consiste en estudiar el comportamiento de las máquinas después de que en el sistema ocurre un disturbio. El disturbio puede ser pequeño, como la variación normal de la carga o mayor, como el disparo de un generador, la falla en una línea, etc.



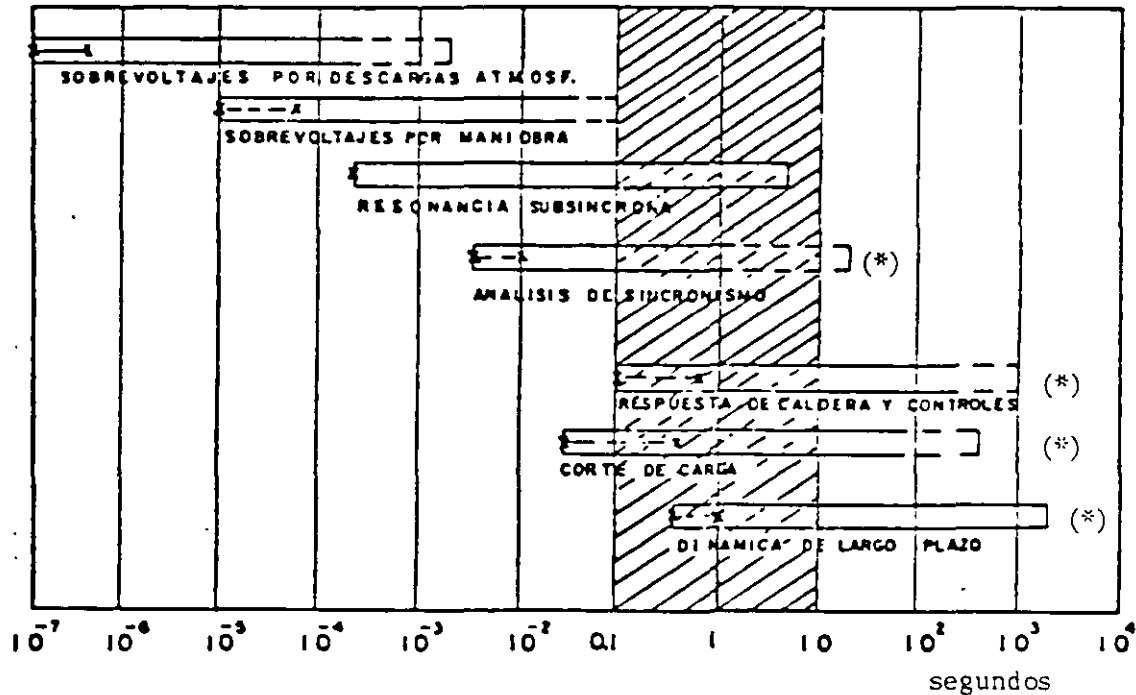


Figura 1.3 Clasificación de los estudios dinámicos.

Si el sistema es estable ante cierto disturbio, todas sus máquinas permanecerán en sincronismo, es decir, seguirán operando en paralelo y a la misma velocidad.

El periodo transitorio o dinámico siguiente al disturbio es oscilatorio por naturaleza, pero si el sistema es estable, estas oscilaciones se amortiguarán hasta dar origen a una nueva condición normal de operación. La figura 1.4 muestra, por ejemplo, la manera en que varía la frecuencia en varios puntos del Sistema Interconectado Mexicano después de cierto disturbio.

Los conceptos anteriores permiten plantear una primera definición de estabilidad de un sistema eléctrico:

"Si la respuesta oscilatoria de un sistema de potencia, durante el periodo transitorio posterior a cierto disturbio es amortiguada y el sistema alcanza en un tiempo finito una nueva condición normal de operación, se dice que el sistema es estable".

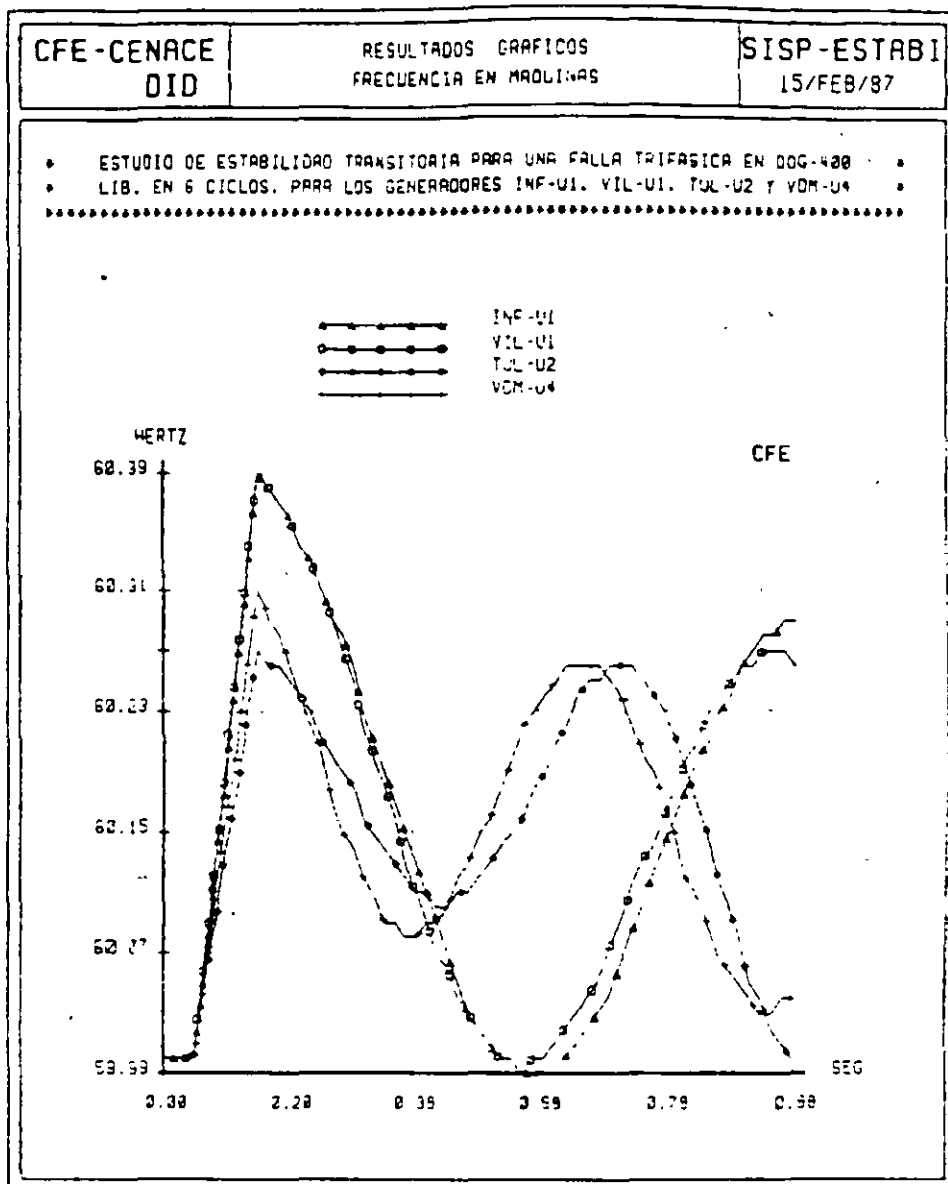


Figura 1.4 Comportamiento de la frecuencia en varios puntos del sistema después de una falla trifásica.

### 1.3 CLASIFICACION DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD.

Los estudios de estabilidad pueden ser de tres tipos:

- a).- Estabilidad transitoria.
- b).- Estabilidad en régimen permanente o estado estable.
- c).- Estabilidad dinámica.

A continuación se da una breve descripción de cada uno de ellos.

**Estabilidad transitoria.-** Los estudios de estabilidad transitoria tienen por objeto analizar el sincronismo de las máquinas de un sistema de potencia después de un disturbio mayor. El criterio de estabilidad consiste en verificar si el desplazamiento angular relativo entre los rótores de los generadores no crece indefinidamente. El tiempo de estudio comprende desde el instante del disturbio hasta unos 2 segundos. Dada la rapidez del fenómeno, generalmente se desprecia el efecto de los controles de velocidad y de voltaje de los generadores.

**Estabilidad en estado estable.-** Estos estudios permiten determinar la máxima transferencia de potencia que puede realizarse entre dos puntos del sistema. Su metodología se basa en considerar pequeños disturbios y determinar su efecto en la operación síncrona del sistema. En este tipo de estudios se supone que la acción de los controles ya tuvo lugar, con el fin de no considerar el estado transitorio o dinámico entre el estado inicial y el estado final.

**Estabilidad dinámica.-** Los estudios de estabilidad dinámica tienen la finalidad de analizar el comportamiento de las principales variables del sistema después de un disturbio, sobretodo la frecuencia. El resultado del disturbio son oscilaciones con frecuencias típicas de 2 a 4 hertz. En este tipo de estudios es fundamental incluir la respuesta de los controles de velocidad y de voltaje de las máquinas del sistema. Si las oscilaciones producidas por el disturbio se amortiguan por la acción de los controles, se dice que el sistema es dinámicamente estable.

#### 1.4 METODOS DE SOLUCION.

Los estudios de estabilidad se resuelven principalmente mediante las técnicas siguientes:

- a).- Métodos gráficos.
- b).- Simulación digital.
- c).- Simulación analógica.
- d).- Simulación híbrida.

Las técnicas más utilizadas son las dos primeras, por lo que a continuación se explican éstas con mayor detalle.

##### Métodos gráficos.

En el caso de la estabilidad transitoria se utiliza con cierta frecuencia el método de la áreas iguales, el cual consiste básicamente en investigar si el área de aceleración es igual al área de desaceleración. Para ello se hace uso de las curvas "potencia-ángulo", las que se explicarán en los capítulos siguientes.

Por otro lado, en los estudios de estabilidad en estado estable se utiliza ampliamente el diagrama de Clarke, que permite obtener gráficamente los voltajes internos de las máquinas, valores que son necesarios para determinar el límite de estabilidad.

##### Simulación digital.

Si se estudia un sistema de potencia con bastantes máquinas, líneas y cargas y se trata de reproducir los efectos de un cierto disturbio, puede pensarse que el problema es de difícil solución. Afortunadamente, las constantes de tiempo de los diferentes componentes del sistema son apreciablemente diferentes, permitiendo que uno se concentre sólo en ciertos elementos clave que afectan el transitorio y el área bajo estudio.

El primer paso consiste en establecer un modelo del sistema para el estado dinámico. Los elementos incluidos en el modelo serán aquellos que afecten la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas. La complejidad del modelo dependerá del tipo de transitorio y del sistema bajo estudio. Generalmente, los componentes del sistema que afectan los pares eléctricos y mecánicos de las máquinas deben incluirse en el modelo. Estos componentes son:

- 1.- La red (antes, durante y después del disturbio).
- 2.- Las cargas y sus características.
- 3.- Los parámetros de las máquinas síncronas.
- 4.- El sistema de excitación de las máquinas.
- 5.- Las turbinas y su regulador de velocidad.

Así, los ingredientes principales para la solución son: el conocimiento de las condiciones iniciales del sistema antes del disturbio y la descripción matemática de los principales componentes del sistema que afectan el comportamiento dinámico de las máquinas síncronas.

Las ecuaciones diferenciales que resultan del planteamiento matemático se resuelven mediante métodos numéricos, haciendo uso de la computadora digital.

La aparición de la computadora digital en los inicios de los años 50's y su aplicación a los problemas dinámicos de los sistemas de potencia desde el año de 1959, han permitido realizar análisis más completos, más precisos y de mayor magnitud, estimulando el desarrollo de nuevas técnicas de solución y mejorando los conceptos teóricos y filosóficos del comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos.

---

## 2 MAQUINA SINCRONA

---

Los generadores síncronos, transformadores y líneas de transmisión constituyen los elementos fundamentales de un sistema eléctrico de potencia. De ellos, la máquina síncrona es el dispositivo más complejo. Esto se debe a que en la máquina se presentan fenómenos eléctricos, magnéticos y mecánicos, todos ellos interrelacionados. Por ejemplo, el campo magnético de la máquina es una variable que depende del tiempo y del espacio debido al movimiento del rotor y a la irregularidad del entrehierro, provocando que las inductancias propias y mutuas de sus devanados no sean constantes como en los transformadores y en las líneas de transmisión.

### 2.1 CONFIGURACION DE LA MAQUINA.

Una máquina síncrona está formada por dos partes fundamentales: una fija, llamada estator y una móvil, conocida como rotor. En ellas se alojan seis devanados:

- Tres en el estator, uno para cada fase. Estos devanados son idénticos y están simétricamente distribuidos; son de corriente alterna y se conectan al sistema eléctrico.
- Otro en el rotor, llamado "devanado de campo". Este devanado se excita con corriente directa proveniente de una fuente externa y es el que va a inducir las fuerzas electromotrices (fems) en los devanados del estator, al producirse el movimiento del rotor.

---

Este capítulo es un resumen, con algunas aportaciones personales, obtenido de varias referencias entre las que destaca la siguiente: ELECTRIC ENERGY SYSTEM THEORY de O. L. Elgerd. FMC-880920.

- Dos devanados más en el rotor, uno en cada cabeza polar. Estos, reciben el nombre de "devanados amortiguadores" y están constituidos por barras cortocircuitadas, en las que solo se inducen fems cuando se presenta en la máquina una velocidad diferente a la síncrona.

La figura 2.1 muestra de manera esquemática la disposición física de estos devanados.

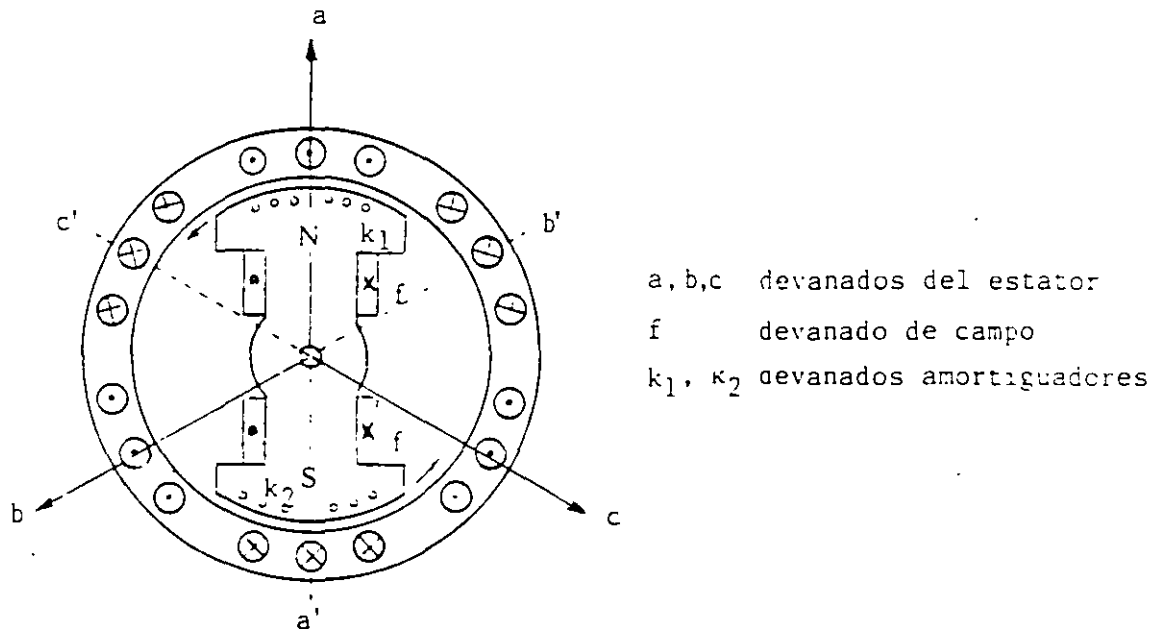


Figura 2.1 Devanados de una máquina síncrona.

## 2.2 LA MAQUINA SINCRONA Y EL SISTEMA ELECTRICO.

Si la máquina opera como generador, lo cual ocurre generalmente, el rotor es impulsado por un primotor; por ejemplo, una turbina de vapor o una turbina hidráulica.

Un generador síncrono puede operar alimentando una sola carga o en paralelo con otros generadores en una gran red; esto último es también lo más común. En la figura 2.2 se tiene un conjunto de  $n$  generadores conectados al sistema. El  $k$ -ésimo generador suministra al sistema su potencia

compleja  $S_k = P_k + jQ_k$ . En las terminales de la máquina se mantiene el voltaje en un valor  $|V_k|$  y el sistema en su conjunto funciona en sincronía a la frecuencia  $f$ .

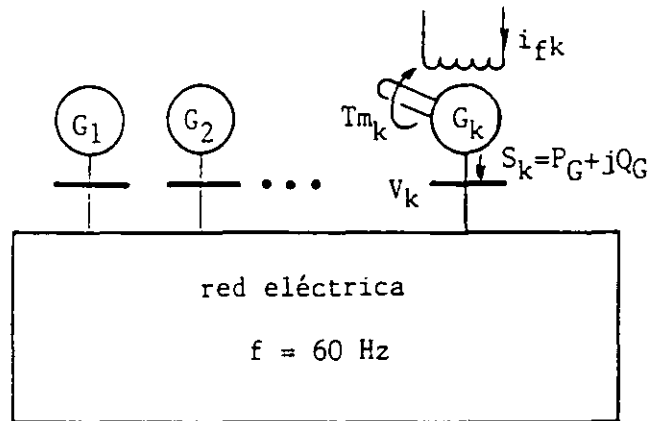
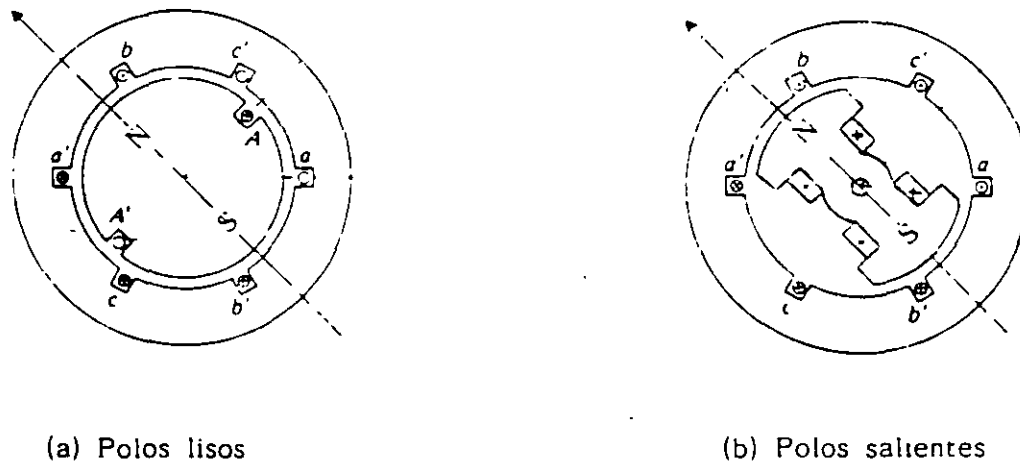


Figura 2.2 Típica operación en paralelo de n generadores.

Existen dos tipos de generadores síncronos, los de polos lisos y aquéllos de polos salientes. Los primeros se usan en velocidades altas, como los turbogeneradores que operan a unas 3600 rpm; los segundos, se utilizan en bajas velocidades, como los hidrogeneradores que operan a unas 400 rpm. La figura 2.3 muestra las diferencias fundamentales de estos dos tipos de máquinas.



(a) Polos lisos

(b) Polos salientes

Figura 2.3 Tipos de máquinas síncronas.



La ecuación que relaciona la velocidad de operación de las máquinas con la frecuencia del sistema es:

$$\omega_m = \frac{120 f}{p} \quad (2.1)$$

Donde:

$\omega_m$  = velocidad (mecánica) de rotación, en rpm

$f$  = frecuencia del sistema, en hertz

$p$  = No. de polos de la máquina.

Así, si una máquina de dos polos se conecta a un sistema de 60 hertz, ésta debe girar a 3600 rpm.

Por último, la irregularidad del entrehierro entre el rotor y el estator en las máquinas de polos salientes, recibe el nombre de "saliencia", término que se utilizará más adelante.

### 2.3 CONTROL DE LAS MAQUINAS SINCRONAS.

Es útil analizar el comportamiento cualitativo de la máquina síncrona antes de intentar abordar sus modelos matemáticos.

Cada máquina del sistema puede controlarse mediante dos variables: la corriente de campo del rotor y el par mecánico del primotor  $T_m$ . Cuando una o ambas variables son alteradas, generalmente se producen cambios en las cuatro variables de salida: potencia activa generada  $P_G$ , potencia reactiva generada  $Q_G$ , voltaje terminal  $|V|$  y la frecuencia de operación  $f$ . Esta interrelación se muestra en la figura 2.4.

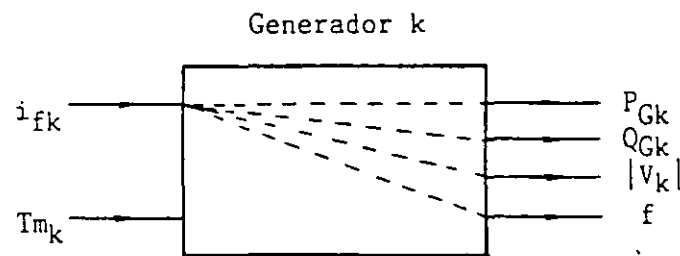


Figura 2.4 Variables de entrada y salida de un generador síncrono.

Desde el punto de vista del sistema, sería deseable tener un comportamiento no interactivo, de tal modo que al manipular una variable de entrada se produjera el cambio en solo una variable de salida. Esto generalmente no es posible. En primer lugar, porque se tienen cuatro variables de salida y solo dos de entrada; además, el comportamiento físico inherente de la máquina es tal que se presenta cierto acoplamiento entre las variables de entrada y las de salida. El grado de acoplamiento dependerá fundamentalmente de la magnitud del sistema. El mejor grado de desacoplamiento se logra cuando el sistema es muy grande, siendo el ideal, el caso denominado "red infinitamente fuerte" o simplemente "bus infinito".

Un bus infinito tiene las siguientes características:

- 1.- Una potencia de cortocircuito disponible infinita.- Lo que equivale a decir que tiene una reactancia de Thevenin igual a cero.
- 2.- Una masa y una inercia, infinitas.
- 3.- Un voltaje y una frecuencia invariables.

En el caso de la conexión de una máquina síncrona a un bus infinito, la frecuencia  $f$  del sistema y el voltaje terminal  $|V_k|$  son independientes del control de la corriente de campo  $i_{fk}$  y el par mecánico de la máquina  $T_{mk}$ , y en tal caso las cuatro variables de salida de la figura 2.4 se reducen a dos: la potencia activa  $P_{Gk}$  y la potencia reactiva  $Q_{Gk}$ . En este caso particular, la condición de desacoplamiento casi está satisfecha. El manejo

de la corriente de campo afectará sólo a la potencia reactiva generada, mientras que un cambio en el par mecánico iniciado por la apertura o cierre de las válvulas de vapor o de agua en el primotor, afectará principalmente a la potencia activa generada. El cambio en el par también afectará, en menor medida a la potencia reactiva; es decir se tiene un pequeño acoplamiento entre  $T_m$  y  $Q_G$ .

El concepto de bus infinito representa un caso extremo del tamaño del sistema. El otro extremo es representado por un solo generador alimentando una carga única. En este caso, supóngase que se incrementa el par mecánico. Lo que sucede a continuación (si no actúan los controles de velocidad y de voltaje) es que la velocidad del rotor aumentará, y por lo tanto la frecuencia. El aumento de velocidad provocará que las fems inducidas en los devanados del estator se incrementen y entonces el voltaje terminal también se elevará. Finalmente, todos estos cambios producirán alteraciones en las potencias activa y reactiva. En resumen, la alteración en el par mecánico produce cambios en las cuatro variables de salida. Algo similar sucede si la alteración se efectúa en la corriente de campo.

Si en este último caso se considera la respuesta de los controles, la historia es muy diferente. La figura 2.5 servirá de auxiliar para la explicación. El regulador automático de voltaje (RAV) es el encargado de controlar el voltaje terminal del generador síncrono; su funcionamiento de una manera resumida, es el siguiente: cuando el voltaje terminal (medido a través de un transformador de potencial) es diferente a un cierto valor de referencia, se genera una señal que se envía a la fuente de corriente directa para ajustar el valor de la corriente de campo. Si el voltaje era mayor al deseado, el resultado de la acción del regulador automático de voltaje es una disminución de la corriente de campo.

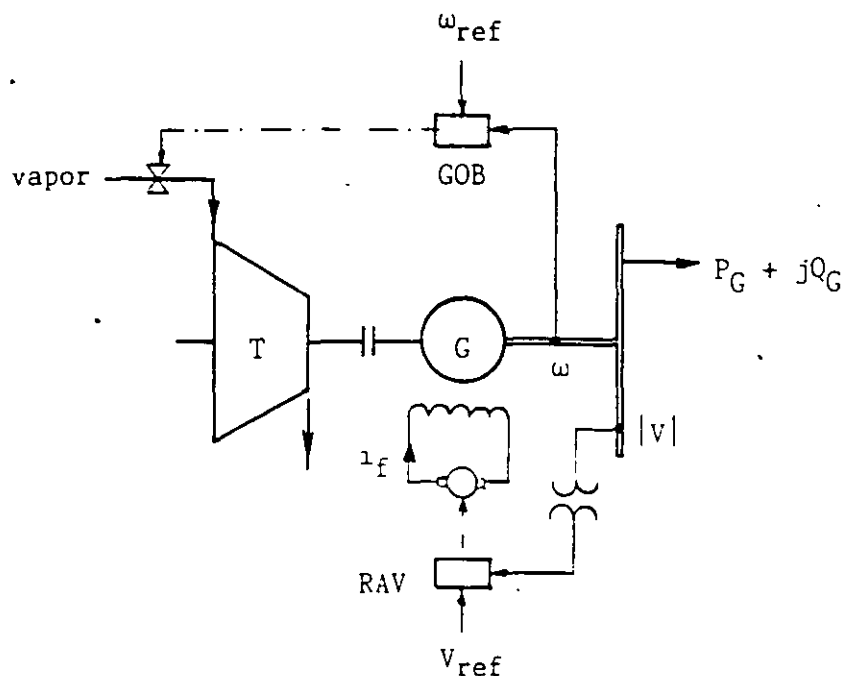


Figura 2.5 Controles de una máquina síncrona.

El gobernador o control de velocidad de una máquina síncrona, es el encargado por un lado, de mantener la velocidad de la máquina en un valor constante, y por el otro, variar la potencia activa de salida  $P_G$ . Funciona de manera similar al regulador de voltaje. Si la velocidad de rotación de la máquina es diferente a cierta velocidad de referencia, se generará una señal que abrirá o cerrará las válvulas de vapor o de agua para ajustar el par mecánico. Si la velocidad era menor a la deseada, el gobernador mandará abrir las válvulas para permitir la entrada de más vapor o de más agua.

Para el caso de una máquina conectada a un bus infinito ya se explicó que al cambiar el par mecánico, no se altera la velocidad, pero sí se varía la potencia activa generada. Por lo tanto, para aumentar o disminuir la potencia activa de salida, tendrá que manipularse el gobernador hasta lograr la apertura o cierre de válvulas, respectivamente.

## 2.4 ECUACIONES FUNDAMENTALES DE LA MAQUINA SINCRONA.

### a) Planteamiento.

Existen básicamente dos formas de expresar las ecuaciones de una máquina síncrona: en términos de los enlaces de flujos ( $\psi$ ) de cada devanado, o en función de los voltajes en los mismos. Aquí se seguirá esta última.

Las ecuaciones que se presentarán parten de las siguientes consideraciones fundamentales:

1.- Se supone que la máquina es magnéticamente lineal; esto significa que se desprecia la saturación del circuito magnético.

2.- Se supone que la máquina se puede representar como un conjunto de circuitos acoplados magnéticamente.

3.- Se desprecia el efecto de los devanados amortiguadores.

4.- Se suponen nulas las resistencias de los devanados.

Después de estos supuestos, la expresión que sirve como punto de partida para el desarrollo de las ecuaciones es:

$$v_{abc} = \frac{d}{dt} [L_{abc}(t)] i_{abc} \quad (2.2)$$

En la ecuación (2.2) la matriz de inductancias  $[L_{abc}(t)]$  de 4x4 está formada por las inductancias propias y mutuas de los tres devanados del estator y las del devanado de campo. Todas ellas, a excepción de la inductancia propia del devanado de campo, son dependientes del tiempo, debido al movimiento del rotor y a la saliencia de la máquina.

Para resolver este problema se utiliza una herramienta matemática llamada transformación de Blondel, la cual ha sido aplicada por otros autores como Doherty, Park, etc. Esta transformación transporta el problema del marco de referencia "abc" al marco "dqo"; algo similar a lo que sucede cuando se utilizan las componentes simétricas al resolver circuitos trifásicos desbalanceados.

En el marco dqo existen dos ejes: el "eje directo (d)", que coincide con el eje polar, y el "eje en cuadratura (q)" que se localiza en la línea neutra magnética. Ver figura 2.6.

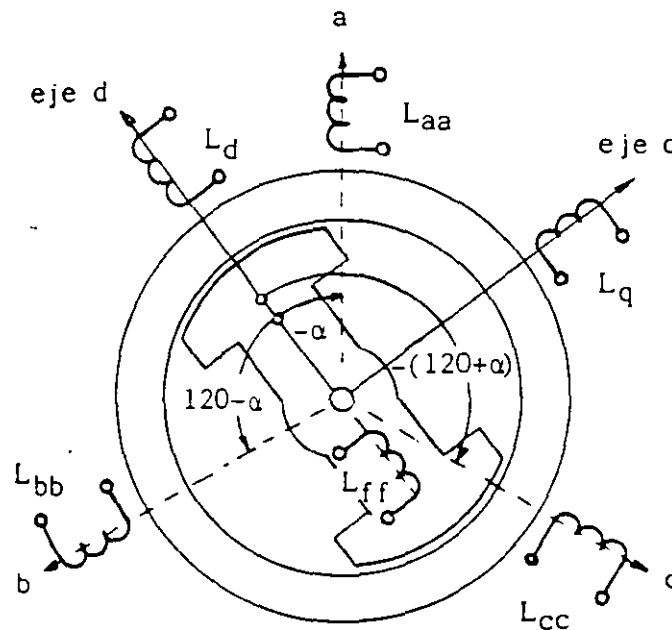


Figura 2.6 Reactancias en los marcos abc y dqo.

La transformación de Blondel simplifica notablemente las ecuaciones, ya que en el marco dqo las inductancias, las corrientes y los voltajes son constantes e independientes de la posición del rotor.

## b) El generador con carga balanceada.

Después de establecer la ecuación (2.2) en el marco abc, de aplicar la transformación de Blondel y de expresar en forma fasorial las ecuaciones resultantes para el caso un generador operando con carga trifásica balanceada, se obtienen las siguientes expresiones:

$$V_a = E_a - jX_d I_d - jX_q I_q \quad (2.3)$$

$$I_a = I_d + I_q \quad (2.4)$$

Donde:

$$E_a = \frac{-\omega L_5 i_{f0}}{\sqrt{2}} \quad (2.5)$$

= fem inducida en vacío en la fase a.

$$I_d = I \cos \psi = \text{corriente de eje directo.} \quad (2.6)$$

$$I_q = -I \sin \psi = \text{corriente de eje en cuadratura.} \quad (2.7)$$

$I$  = Valor máximo de la corriente de cada devanado del estator.

$X_d = \omega L_d$  = reactancia de eje directo.

$X_q = \omega L_q$  = reactancia de eje en cuadratura.

$L_5$  = Valor máximo de la inductancia mutua entre el devanado de la fase a y el devanado de campo.

$i_{f0}$  = corriente de campo nominal.

Los fasores anteriores se muestran en el diagrama de la figura 2.7. Este diagrama es extremadamente importante, dado que permite obtener de él toda la información esencial relacionada con la operación de una máquina síncrona en condiciones de estado estable equilibrado.

Puesto que existe simetría entre los fasores de cada fase, se ha retirado el subíndice a de los fasores E, V e I. Nótese que el ángulo  $\phi$  es el existente entre el voltaje terminal y la corriente.

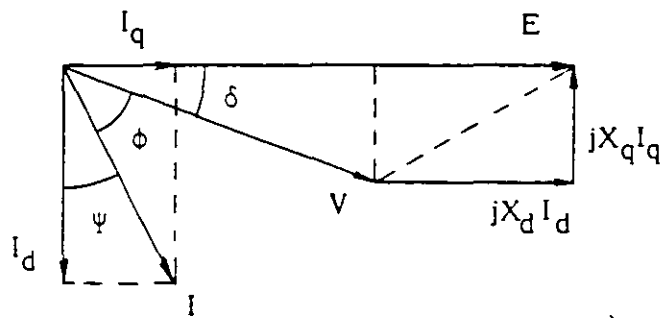


Figura 2.7 Diagrama fasorial de la máquina síncrona en condiciones balanceadas.

c) Potencia activa generada.

Las potencias activa y reactiva entregadas al sistema por un generador síncrono están dadas por:

$$P_G = |V| |I| \cos \phi \quad (2.8)$$

$$Q_G = |V| |I| \sin \phi \quad (2.9)$$

Donde  $V$ ,  $I$  y  $\phi$  están definidos en el diagrama fasorial anterior.  $P_G$  y  $Q_G$  se consideran positivas si salen del generador hacia el sistema. Del diagrama fasorial:

$$|E| - |I_d| X_d = |V| \cos \delta \quad (2.10.a)$$

$$|I_q| X_q = |V| \sin \delta \quad (2.10.b)$$

$$|I_q| = |I| \sin \psi \quad (2.11.a)$$

$$|I_d| = |I| \cos \psi \quad (2.11.b)$$

$$\phi + \delta + \psi = 90^\circ \quad (2.12)$$

De la ecuación (2.12) se deriva:

$$\cos \phi = \sin \psi \cos \delta + \cos \psi \sin \delta, \text{ por lo tanto:}$$

$$|I| \cos \phi = |I| \sin \psi \cos \delta + |I| \cos \psi \sin \delta \quad (2.13)$$



Haciendo uso de las ecuaciones (2.11), se tiene:

$$|I| \cos \phi = |I_q| \cos \delta + |I_d| \sin \delta \quad (2.14)$$

Sustituyendo (2.14) en (2.8):

$$P_G = |V| |I_q| \cos \delta + |V| |I_d| \sin \delta \quad (2.15)$$

Despejando las corrientes de las ecuaciones (2.10):

$$|I_d| = \frac{|E| - |V| \cos \delta}{X_d} \quad (2.16)$$

$$|I_q| = \frac{|V| \sin \delta}{X_q} \quad (2.17)$$

Sustituyendo (2.16) y (2.17) en (2.15):

$$\begin{aligned} P_G &= |V| \cos \delta \left[ \frac{|V| \sin \delta}{X_q} \right] + |V| \sin \delta \left[ \frac{|E| - |V| \cos \delta}{X_d} \right] \\ &= \frac{|V|^2 \cos \delta \sin \delta}{X_q} + \frac{|E||V|}{X_d} \sin \delta - \frac{|V|^2 \cos \delta \sin \delta}{X_d} \\ \boxed{P_G} &= \frac{|E||V|}{X_d} \sin \delta + \frac{|V|^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\delta \quad (2.18) \end{aligned}$$

ya que  $\cos \delta \sin \delta = 1/2 \sin 2\delta$ .

Se concluye que para todo propósito práctico,  $P_G$  es función únicamente del ángulo de carga  $\delta$ , existente entre los fasores  $E$  y  $V$ . Esto se debe a que el voltaje terminal  $|V|$  puede suponerse constante si la red es razonablemente grande y  $|E|$ , la fem inducida, es constante si se mantiene la corriente de campo en un valor fijo.

## d) Reactancias típicas.

Si las reactancias de una máquina síncrona se expresan en por unidad de sus valores nominales, se obtienen valores semejantes para cada reactancia, independientemente de la capacidad de la máquina.

La tabla 2.1 muestra los valores de las reactancias principales para los diferentes tipos de máquinas síncronas: las reactancias síncronas de eje directo ( $X_d$ ) y de eje en cuadratura ( $X_q$ ); la reactancia transitoria de eje directo ( $X'_d$ ), la reactancia subtransitoria de eje directo ( $X''_d$ ), la reactancia de secuencia negativa ( $X_2$ ) y la reactancia de secuencia cero ( $X_0$ ).

TABLA 2.1  
Reactancias típicas de máquinas síncronas en p.u.

Reactancia	Motores Síncronos	Condensadores Síncronos	Hidro- generadores	Turbo- generadores
$X_d$	1.00	1.60	1.00	1.15
$X_q$	0.75	1.00	0.65	1.00
$X'_d$	0.30	0.40	0.30	0.15
$X''_d$	0.20	0.25	0.20	0.10
$X_2$	0.25	0.25	0.20	0.13
$X_0$	0.06	0.08	0.07	0.04

## 2.5 MODELO CLASICO DE LA MAQUINA SINCRONA.

Consideración No. 5.- Si se supone que la máquina es de polos lisos, o bien, de polos salientes, pero se ignora el efecto de la saliencia, se tiene que  $X_d = X_q$ .

En estas condiciones, se obtiene lo que se conoce como el modelo clásico de la máquina síncrona. En este contexto, la ecuación (2.18) se convierte en:

$$P_G = \frac{|E||V|}{X_d} \operatorname{sen} \delta \quad (2.19)$$

Siguiendo un procedimiento similar al usado para deducir la ecuación (2.18), y considerando saliencia despreciable, es posible obtener una expresión para la potencia reactiva  $Q_G$ . El resultado es:

$$Q_G = \frac{|E||V|}{X_d} \cos \delta - \frac{|V|^2}{X_d} \quad (2.20)$$

Por otro lado, si  $X_d = X_q$ , la ecuación (2.3) se transforma en:

$$V = E - j X_d (I_d + I_q) = E - j X_d I \quad (2.21)$$

El diagrama fasorial en estas condiciones se simplifica notablemente, como se observa en la figura 2.8.

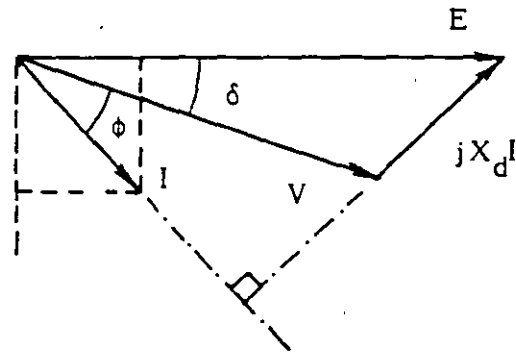


Figura 2.8 Diagrama fasorial para generadores síncronos de polos lisos.

El comportamiento de la máquina descrito por la ecuación (2.21) y el diagrama fasorial de la figura 2.8, es posible reproducirlo mediante un circuito equivalente sumamente simple. Ver figura 2.9.

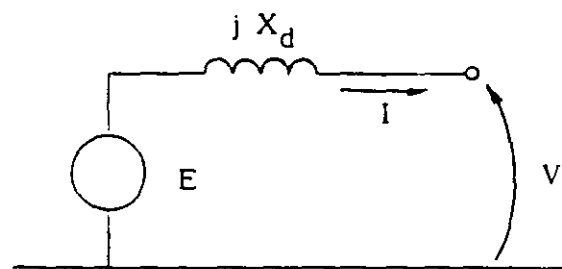


Figura 2.9 Circuito equivalente del generador de polos lisos.

## 2.6 OPERACION DE LA MAQUINA SINCRONA.

### a) Modos de operación.

Las máquinas síncronas tienen tres modos de operación: como generador, cuando la potencia activa va de la máquina al sistema; como condensador síncrono, si la potencia activa es cero, o bien, como motor si la potencia activa va del sistema a la máquina.

Por lo que se refiere a la potencia reactiva, la máquina síncrona tiene dos posibilidades de operación: como capacitor o generador de reactivos, si la máquina entrega potencia reactiva al sistema; o bien, como inductancia o consumidor de reactivos, si absorbe potencia reactiva del sistema.

Es común usar los símbolos ( $\rightarrow$ ) ( $\leftarrow$ ) para indicar el sentido de la potencia activa y el de la potencia reactiva respectivamente; la figura 2.10 resume los diferentes modos de operación de una máquina síncrona, aclarando que en general los generadores, los condensadores y los motores síncronos, tienen características constructivas diferentes.

	GENERADOR	CONDENSADOR SINCRONO	MOTOR
CAPACITOR (entregando)			
INDUCTANCIA (absorbiendo)			

Figura 2.10 Modos de operación de una máquina síncrona.

b) Límites de operación.

Una "curva de capacidad" o carta de operación de un generador síncrono es una gráfica que contiene una serie de puntos (P,Q), que en conjunto constituyen los límites de funcionamiento de una máquina síncrona. Este documento es un auxiliar de gran utilidad, tanto para el personal de operación de la planta generadora, como para el personal de control y despacho que opera el sistema de potencia.

La figura 2.11 muestra una curva de capacidad típica, en la que pueden observarse los cuatro límites de un generador síncrono:

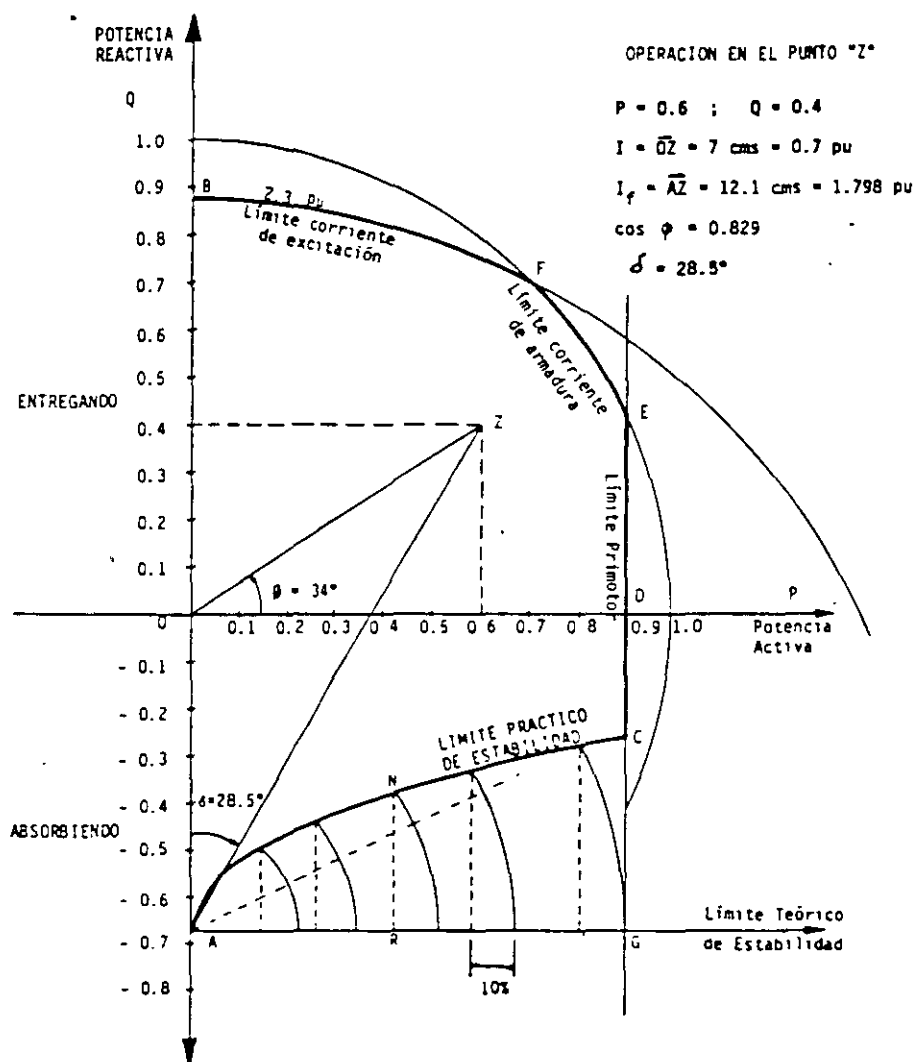


Figura 2.11 Curva de capacidad para un generador de rotor cilíndrico.

- 1) Arco BF - Límite por calentamiento en el rotor provocado por la corriente de campo o corriente de excitación.
- 2) Arco FE - Límite por calentamiento en el estator, provocado por la corriente de armadura.
- 3) Segmento EC - Límite por capacidad mecánica del primotor.
- 4) Arco CA - Límite por estabilidad de la máquina.

El área acotada por estos cuatro límites y el eje de las ordenadas, constituye la región permitida para operar el generador síncrono, dando lugar a una gran cantidad de combinaciones posibles (P,Q).

## 2.7 EJERCICIOS

Para finalizar el capítulo se presentan dos ejemplos numéricos que ilustran de manera objetiva el comportamiento de un generador síncrono. En ambos, se supone que la máquina es de polos lisos y está conectada a un gran sistema; esto es con el fin de simplificar los análisis y centrar la atención en los aspectos fundamentales.

Ejemplo 1.- Un generador con 400 MVA, 20 kV y 60 Hz nominales opera inicialmente con un ángulo de carga de  $30^\circ$  y una corriente de excitación tal que la fem inducida es de 1.25 pu. Si sus reactancias  $X_d$  y  $X_q$  son de 1.0 pu, determinar:

- $P_G$  y  $Q_G$  para las condiciones iniciales.
- $P_G$  y  $Q_G$  si se modifica la corriente de excitación de tal modo que la fem inducida se reduce a 0.7 pu.
- Mostrar el efecto del cambio de excitación mediante curvas "potencia-ángulo" y de diagramas fasoriales.

### SOLUCION

$$\begin{aligned} \text{a) } S_r &= 400 \text{ MVA} \\ V_r &= 20 \text{ kv} = 1.0 \text{ pu} \\ \delta &= 30^\circ \\ |E| &= 1.25 \text{ pu} = 1.25 \times 20 = 25 \text{ kV} \end{aligned}$$

Mediante las ecuaciones (2.19) y (2.20) de este capítulo y trabajando con valores por unidad, se tiene:

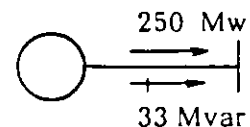
$$P_G = \frac{1.25 \times 1.0}{1.0} \sin 30^\circ = 0.625 \text{ pu}$$

$$Q_G = \frac{1.25 \times 1.0}{1.0} \cos 30^\circ - \frac{(1.0)^2}{1.0} = 1.0825 - 1 = 0.0825 \text{ pu}$$

En valores absolutos:

$$P_G = 0.625 \times 400 = 250 \text{ Mw}$$

$$Q_G = 0.0825 \times 400 = + 33 \text{ Mvar}$$



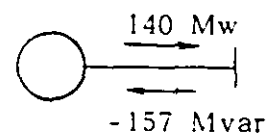


## b) CONTROL DE LA EXCITACION

$$|E| = 0.70 \text{ pu}$$

$$P_G = \frac{0.7 \times 1.0}{1.0} \sin 30^\circ = 0.35 \text{ pu} = 140 \text{ Mw}$$

$$Q_G = \frac{0.7 \times 1.0}{1.0} \cos 30^\circ - \frac{(1.0)^2}{1.0} = -0.39 \text{ pu} = -157 \text{ Mvar}$$



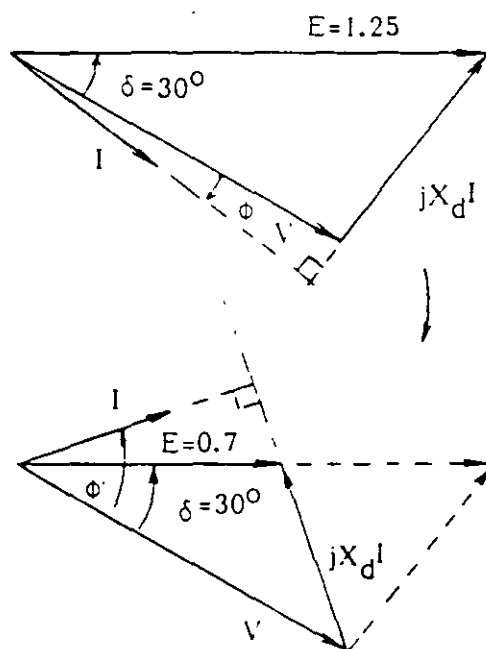
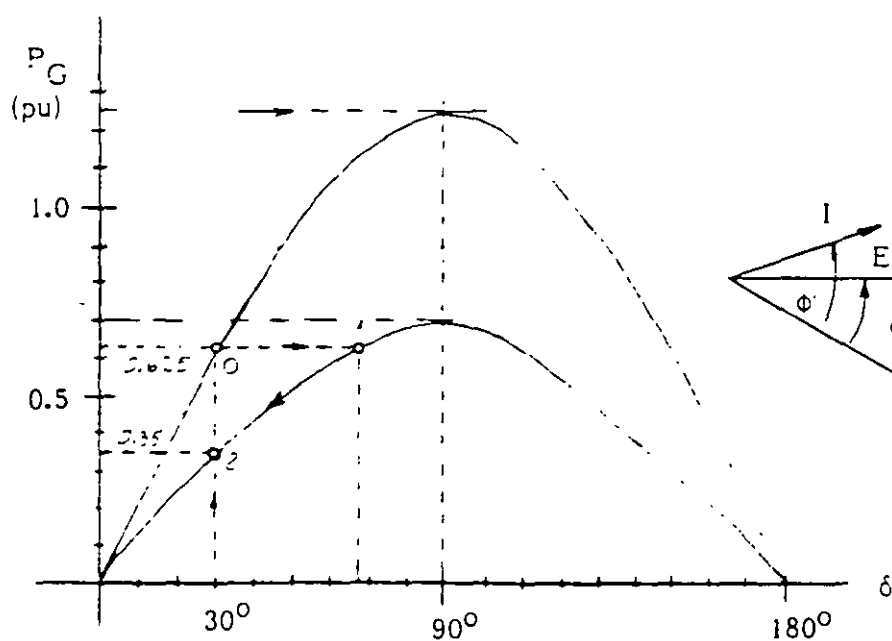
## c) Efecto del control de la excitación:

Para el inciso (a):

$$P_{\max} = \frac{|E| |V|}{X_d} \sin 90^\circ = \frac{1.25 \times 1.0}{1.0} = 1.25 \text{ pu}$$

Para el inciso (b):

$$P_{\max} = \frac{0.7 \times 1.0}{1.0} = 0.70 \text{ pu}$$



Ejemplo 2.- El generador del ejemplo 1 está ahora operando con una fem de 1.5 pu y una potencia activa de 0.25 pu. En este caso determinar:

- El ángulo de carga  $\delta$  y la potencia reactiva  $Q_G$ .
- Los mismos valores anteriores, pero después de incrementar el par mecánico al triple.
- Mostrar mediante curvas "potencia-ángulo" y diagramas fasoriales, el resultado del cambio en el par.

### SOLUCION

$$|E| = 1.5 \text{ pu}$$

$$P_G = 0.25 \text{ pu} = 100 \text{ Mw}$$

De la ecuación (2.19):

$$\delta = \sin^{-1} \frac{P_G X_d}{|E| |V|} = \sin^{-1} \frac{0.25 \times 1.0}{1.5 \times 1.0} = 9.6^\circ$$

$$Q_G = \frac{1.5 \times 1.0}{1.0} \cos 9.6^\circ - \frac{(1.0)^2}{1.0} = 0.48 \text{ pu} = 192 \text{ Mvar}$$

### b) CONTROL DEL PAR MECANICO.

Si  $T_m$  aumenta al triple,  $P_G$  se incrementa en la misma proporción. Por lo tanto:

$$P_G = 3 \times 0.25 = 0.75 \text{ pu} = 300 \text{ Mw}$$

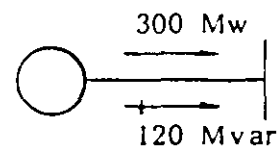
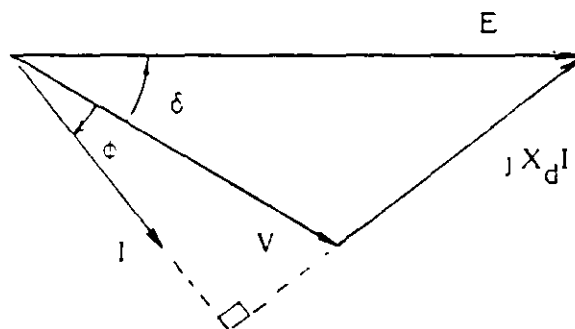
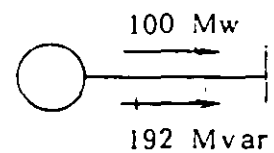
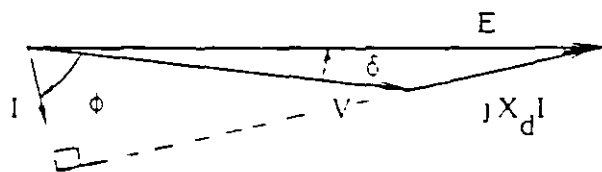
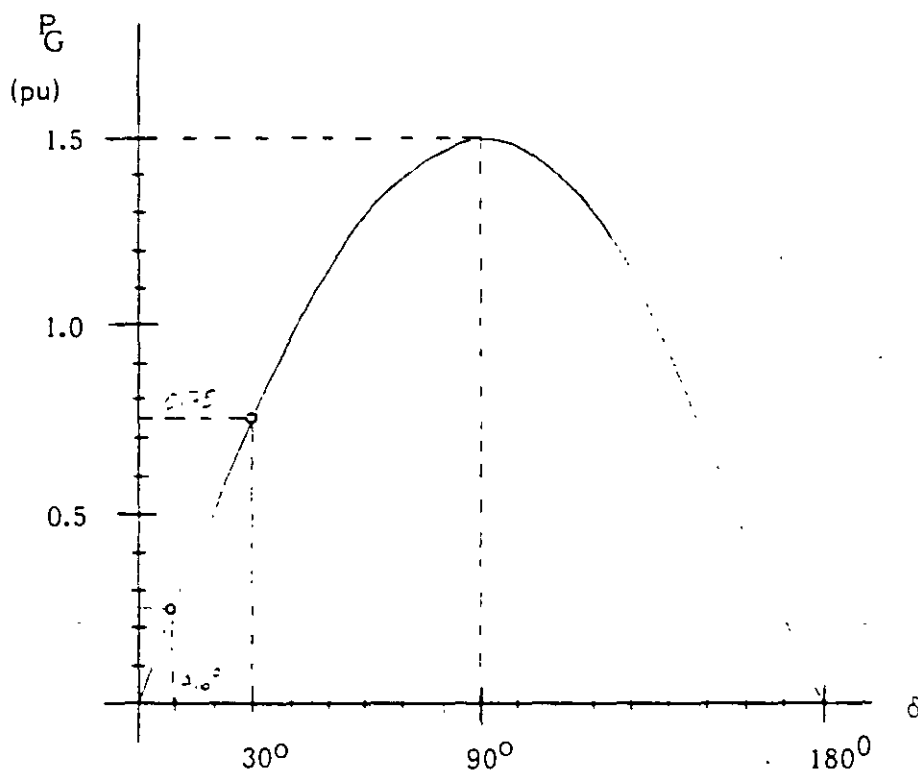
$$\delta = \sin^{-1} \frac{P_G X_d}{|E| |V|} = \sin^{-1} \frac{0.75 \times 1.0}{1.5 \times 1.0} = 30^\circ$$

$$Q_G = \frac{1.5 \times 1.0}{1.0} \cos 30^\circ - \frac{(1.0)^2}{1.0} = 0.30 \text{ pu} = 120 \text{ Mvar}$$

Nótese que la potencia reactiva se redujo de 0.48 a 0.30 pu; es decir, solo el 38%, contra el 200% de cambio en la potencia activa.

## C) Efecto del control en el par mecánico.

$$P_{\max} = \frac{|E||V|}{X_d} = \frac{1.5 \times 1.0}{1.0} = 1.5 \text{ pu}$$



---

### 3 ESTABILIDAD TRANSITORIA. SISTEMA "MAQUINA-BUS INFINITO"

---

En este capítulo se inicia el análisis de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia (SEP), llamada también "estabilidad a grandes disturbios" ó "estudios de primera oscilación", que consisten en fenómenos rápidos con duración del orden de 1 segundo. Se introduce también el modelo "máquina-bus infinito", representación simplificada del sistema real, pero que permite obtener conclusiones y resultados con alto grado de aproximación.

#### 3.1 SISTEMA "MAQUINA - BUS INFINITO".

Un SEP está integrado por numerosos generadores síncronos y cargas interconectadas por medio de líneas de transmisión y transformadores. En el comportamiento dinámico del sistema eléctrico interactúan todos los elementos, resultando un problema de gran complejidad por la cantidad de elementos y por el número de ecuaciones necesarias para representarlos.

Sin embargo, es posible simplificar el problema, eliminando el mayor número de componentes y reduciendo al mínimo las ecuaciones representativas de los elementos que permanecen. Con este objetivo en mente, las simplificaciones básicas que dan origen al sistema idealizado llamado "máquina-bus infinito", son:

1. - Se eliminan los controles de velocidad y de voltaje de los generadores síncronos, dada la rapidez del fenómeno.
2. - Se separa el generador síncrono que se desea estudiar.
3. - Se agrupan los generadores restantes y la red eléctrica (líneas, transformadores y cargas), sustituyéndose por un bus infinito (definido en el punto 2.3 de estas notas).

La figura 3.1 muestra gráficamente la simplificación explicada anteriormente. En ella, la barra con pequeñas líneas diagonales representa al bus infinito.

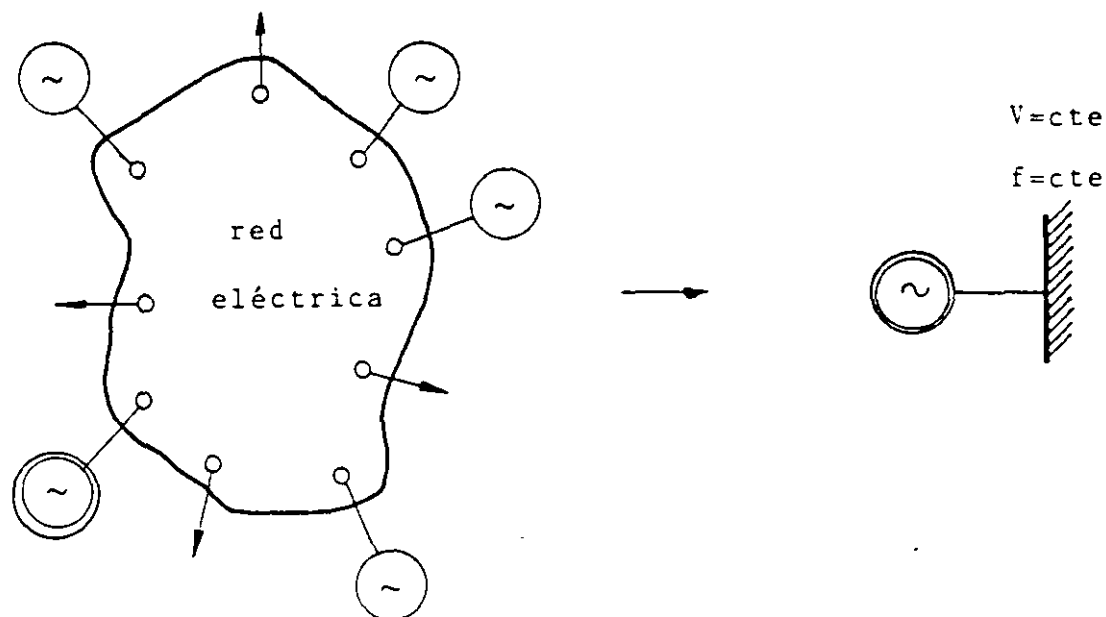


Fig. 3.1 Diagrama esquemático del sistema "máquina - bus infinito"

Este modelo idealizado significa que las unidades generadoras y la red del sistema son de un tamaño bastante mayor que el generador en estudio. Este tamaño relativo evita que eventos que ocurran en la máquina logren afectar el voltaje y la frecuencia del nodo del sistema al cual está conectada.

Es muy amplio el número de problemas que pueden resolverse y la cantidad de conceptos que pueden desarrollarse a partir de este modelo, cuya complejidad está reducida a su mínima expresión.

En el sistema "máquina-bus infinito" pueden también incluirse las líneas y transformadores a través de los cuales se conecta la máquina al sistema, como en el caso mostrado en la figura 3.2.

### 3.2 DESCRIPCION FISICA DEL FENOMENO DINAMICO.

Antes de incursionar en el análisis cuantitativo del modelo "máquina-bus infinito" se abordará brevemente una descripción del fenómeno dinámico en forma cualitativa.

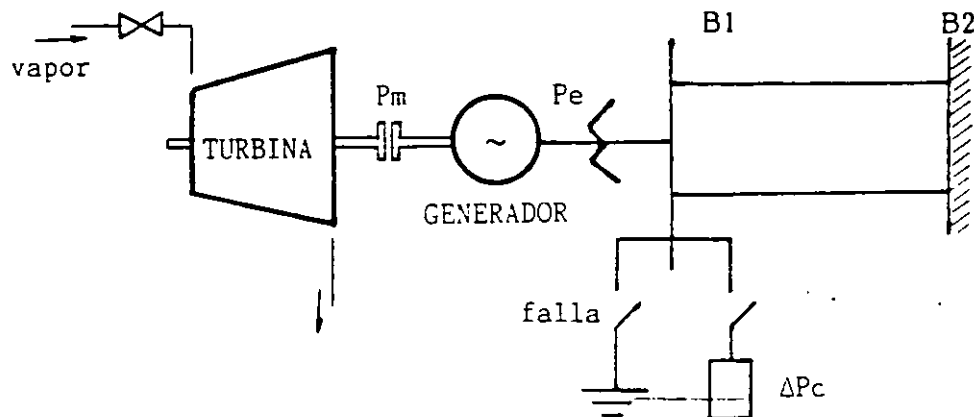


Fig.3.2 Modelo "máquina-bus infinito" incluyendo primotor y elementos de conexión al sistema.

Cuando en la barra B1 ocurre un cortocircuito trifásico se presenta la siguiente secuencia de acontecimientos:

- La potencia eléctrica ( $P_e$ ) de la máquina se hace CERO inmediatamente, ya que el voltaje en ese punto se abate.
- Debido a la lentitud del control de velocidad, se supone que la potencia mecánica ( $P_m$ ) permanece constante.
- Las masas rodantes de la MS (rotor, excitatriz, flechas, etc.) absorben la potencia mecánica en forma de energía cinética, aumentando su velocidad.
- El ángulo del rotor de la MS crece, pudiéndose presentar la pérdida de sincronismo, si la falla se prolonga indefinidamente.

El fenómeno opuesto ocurre si en lugar de la falla, se conecta la carga  $\Delta P_c$ .

En estas circunstancias pueden presentarse tres casos importantes:

- 1.- Si  $P_m = P_e$  la MS está en equilibrio y el ángulo de carga se mantiene constante.
- 2.- Si  $P_m > P_e$  la MS se acelera y el ángulo de carga crece.
- 3.- Si  $P_m < P_e$  la MS se desacelera y el ángulo de carga decrece.

### 3.3. GENERALIZACION DE LA ECUACION POTENCIA-ÁNGULO.

La potencia eléctrica de salida de una MS está dada por la ecuación (2.19), la cual por su importancia, aquí se repite:

$$P_e = P_G = \frac{|E| |V|}{X_d} \text{ sen } \delta \quad (2.19)$$

Si la fem  $E$  es constante, porque el nivel de la corriente de excitación no se ha alterado, y  $V$  también, por estar la máquina conectada a un gran sistema, las únicas variables que resultan son el ángulo de carga ( $\delta$ ) y la potencia eléctrica ( $P_e$ ). Al graficar estas dos variables, se obtiene la llamada curva "potencia - ángulo" mostrada en la figura 3.3.

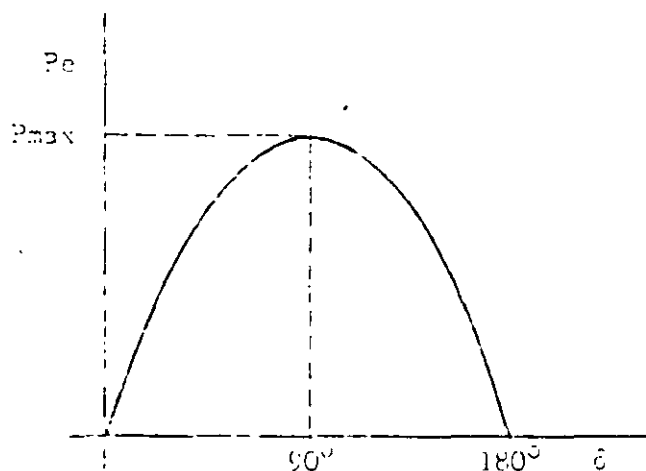


Fig. 3.3 Curva "Potencia-ángulo" para el sistema "máquina-bus infinito"

La potencia máxima de salida ( $P_{max}$ ) ocurre cuando  $\delta$  es igual a  $90^\circ$ , por lo tanto:

$$P_{max} = \frac{|E| |V|}{X_d'} \quad (3.1)$$

Las ecuaciones (2.19) y (3.1) son válidas también para el caso en que la MS se conecte al bus infinito a través de líneas de transmisión y transformadores, siendo necesario sustituir  $X_d$  por la reactancia equivalente serie ( $X$ ) del circuito (ver figura 3.4b). Otra de las adecuaciones requeridas en los estudios de estabilidad transitoria es representar a la MS por su reactancia transitoria de eje directo ( $X'_d$ ) y el voltaje atrás de ésta ( $E'$ ). Con ello:

$$P_e = \frac{|E'| |V|}{X} \text{ sen } \delta \quad (3.2)$$

$$P_{max} = \frac{|E'| |V|}{X} \quad (3.3)$$

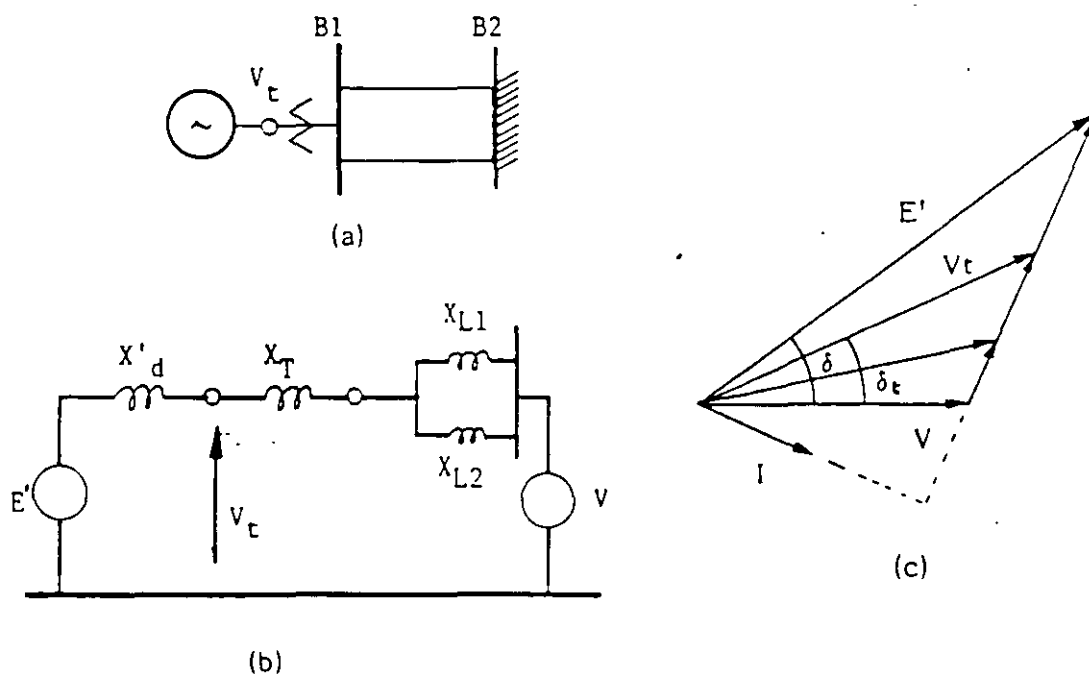


Fig 3.4. Circuito equivalente y diagrama fasorial de un sistema "máquina-bus infinito" que incluye líneas y transformador.



En estas condiciones,  $\delta$  es el ángulo total existente entre los fasores  $E'$  y  $V$  (ver figura 3.4c).

La ecuación de la potencia eléctrica (3.2) se puede utilizar también cuando en lugar de conocer  $E'$ , se cuenta con el voltaje terminal ( $V_t$ ) de la MS y el voltaje del bus infinito ( $V$ ), teniéndose:

$$P_e = \frac{|V_t| |V|}{X_{t00}} \text{ sen } \delta_t \quad (3.4)$$

En este caso ( $\delta_t$ ) es el ángulo que existe entre los fasores  $V_t$ ,  $V$  y la reactancia ( $X_{t00}$ ) es el equivalente serie entre las terminales del generador y el bus infinito.

### 3.4. BASES PARA EL ESTUDIO CUANTITATIVO DEL MODELO.

El objeto de esta sección es establecer la ecuación que reproduzca el comportamiento del ángulo del rotor de la MS en el tiempo, después de presentarse un desbalance de potencia.

A dicha ecuación se le llama "ecuación de oscilación" y se arribará a ella después de repasar algunos conceptos físicos.

#### a. - DINAMICA DE TRANSLACION Y DINAMICA DE ROTACION.

Por lo general, existe mucha familiaridad con los fenómenos asociados a movimientos de cuerpos en una sola dirección, pero cuando el movimiento de los cuerpos es giratorio cuesta un poco más de esfuerzo su análisis. Los conceptos y las leyes de la dinámica son aplicables en ambos casos, haciendo las consideraciones convenientes. La tabla 3.1 presenta la comparación de las ecuaciones fundamentales de la dinámica de translación y la de rotación.

TABLA 3.1  
COMPARACION DE LAS ECUACIONES PARA EL MOVIMIENTO DE TRANSLACION  
CON LAS DEL MOVIMIENTO CIRCULAR

TRANSLACION				ROTACION			
MAGNITUD	SIMBOLO	ECUACION	UNIDAD	MAGNITUD	SIMBOLO	ECUACION	UNIDAD
Longitud	s	-	m	Desplazamiento angular	$\theta$	$\theta = \frac{s}{r}$	rad
Masa	m	-	kg	Momento de inercia	I	$I = \int r^2 dm$	kg m <sup>2</sup>
Tiempo	t	-	s	Tiempo	t	-	s
Velocidad	v	$v = ds/dt$	m/s	Velocidad angular	$\omega$	$\omega = d\theta/dt$	rad/s
Aceleración	a	$a = dv/dt$	m/s <sup>2</sup>	Aceleración angular	$\alpha$	$\alpha = d\omega/dt$	rad/s <sup>2</sup>
Fuerza	F	$F = ma$	N	Par	T	$T = I\alpha$	N m
Cantidad de movimiento	M'	$M' = mv$	N s	Momento angular cinético	M	$M = I\omega$	s/rad
Trabajo	W	$W = \int F ds$	J	Trabajo	W	$W = \int T d\theta$	J
Potencia	P	$P = dW/dt$ $= F v$	w	Potencia	P	$P = dM/dt$ $= T \omega$	w
Energía cinética	$E_k$	$E_k = \frac{1}{2}mv^2$	J	Energía cinética de rotación	$E_k$	$E_k = \frac{1}{2}I\omega^2$	J

#### b. - POTENCIA ACELERANTE.

La potencia acelerante (Pa) es la diferencia entre la potencia mecánica aplicada a la MS por su primotor y la potencia eléctrica de salida:

$$P_a = P_m - P_e \quad [ MW ] \quad (3.5)$$

#### c. - MOMENTO DE INERCIA.

El momento de inercia es una cantidad física de especial importancia en el estudio de la rotación de cuerpos rígidos, pues mide la capacidad de almacenamiento de energía cuando dichos cuerpos giran alrededor de cierto eje.

El momento de inercia (I) se define como:

$$I = \int r^2 dm = \sum_{i=1}^n m_i r_i^2 \quad [ Kg m^2 ] \quad (3.6)$$

siendo (m) la masa de un elemento pequeño ó diferencial del cuerpo y (r) el radio de giro del elemento.

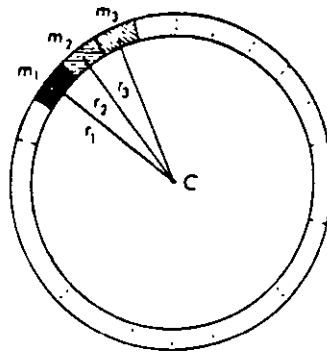


Fig. 3.5 División en masas pequeñas de un anillo girando alrededor del eje C.

Para un anillo como el de la figura 3.5, el momento de inercia resulta:

$$I = (m_1 + m_2 + m_3 \dots + m_n) r^2 = Mr^2$$

siendo M la masa total.

La figura 3.6 proporciona las expresiones para el cálculo del momento de inercia de algunos cuerpos con formas regulares.

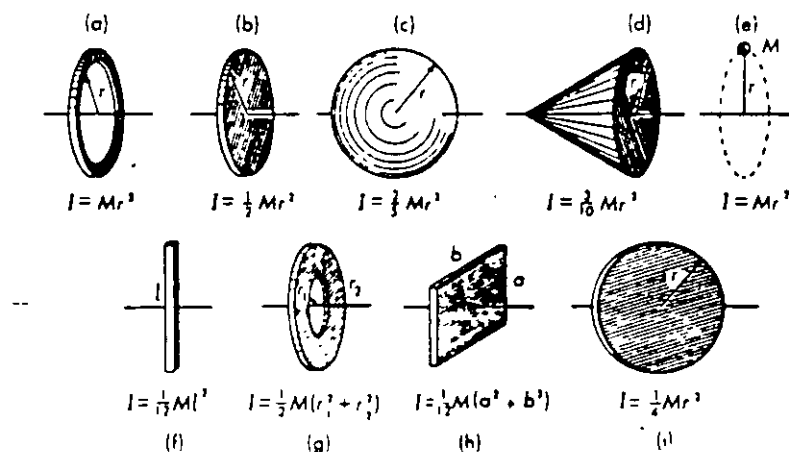


Fig. 3.6 Momento de inercia de algunos cuerpos típicos.

Obsérvese como un cuerpo llega a tener diferentes momentos de inercia, dependiendo del eje de giro seleccionado (ver figuras 3.6b y 3.6i).

#### d. - CONSTANTE DE INERCIA.

La constante de inercia (H) de una MS se define como:

$$H = \frac{\text{Energía cinética a velocidad síncrona}}{\text{Potencia aparente nominal}}$$

Utilizando las ecuaciones de la tabla 3.1, se obtiene:

$$H = \frac{E_{co}}{S_n} = \frac{1/2 I \omega^2}{S_n} \quad [\text{MJ/MVA ó seg}] \quad (3.7)$$

La constante de inercia es un parámetro de diseño que influye en la estabilidad de manera muy relevante. El valor de H al estar referido a la capacidad nominal propia de cada unidad generadora, cae en un rango estrecho de valores, independientemente del tamaño de la unidad. Desafortunadamente la tendencia en los diseños recientes es hacia una disminución del valor H, de manera que lo que se ha ganado en la mejora de la estabilidad por esquemas de protecciones e interruptores más rápidos, se ha perdido por las constantes de inercia más pequeñas de las nuevas unidades.

El rango de H para unidades generadoras de tipo hidráulico es de 2 a 7 y de tipo térmico de 2 a 5.

#### e. - SUSTITUCION DEL DESPLAZAMIENTO ANGULAR POR EL ANGULO DE CARGA.

Las ecuaciones que describen la dinámica de rotación de la tabla 3.1 están desarrolladas en base al desplazamiento angular ( $\theta$ ). Este ángulo tiene el inconveniente de que crece permanentemente y esto dificulta el análisis de la posición del rotor. Por tal motivo, se hace uso del ángulo de carga en lugar del desplazamiento angular, bajo las siguientes consideraciones:

El ángulo ( $\theta$ ) mide la posición del rotor con respecto a una referencia fija y ( $\delta$ ) con respecto a una referencia que gira a velocidad síncrona, como se muestra en la figura 3.7. Por lo tanto  $\theta = \omega_0 t + \delta$ , con lo que:

$$\delta = \theta - \omega_0 t \quad (3.8)$$

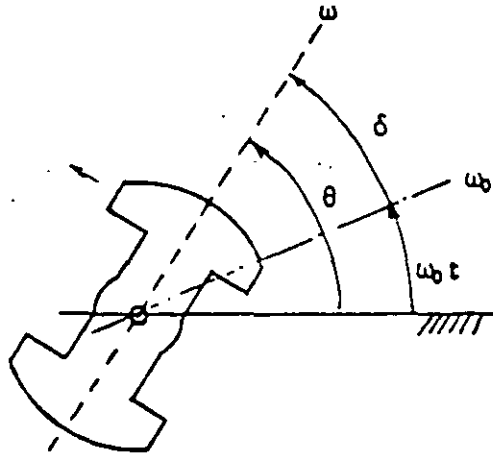


Fig. 3.7 Cambio del ángulo  $\theta$  por  $\delta$ .

Si se deriva la ecuación (3.8) con respecto al tiempo, se obtiene:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{d\theta}{dt} - \omega_0$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega(t) - \omega_0 \quad (3.9)$$

Esta ecuación es de importancia en los temas subsecuentes y establece que el cambio en ángulo del rotor ( $\delta$ ) depende de la diferencia entre su velocidad real  $\omega(t)$  y la velocidad síncrona  $\omega_0$ .

Como  $\omega_0$  es una constante, al derivar ahora (3.9) se tiene:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega(t)}{dt} \quad (3.10)$$

Sustituyendo  $P_e$  en términos de  $P_{max}$ :

$$\boxed{M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \text{ Sen } \delta} \quad (3.13)$$

Esta es la llamada ecuación de oscilación, a partir de la cual se obtiene el comportamiento del ángulo  $\delta$ , después de un desbalance de potencia.

Existen otras versiones de la ecuación de oscilación, las cuales se usan indistintamente y que a continuación se presentan.

Si se introduce la constante de inercia  $H$  (ec. 3.7), se obtiene:

$$H = \frac{1/2 I \omega^2}{S_n} = \frac{M \omega}{2 S_n}$$

$$M = \frac{2 S_n H}{\omega} \quad (3.14)$$

Sustituyendo (3.14) en (3.13) y reordenando:

$$\frac{2 S_n H}{\omega} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \text{ sen } \delta$$

$$\boxed{\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega}{2H} (\bar{P}_m - \bar{P}_{max} \text{ Sen } \delta)} \quad (3.15)$$

donde las potencias se encuentran dadas en por unidad de  $S_n$ , al quedar divididas por ella.

Si la velocidad síncrona  $\omega$  se sustituye por su equivalente  $2\pi f_0$ , se obtiene una versión más de la ecuación de oscilación:

$$\boxed{-\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\pi f_0}{H} (\bar{P}_m - \bar{P}_{max} \text{ sen } \delta)} \quad (3.16)$$

La solución de la ecuación de oscilación se efectúa por métodos numéricos mediante la computadora digital ya que no tiene solución analítica.

la derivada de  $\omega(t)$  es la aceleración angular y de acuerdo con las ecuaciones de la tabla 3.1, resulta que:

$$\boxed{\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d^2\theta}{dt^2}} \quad (3.11)$$

Esta última ecuación nos indica que desde el punto de vista de la aceleración del rotor, es indistinto trabajar con el desplazamiento angular  $\theta$ , que con el ángulo  $\delta$ .

#### f. - ECUACION DE OSCILACION.

La segunda Ley de Newton para el movimiento de translación establece que  $F = m (d^2s / dt^2)$ . Para el movimiento de rotación:

$$T = I \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (3.12)$$

En esta ecuación, T es el par acelerante. Con esta consideración y haciendo uso de la ec. (3.11) para el cambio en ángulo, se tiene:

$$T_m - T_e = I \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

Donde  $(T_m)$  es el par mecánico y  $(T_e)$  el par eléctrico. Al multiplicar por la velocidad  $\omega$ :

$$P_m - P_e = I\omega \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

Al producto  $I\omega$  se le denomina "momento angular cinético" y se designa con la letra M, quedando:

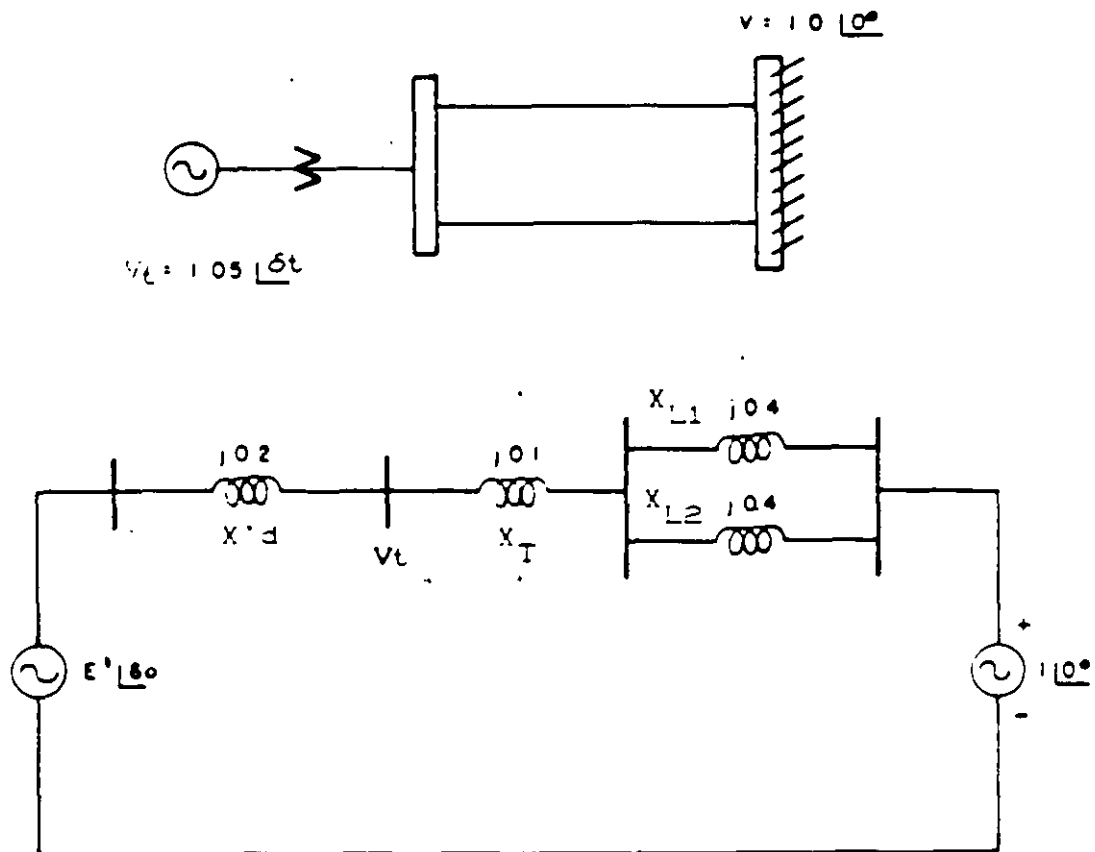
$$P_m - P_e = M \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

## 3.6 EJEMPLO.

Una máquina síncrona está conectada a un bus infinito. Su reactancia transitoria de eje directo ( $X'd$ ) es de 0.2 pu, la reactancia del transformador es 0.1 pu y la de las líneas de 0.4 pu, todas en base a los valores nominales de la máquina.

Inicialmente la máquina está entregando una potencia activa ( $P$ ) de 0.8 pu con un voltaje terminal ( $V_t$ ) de 1.05 pu; la constante de inercia de la máquina ( $H$ ) es de 5 MJ/Mva y el voltaje en el bus infinito de 1.0 pu.

Determine la ecuación de oscilación para condiciones de prefalla, es decir, para condiciones normales.



## SOLUCION

1. Se determina el ángulo del voltaje terminal de la máquina.

$$P_e = \frac{|V_t||V|}{X_{t\alpha}} \sin \delta_t \quad (3.4)$$

$$\delta_t = \sin^{-1} \frac{P - X_{t\alpha}}{|V_t||V|} = \sin^{-1} \frac{0.8 \times 0.3}{1.05 \times 1} = 13.21^\circ$$



2. Se calcula la corriente aportada por el generador.

$$I = \frac{V_t - V}{X_{ext}} = \frac{1.05 \angle 13.21 - 1.0 \angle 0}{0.3 \angle 90} = 0.803 \angle -5.29$$

3. Se obtiene el voltaje interno de la máquina o fem (E')

$$E' = V_t + jX'd I = 1.05 \angle 13.21 + (0.2 \angle 90) (0.803 \angle -5.29)$$

$$E' = 1.111 \angle 21.09 \text{ pu} \quad \text{Observe que } \delta_0 = 21.09$$

4. Se determina el valor de la potencia máxima (Pmax)

$$P_{max} = \frac{|E'| |V|}{X} = \frac{1.111 \times 1}{0.5} = 2.222 \text{ pu}$$

5. - Se establece la ecuación de oscilación.

$$-\frac{d^2 \delta}{dt^2} = -\frac{\pi f}{H} (P_m - P_{max} \sin \delta)$$

$$-\frac{d^2 \delta}{dt^2} = -\frac{30}{5} \pi (0.8 - 2.222 \sin \delta)$$

$$-\frac{d^2 \delta}{dt^2} = 37.7 (0.8 - 2.222 \sin \delta)$$

---

#### 4 METODO DE LAS AREAS IGUALES

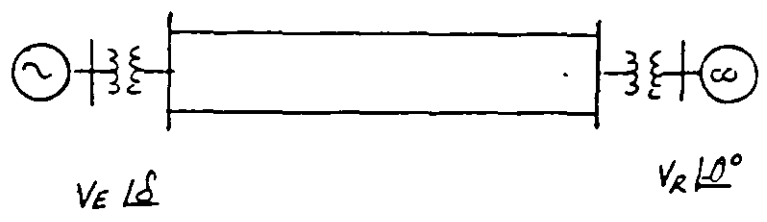
---

El método de las áreas iguales es un método directo de solución al problema de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, está basado en conceptos de energía y utiliza las gráficas Potencia-Angulo ( $P - \delta$ ) en sus diferentes estados de operación para determinar las condiciones de estabilidad.



METODO DE AREAS IGUALES PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

- La ecuación de oscilación (sin considerar amortiguamiento) del generador síncrono de la siguiente fig. es :



$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{mec} - P_e(t) \dots \dots \dots (1)$$

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{mec} - \frac{V_E V_R}{X_{ER}} \text{Sen} \delta \dots \dots \dots (2)$$

$$\text{ó } M \frac{d\omega}{dt} = P_{mec} - P_{m\acute{a}x} \text{Sen} \delta \dots \dots \dots (3)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 ; \omega_0 = \text{velocidad sincrónica} \dots \dots (4)$$

Dividiendo ec (3) entre ec. (4) tenemos

$$\frac{M \frac{d\omega}{dt}}{\frac{d\delta}{dt}} = \frac{P_{mec} - P_{m\acute{a}x} \text{Sen} \delta}{\omega - \omega_0}$$

$$M \frac{d\omega}{dt} (\omega - \omega_0) = (P_{mec} - P_{m\acute{a}x} \text{Sen} \delta) \frac{d\delta}{dt}$$

$$M \omega d\omega = (P_{mec} - P_{m\acute{a}x} \text{Sen} \delta) d\delta \dots \dots (5)$$

Integrando la ec. (5) se tiene :

$$M \int_{\omega_0}^{\omega} \omega d\omega = \int_{\delta_0}^{\delta} (P_{mec.} - P_{m\acute{a}x} \text{ Sen } \delta) d\delta$$

$$\frac{1}{2} M \omega^2 - \frac{1}{2} M \omega_0^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} (P_{mec.} - P_{m\acute{a}x} \text{ Sen } \delta) d\delta$$

$$\Delta E_c = \int_{\delta_0}^{\delta} P_{ac.} d\delta$$

⑥

$\Delta E_c$  = Incremento de energía cinética debido a la velocidad  $\omega$ .

La ecuación ⑥ indica que la energía acumulada ó disipada en la máquina, provocada por un cambio en la velocidad, puede ser calculada por la integral de la potencia de aceleración. La potencia de aceleración puede ser positiva o negativa.

- o La solución de la ecuación de oscilación (ec. 1), mostrará el comportamiento angular de la máquina ( $\delta$ ) ante alguna contingencia. (Solución analítica).
- o Otra alternativa para observar el comportamiento angular y determinar la estabilidad de la máquina, bajo condiciones transitorias, sin resolver la ec. de oscilación; es el método gráfico -- llamado "Criterio de Areas Iguales".
- o El método de Areas-Iguales se limita a un generador ( $s$ ) oscilando contra un bus infinito, ó a 2 grupos de generadores equivalentes que intercambian energía entre sí.

El método de Areas-Iguales está fundamentado en conceptos de energía. De acuerdo a este método, un sistema será estable si ante alguna contingencia la energía acumulada durante la aceleración, es disipada en un período de desaceleración. De lo contrario será inestable.

- o Suposiciones del método de Areas-Iguales, en estudios transitorios de 1a. oscilación.
  - La potencia mecánica de la turbina permanece constante.
  - Voltaje constante detrás de la reactancia transitoria.
  - Pares de amortiguamiento despreciados.
  - Efectos resistivos y capacitivos de LT's se desprecian.
  - Por simplicidad se analizan fallas 3Ø ó disparo de -- elementos sin presencia de fallas.

Considerese el caso mostrado en la siguiente fig. donde debido a un disturbio, a partir de  $\delta_0$  se tiene una diferencia entre la potencia eléctrica ( $P_e$ ) y la potencia mecánica ( $P_m$ ).

En forma analítica, la condición para que sea estable requiere que  $\Delta E_c = 0$ , es decir que:

$$\Delta E_c = 0 = \int_{\delta_0}^{\delta_b} (P_m - P_{max} \text{Sen} \delta) d\delta - \int_{\delta_b}^{\delta_c} (P_{max} \text{Sen} \delta - P_m) d\delta$$

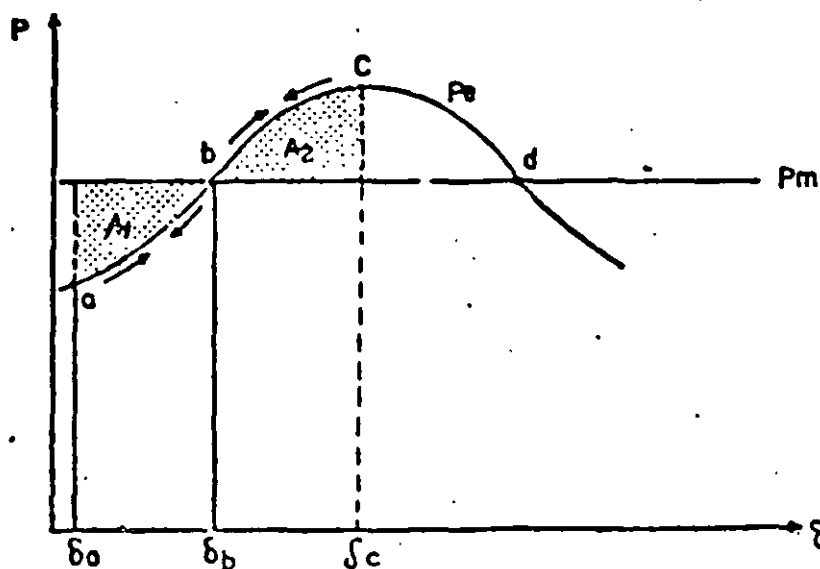
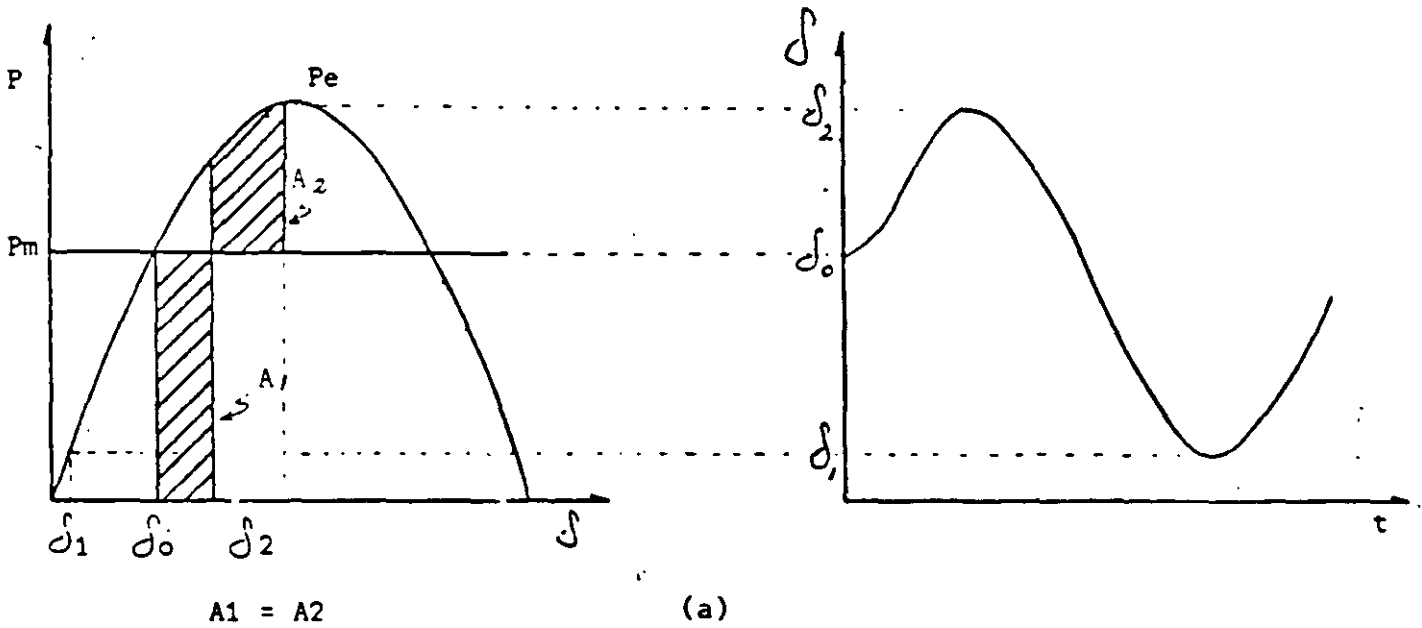
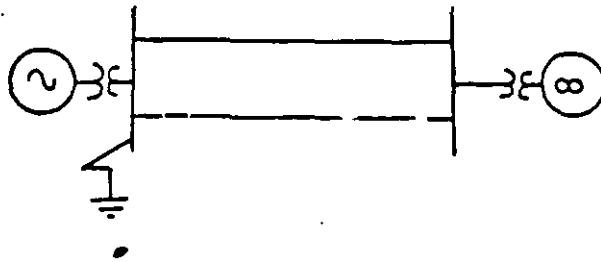


FIG.  
 CRITERIO AREAS  
 IGUALES

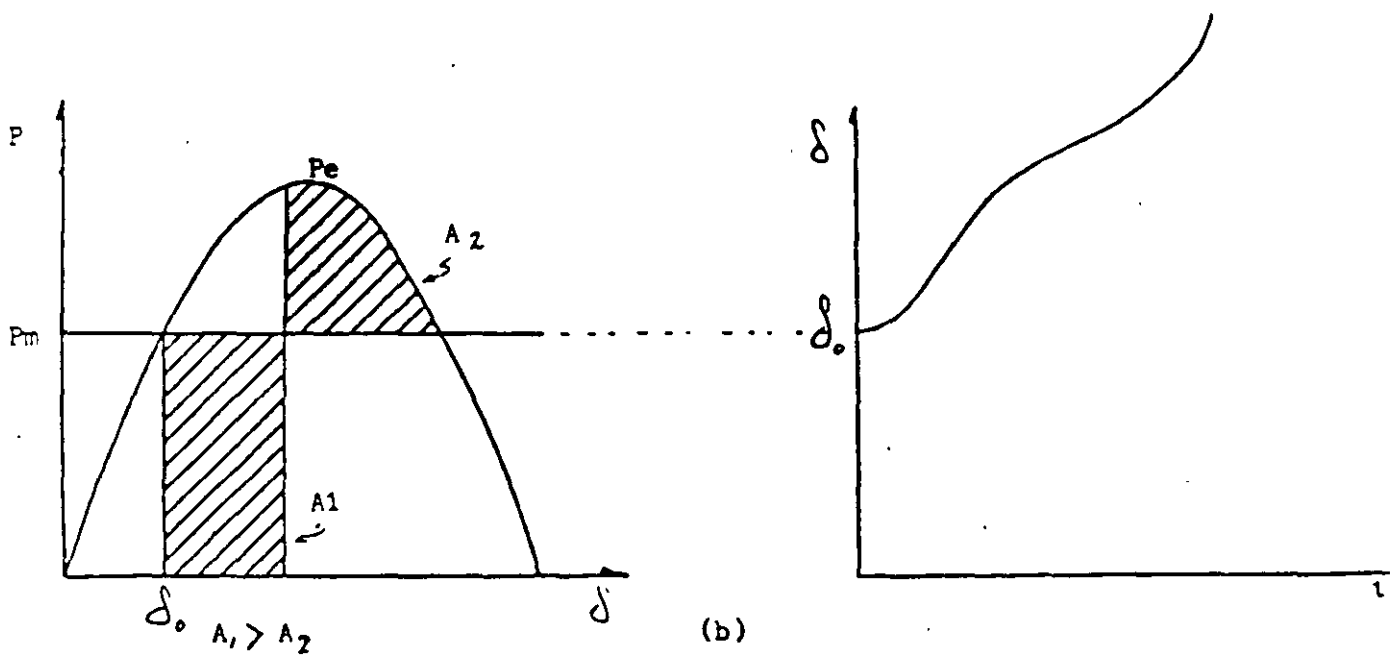
T A B L A I

Resumen de variables para el caso analizado en la

Trayectoria	Velocidad Angular	Posición Angular	Aceleración
a - b	$W > W_0$	crece	positiva
b	$W > W_0$ máxima	crece	cero
b - c	$W > W$	crece	negativa
c	$W = W_0$	decrece	negativa (mínima)
c - b	$W < W_0$	decrece	negativa
b	$W < W_0$ mínima	decrece	cero
b - a	$W < W_0$	decrece	positiva
a	$W = W_0$	crece	positiva (máxima)



Oscilación de la máquina en una condición estable.



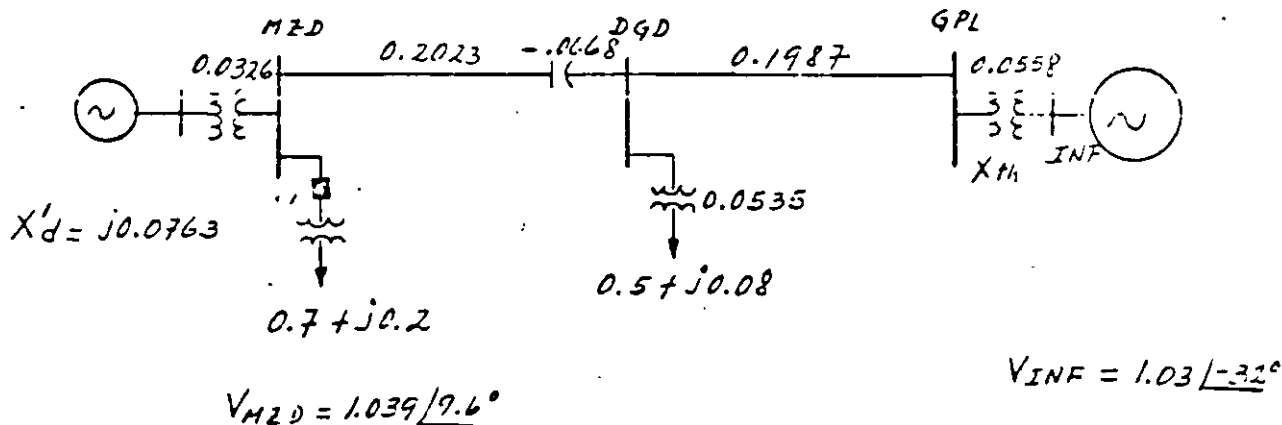
Pérdida de sincronismo de la máquina.

Ejemplo de Máquina-Bus Infinito. Falla 3Ø liberada en 2 tiempos. Caso (a) E:

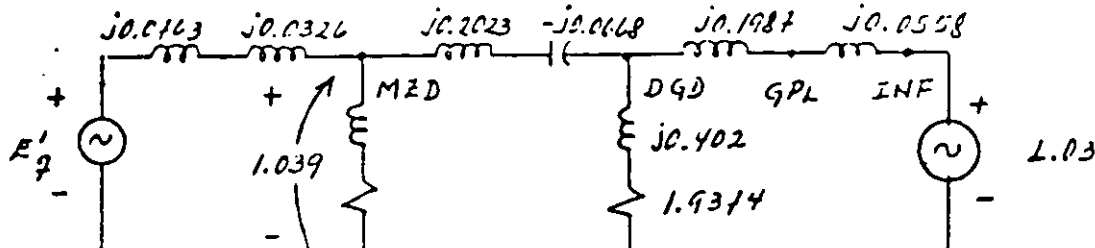
EJEMPLO: ANALISIS DE LA TRANSMISION MZD-GPL POR AREAS IGUALES.

Utilizando el método de Areas iguales (Gráfico), determinar la generación máxima de MZD-U3, para soportar la pérdida -- de la carga de Mazatlán (70 MW) a la hora de demanda máxima sin pérdida de sincronismo de MZD-U3. Representar en GPL - al resto del Sistema Interconectado por un equivalente de Thévenin.

En la siguiente figura se indican los parámetros de los elementos que intervienen en el estudio así como algunos datos obtenidos de una corrida de flujos. Se desprecia el efecto-capacitivo y resistivo de las líneas.



El diagrama de reactancias queda de la siguiente manera:



Para determinar la transferencia de potencia de MZD hacia el bus infinito, se requiere transformar la conexión Y - a una conexión Δ . Nos interesa la impedancia serie entre el nodo MZD y el bus INF.



$$Z_{MZO-INT} = \frac{j0.2625 - 0.05448 - 0.03455 + j0.494 - 0.1025}{1.9374 + j0.402}$$

$$Z_{MZO-INT} = \frac{-0.1915 + j0.7565}{1.9786 \angle 11.7^\circ} = \frac{0.78036 \angle 104.2^\circ}{1.9786 \angle 11.7^\circ}$$

$$Z_{MZO-INT} = 0.394 \angle 92.5^\circ \therefore X_{MZO-INT} \approx j0.394$$

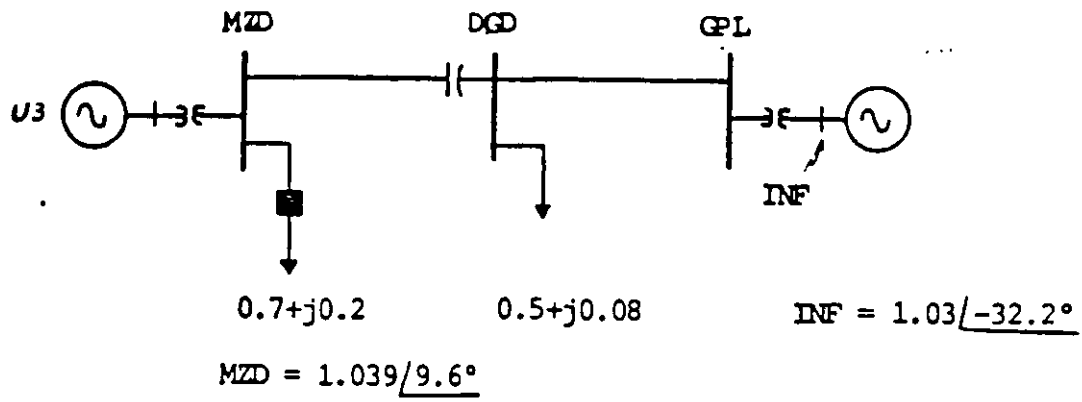
La ecuación de transferencia de potencia de MZO a INT es:

$$P_e = \frac{V_{MZO} V_{INT}}{X_{MZO-INT}} \text{ Sen } \delta = \frac{(1.039)(1.03)}{0.394} \text{ Sen } \delta$$

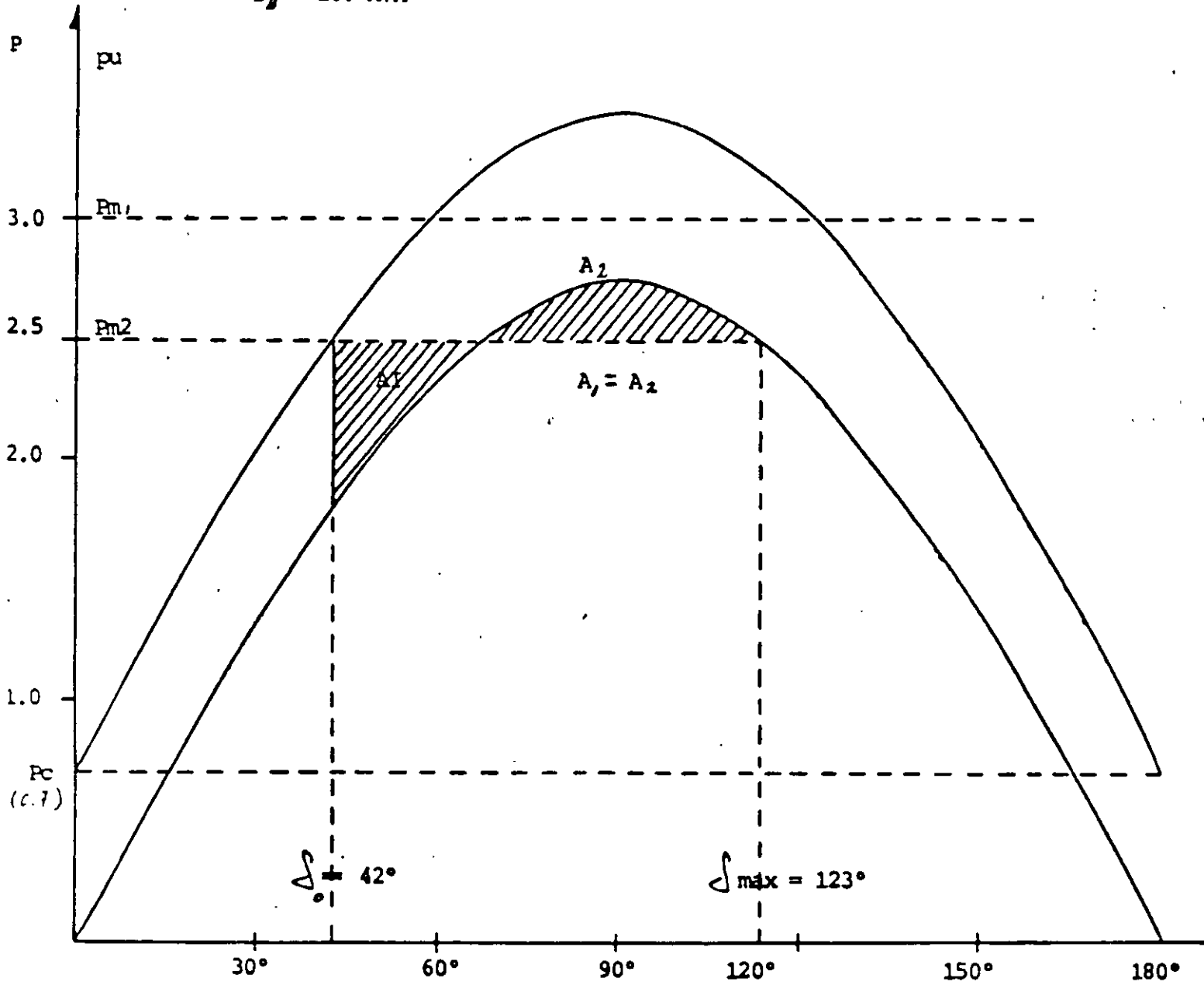
$$P_e = 2.72 \text{ Sen } \delta$$

En la siguiente gráfica P- $\delta$  se muestra la característica de transferencia de potencia; la carga de Mazatlán y la potencia mecánica del turbogenerador, para algunos valores de generación.

Efectuando análisis por el método de Arcas Iguales resultó que la generación máxima para MZO-U3 es de aproximadamente 2.5 pu. (250 MW).



$S_g = 100 \text{ MVA}$



Análisis de estabilidad transitoria por el método de Areas Iguales para simular, pérdida de la carga de Mazatlán.

CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

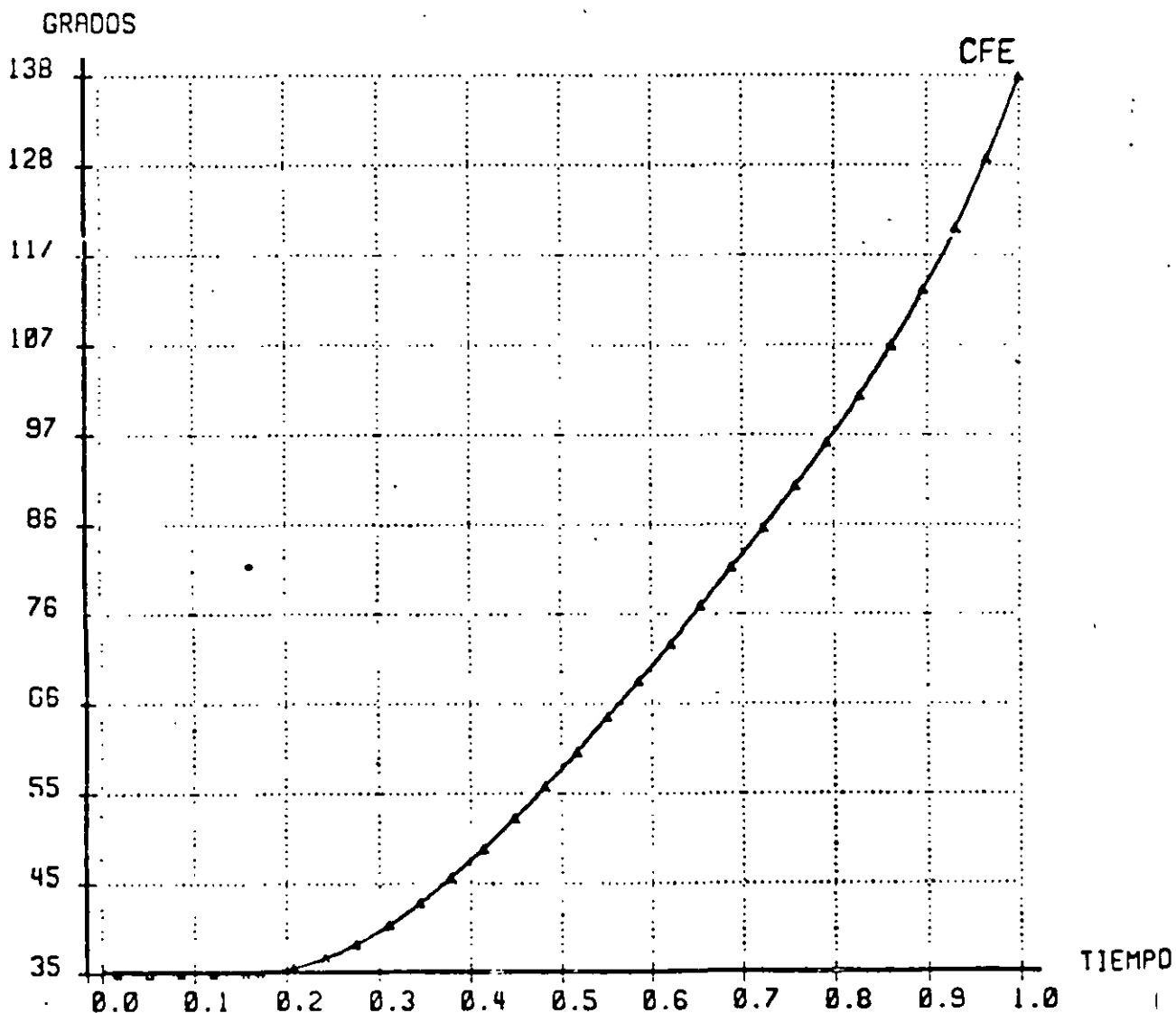
SISP-ESTAB1  
27/FEB/86

■ PERDIDA DE LA CARGA DE MZO-115 . CONSIDERANDO LA U3 DE MZO Y LA CARGA ■  
■ MZO-115 HACIA EL SIN. ■

\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA MTY-U1

————— MZO-U3



CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

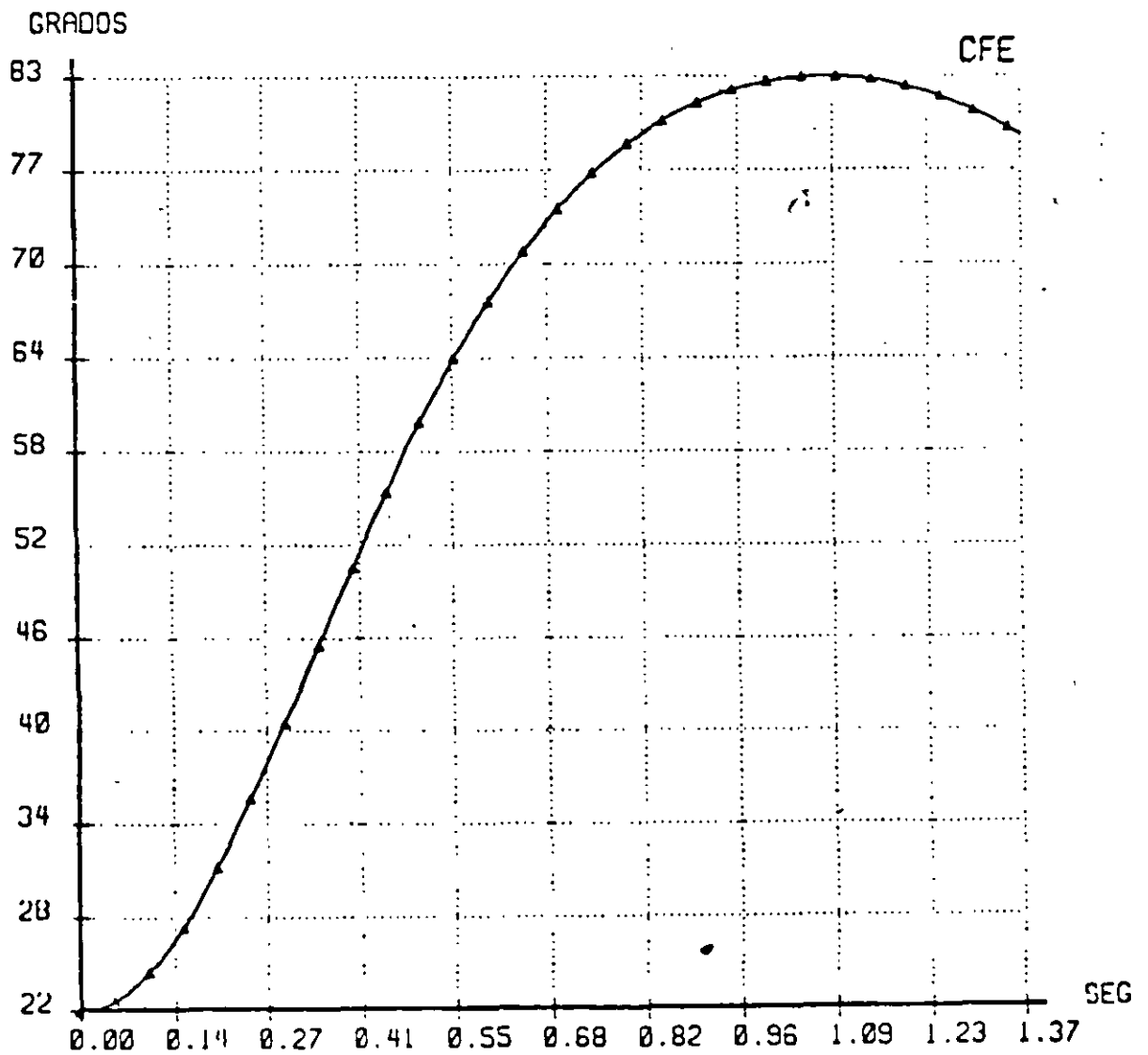
SISP-ES  
28/FEB/

PERDIDA DE CARGA EN MZO-115 . U3 DE MZO CON 265 MW

\*\*\*\*\*

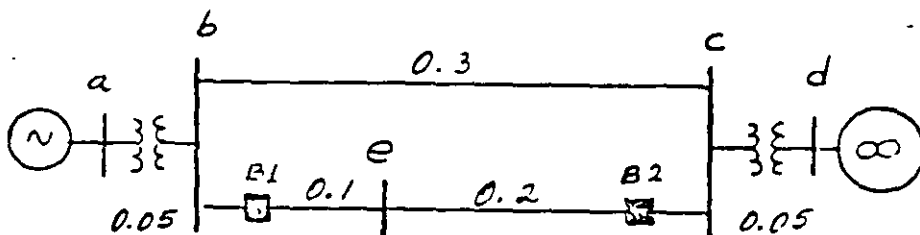
MAQUINA DE REFERENCIA MTY-U1

————— MZO-U3



EJEMPLO No. 1. Considere el sistema de la siguiente figura. Si el bus infinito absorbe  $S = 1.0 + j0.2$ . Demostrar que los valores correspondientes para  $E'_g$  y  $\delta_0$  son  $1.152$  y  $20.3^\circ$ .

Calcular la máxima oscilación del rotor  $\delta_3$ , si disparan accidentalmente el I-B1.



$$X'_d = X_g = 0.15$$

$$V_d = 1 \angle 0^\circ$$

$$H = 2.7 \text{ seg.}$$

$$E'_g = V_d + jX'_d I$$

$$I^* = \frac{S}{V_d} = \frac{1.0 + j0.2}{1 \angle 0^\circ} = 1.0 + j0.2$$

$$\therefore I = 1.0 - j0.2$$

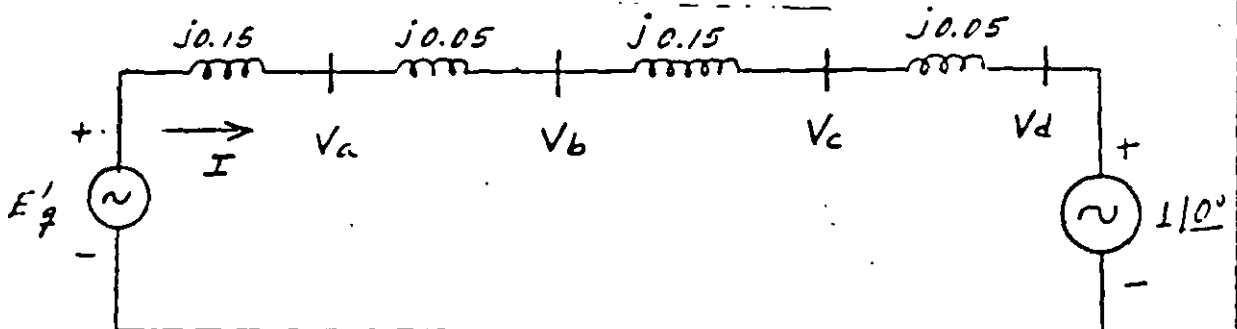


Diagrama de reactancias.

$$E'_g = V_d + jX_T I = 1 \angle 0^\circ + j0.4(1 - j0.2)$$

$$E'_g = 1.152 \angle 20.3^\circ ; \delta_0 = 20.3^\circ$$



$$S = VI^* = (1.152 \angle 20.3^\circ)(1.0198 \angle 11.3^\circ) = 1.1748 \angle 31.6^\circ$$

$$S = P + jQ = 1.0 + j0.616$$

$$\underline{P_e = P_m = 1.0 \text{ pu}} \}}}$$

también:

$$P_e = \frac{E'gV}{X_T} \sin \delta = \frac{(1.152)(1)}{0.4} \sin 20.3^\circ = 1.0 \text{ pu.}$$

$$\underline{P_m = 1.0 \text{ pu.}} \}}}$$

$$\Rightarrow \therefore \underline{\text{EN PREFALLA } P_e = 2.88 \sin \delta}$$

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e)$$

$$\boxed{\frac{d^2 \delta}{dt^2} = 69.8 (1 - 2.88 \sin \delta)} \quad \text{Ec. de oscilación.}$$

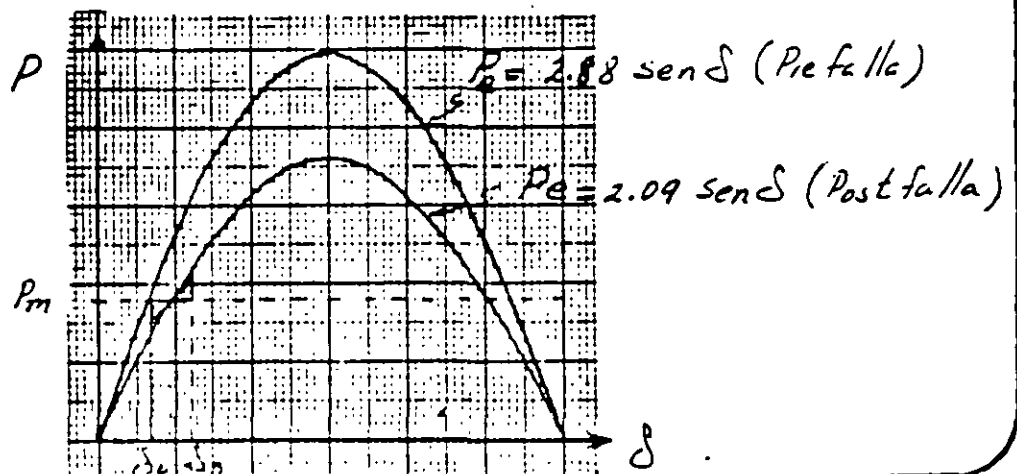
$\Rightarrow$  Al abrirse el I-B1 la  $X_T$  es:

$$X_T = 0.15 + 0.05 + 0.03 + 0.05 = 0.55$$

$$P_e = \frac{E'gV}{X_T} \sin \delta = \frac{(1.152)(1)}{0.55} \sin \delta = 2.09 \sin \delta$$

$$\Rightarrow \therefore \underline{\text{EN POSTFALLA } P_e = 2.09 \sin \delta} \}}}$$

$$\boxed{\frac{d^2 \delta}{dt^2} = 69.8 (1 - 2.09 \sin \delta)}$$





con una linea abierta se tiene que en el cruce de  $P_m$  y  $P_e$

$$P_e = P_m = 1.0 \text{ pu.}$$

$$\Rightarrow 1.0 = 2.09 \sin \delta_2$$

$$\delta_2 = \sin^{-1} \frac{1}{2.09} = 28.6^\circ$$

$$\delta_2 = 28.6^\circ \quad \text{ó} \quad \delta_2 = 151.4^\circ$$

$$A_1 = \int_{20.3^\circ}^{28.6^\circ} (1 - 2.09 \sin \delta) d\delta = \delta \Big|_{0.354}^{0.499} + 2.09 \cos \delta \Big|_{0.354}^{0.499}$$

$$A_1 = 0.499 - 0.354 + 1.835 - 1.96 = 0.02$$

$$A_1 = 0.02$$

$$0.02 = \int_{28.6^\circ}^{\delta_3} (2.09 \sin \delta - 1) d\delta$$

$$0.02 = -2.09 \cos \delta \Big|_{0.499}^{\delta_3} - \delta \Big|_{0.499}^{\delta_3}$$

$$0.02 = -2.09 \cos \delta_3 + 1.835 - \delta_3 + 0.499$$

$$\delta_3 + 2.09 \cos \delta_3 = 2.314$$

$$\delta_3 \approx 37^\circ$$

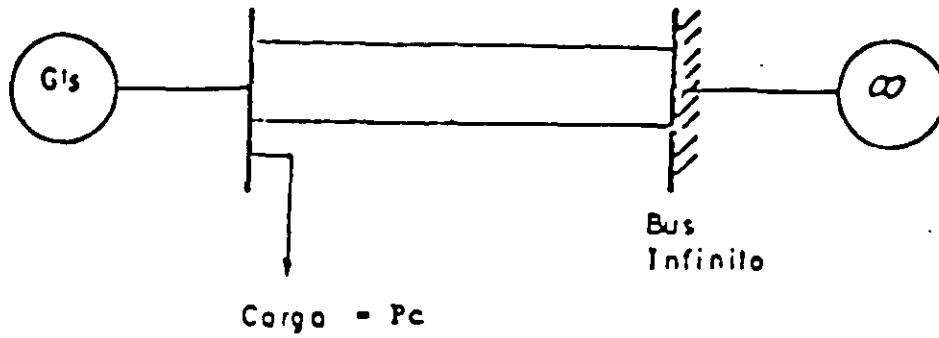
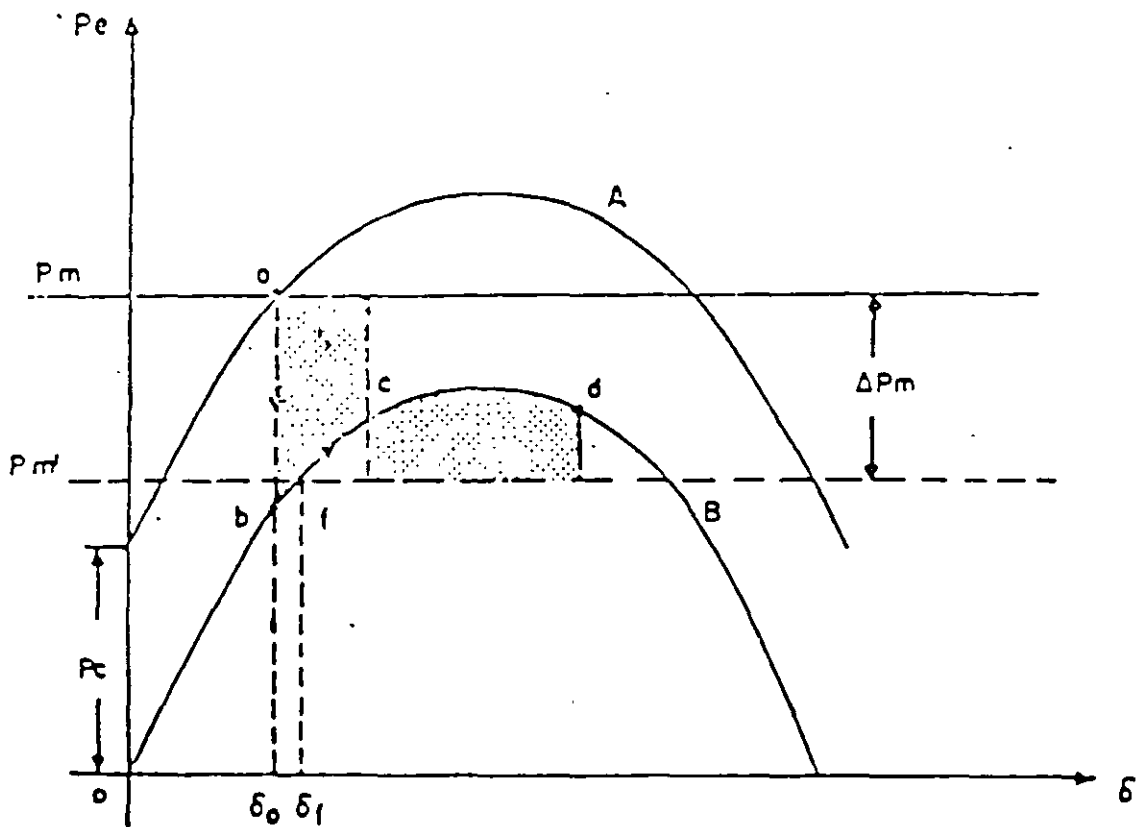


FIG. 9 Sistema de Potencia con Carga en el nodo de Generación.



A Curva Pre-disturbio

B Curva con pérdida - de carga.

$\Delta P_m$  Magnitud del disparo de generación.

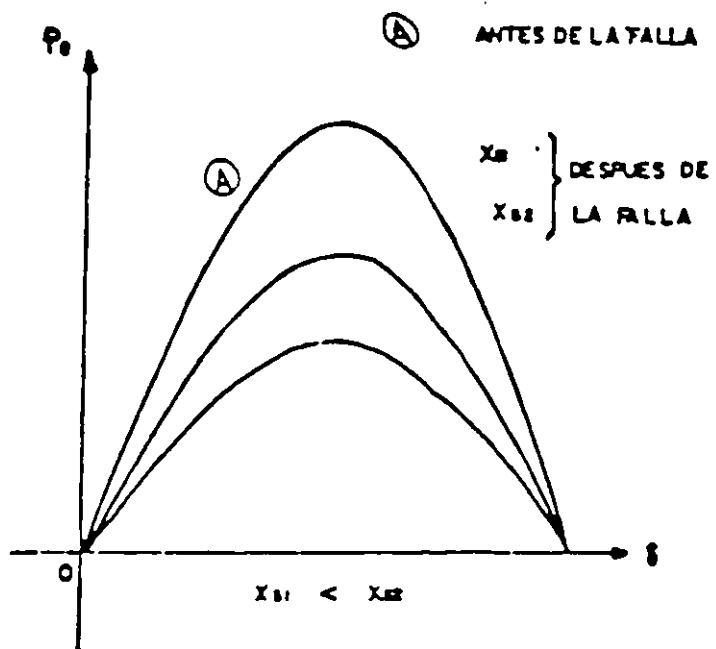
FIG. 10 Método de las Areas Iguales considerando pérdida de Carga y disparo automático de Generación.

7



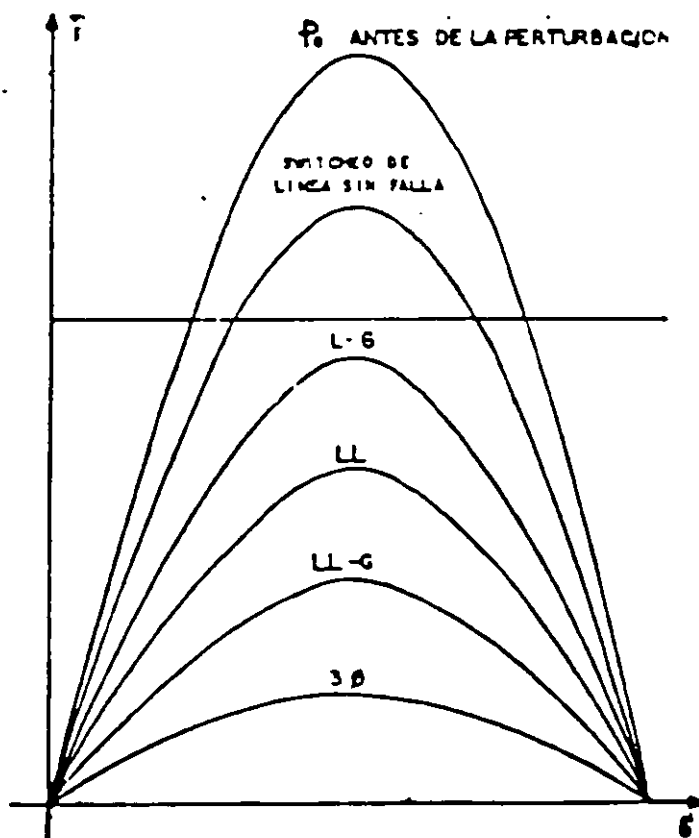
96

FIGURA 20. LA MAGNITUD DE LA REACTANCIA DEL SISTEMA  $X_B$  DESPUES DE LA FALLA ES IMPORTANTE.



SE DESEA QUE  $X_B$  SEA LO MENOR POSIBLE

FIGURA 21. LA NATURALEZA (TIPO) DE FALLA ES IMPORTANTE.



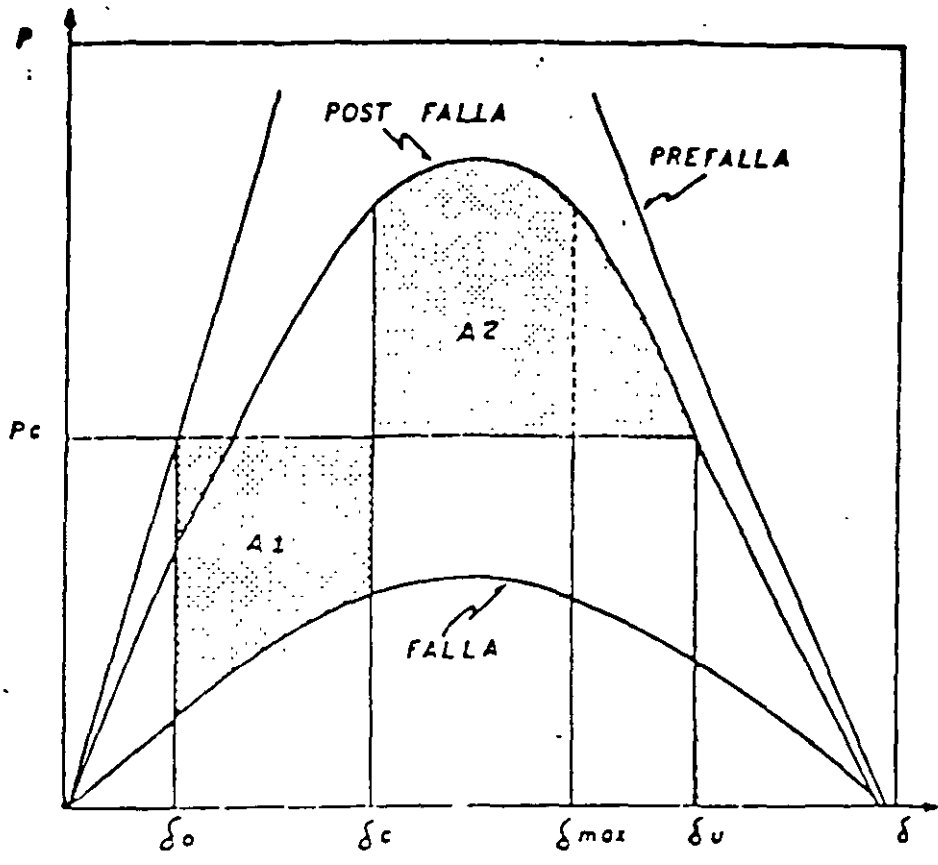


FIGURA 22

MARGEN DE ENERGIA PARA SOPORTAR CONTINGENCIA  
 EVALUADO CON ESTABILIDAD TRANSITORIA: CASO ELEMENTAL  
 MAQUINA BUS INFINITO

MARGEN DE ENERGIA = A2 - A1

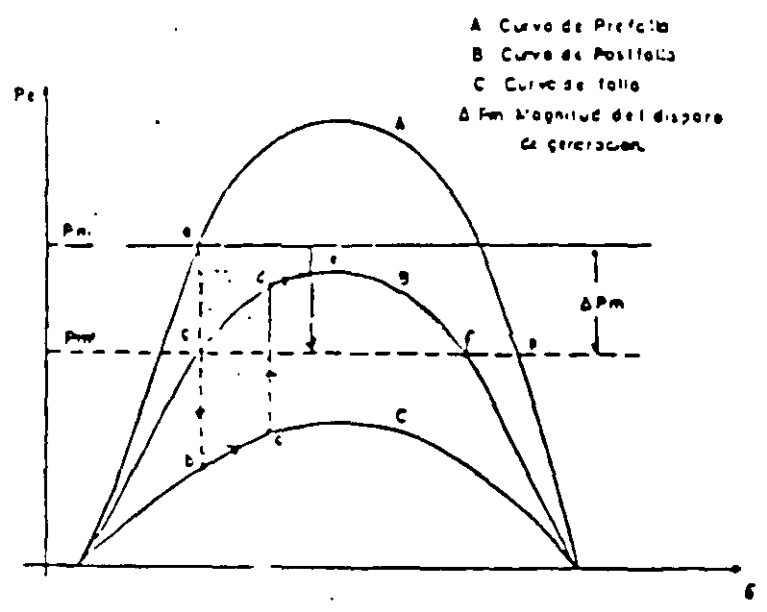


FIG. 8 Método de Areas Iguales considerando disparo  
 Automático de Generación.

4

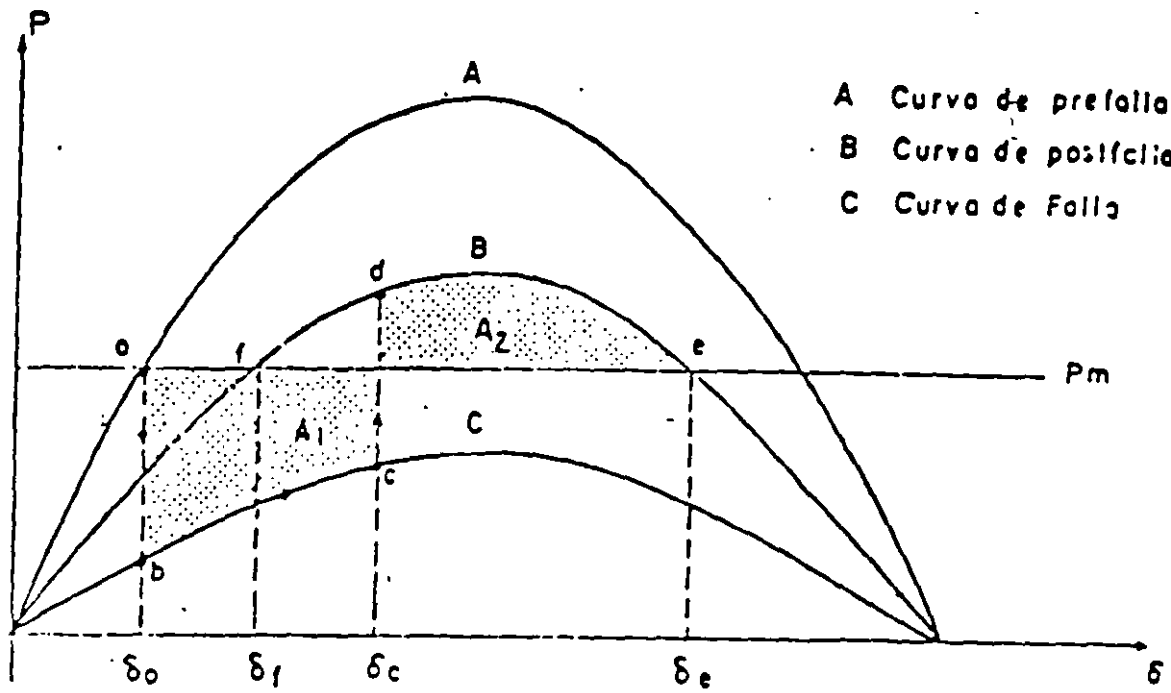
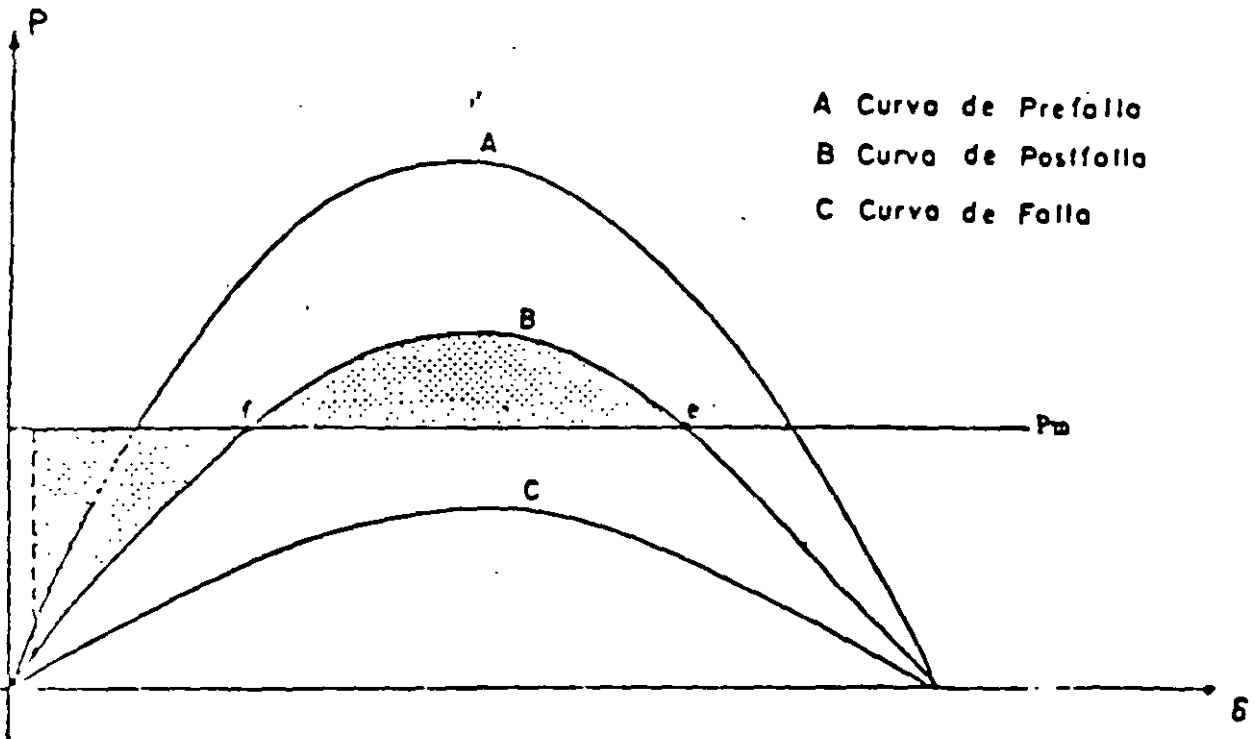


FIG. 6 Curvas de Potencia para las condiciones de Prefallo, fallo y Postfallo.



↙

### 5.1 NECESIDAD DEL USO DE METODOS NUMERICOS.

En el capítulo 3 se expuso que las expresiones matemáticas que describen el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico son ecuaciones diferenciales no lineales, las cuales no tienen solución por métodos directos. Es por ello que se hace necesario aplicar métodos numéricos para obtener la solución citada, a través de la computadora digital.

Los métodos más utilizados en este tipo de problemas son:

- Método de Euler.
- Método modificado de Euler.
- Método trapezoidal.
- Método de Runge-Kutta.

Los dos primeros se emplean frecuentemente con fines didácticos, dada su sencillez; aunque desde el punto de vista del tiempo de cómputo no son muy eficientes. Por el contrario, los dos últimos se caracterizan por su alta eficiencia, pero su planteamiento resulta complicado.

En el presente capítulo se describen los dos métodos de Euler y su aplicación a la solución de la ecuación de oscilación que resulta de un sistema "maquina-bus infinito". Al final se dan algunas conclusiones de tipo general en relación con el impacto del tipo, localización y duración de las fallas sobre la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico.

### 5.2 GENERALIDADES DE LOS METODOS.

Regularmente, los métodos numéricos para resolver ecuaciones diferenciales, llamados de integración numérica, utilizan el proceso "paso a paso" para obtener una serie de valores para cada una de las variables dependientes, los cuales corresponden a un conjunto de valores de la variable independiente seleccionados usualmente en intervalos fijos.

La precisión de una solución por integración numérica depende del método escogido y del tamaño del intervalo.

### 5.3 METODO DE EULER.

El problema de integración numérica consiste en que a partir de una ecuación diferencial de primer orden

$$\frac{dy}{dx} = f(x,y) \quad (5.1)$$

en la que  $y$  es la variable dependiente y  $x$  la variable independiente, se requiere obtener su solución, la cual es de la forma

$$y = g(x,c) \quad (5.2)$$

En esta expresión,  $c$  es una constante obtenida con las condiciones iniciales especificadas. La curva que representa a la ecuación solución (5.2) es como la mostrada en la figura 5.1. Dado que esta curva varía suavemente, es posible aproximarla por medio de segmentos de recta muy cortos. En estas condiciones, en el punto inicial  $P_0(x_0, y_0)$  de esta curva se cumple

$$\Delta y \cong \left. \frac{dy}{dx} \right|_0 \Delta x$$

siendo  $\Delta y$  el incremento en la variable dependiente correspondiente al incremento  $\Delta x$  y  $dy/dx|_0$  la pendiente de la curva en el punto  $P_0(x_0, y_0)$ , misma que se obtiene sustituyendo las coordenadas del punto  $P_0$  en la ecuación diferencial (5.1).

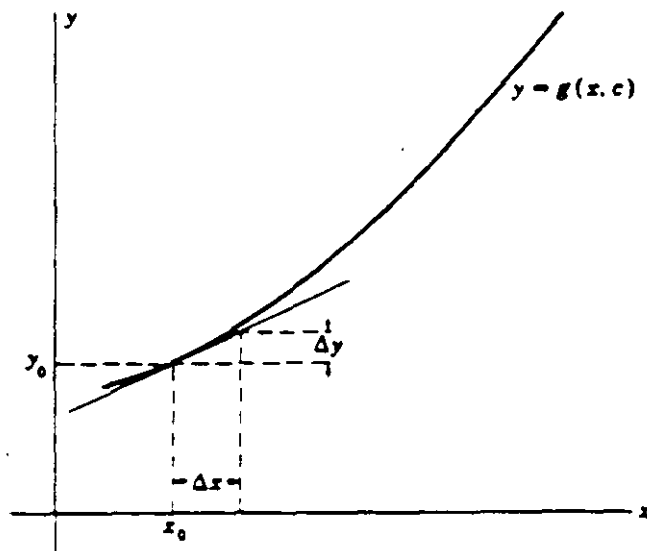


Figura 5.1  
Gráfica de la función solución

Por lo tanto, dados los valores iniciales puede obtenerse un nuevo valor de las variables  $x, y$  para un incremento  $\Delta x$  especificado. Haciendo  $h = \Delta x$ , se obtiene

$$x_1 = x_0 + h$$

$$y_1 = y_0 + \Delta y = y_0 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_0 h$$

Del mismo modo puede determinarse un segundo valor de las variables.

$$x_2 = x_1 + h$$

$$y_2 = y_1 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_1 h = y_1 + f(x_1, y_1) h$$

Este proceso debe repetirse para calcular los valores subsiguientes de  $x, y$

$$x_3 = x_2 + h \quad y_3 = y_2 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_2 h$$

...

$$x_n = x_{n-1} + h \quad y_n = y_{n-1} + \left. \frac{dy}{dx} \right|_{n-1} h$$

Una vez realizado el proceso completo, los valores  $x, y$  que corresponden a la solución se proporcionan en forma de tabla. La figura 5.2 muestra gráficamente el método descrito.

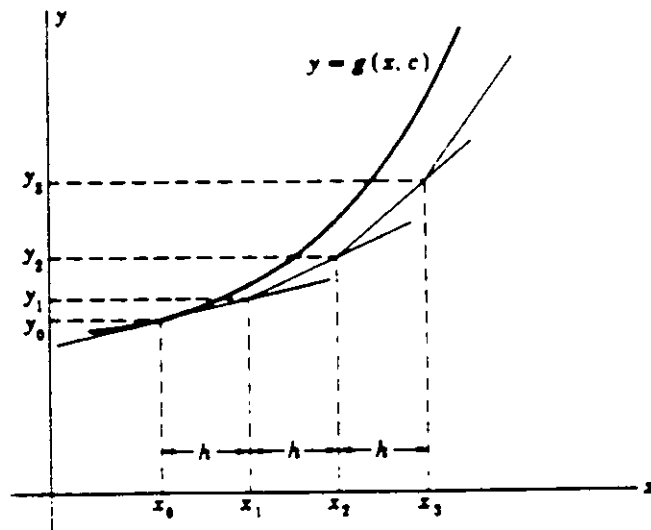


Figura 5.2

Gráfica de la solución estimada por el método de Euler

#### 5.4 METODO MODIFICADO DE EULER.

En el método original de Euler, el valor de la derivada al principio de cada incremento se aplicaba en todo el intervalo. Un perfeccionamiento del método se logra calculando un valor preliminar de  $y$  para  $x_1$  como antes

$$x_1 = x_0 + h$$

$$y_1^0 = y_0 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_0 h$$

y sustituyendo estos valores en la ecuación (5.1) para calcular el valor de la pendiente al final del intervalo, es decir

$$\left. \frac{dy}{dx} \right|_1 = f(x_1, y_1^0)$$

Entonces, es posible obtener un valor modificado de  $y$  más aproximado, usando el promedio de las derivadas o pendientes

$$y_1^1 = y_0 + (1/2) \left[ \left. \frac{dy}{dx} \right|_0 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_1 \right] h$$

Usando  $y_1^1$  y  $x_1$  se puede calcular una tercera aproximación de  $y$  mediante el mismo procedimiento

$$y_1^2 = y_0 + (1/2) \left[ \left. \frac{dy}{dx} \right|_0 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_1 \right] h$$

El proceso se continúa hasta que en dos estimaciones consecutivas los valores obtenidos de  $y$  difieran en un monto menor a una cierta tolerancia preestablecida. Finalmente, las fases del método se repiten en su totalidad para obtener el valor de las variables en los siguientes intervalos. La mayor precisión que se obtiene con el método modificado de Euler se muestra en la figura 5.3.

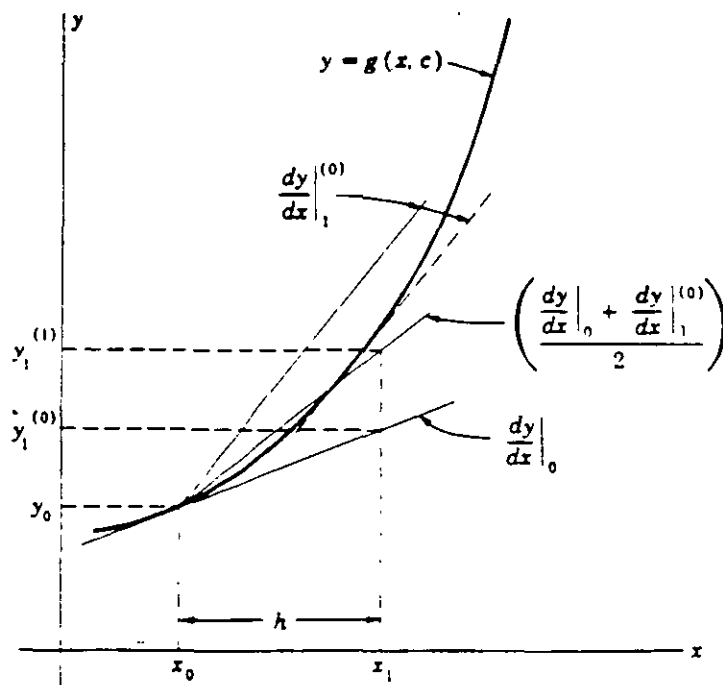


Figura 5.3  
Gráfica de la solución por el método modificado de Euler.

### 5.5 EJEMPLO DE SOLUCION NUMERICA.

Supóngase que se desea resolver la ecuación diferencial

$$\frac{dy}{dx} = 3x^2$$

Es obvio que la solución obtenida por métodos directos es

$$y = x^3$$

pero se aprovechará la sencillez de esta función para mostrar la formulación de los métodos de integración numérica. En la figura 5.4 se muestra el diagrama de flujo correspondiente al algoritmo del método modificado de Euler, en base al cual se elaboró el siguiente programa para computadora en lenguaje basic:

```

10 REM Programa para resolver una ecuación diferencial
15 REM por el método modificado de Euler
20 XF=5 : H=.5 : XO=0 : YO=0
25 PRINT XO,YO
30 X1= XO : Y1=YO
40 REM Valor preliminar
50 D1=3*X1^2 : X2 = X1+H : Y2P=Y1+D1*H
60 REM Valor corregido
70 D2=3*X2^2 : DPROM=.5*(D1+D2) : Y2C = Y1 + DPROM*H
85 PRINT X2,Y2C
95 IF X2>XF THEN 100 ELSE 97
97 X1=X2 : Y1=Y2C : GOTO 40
100 END

```



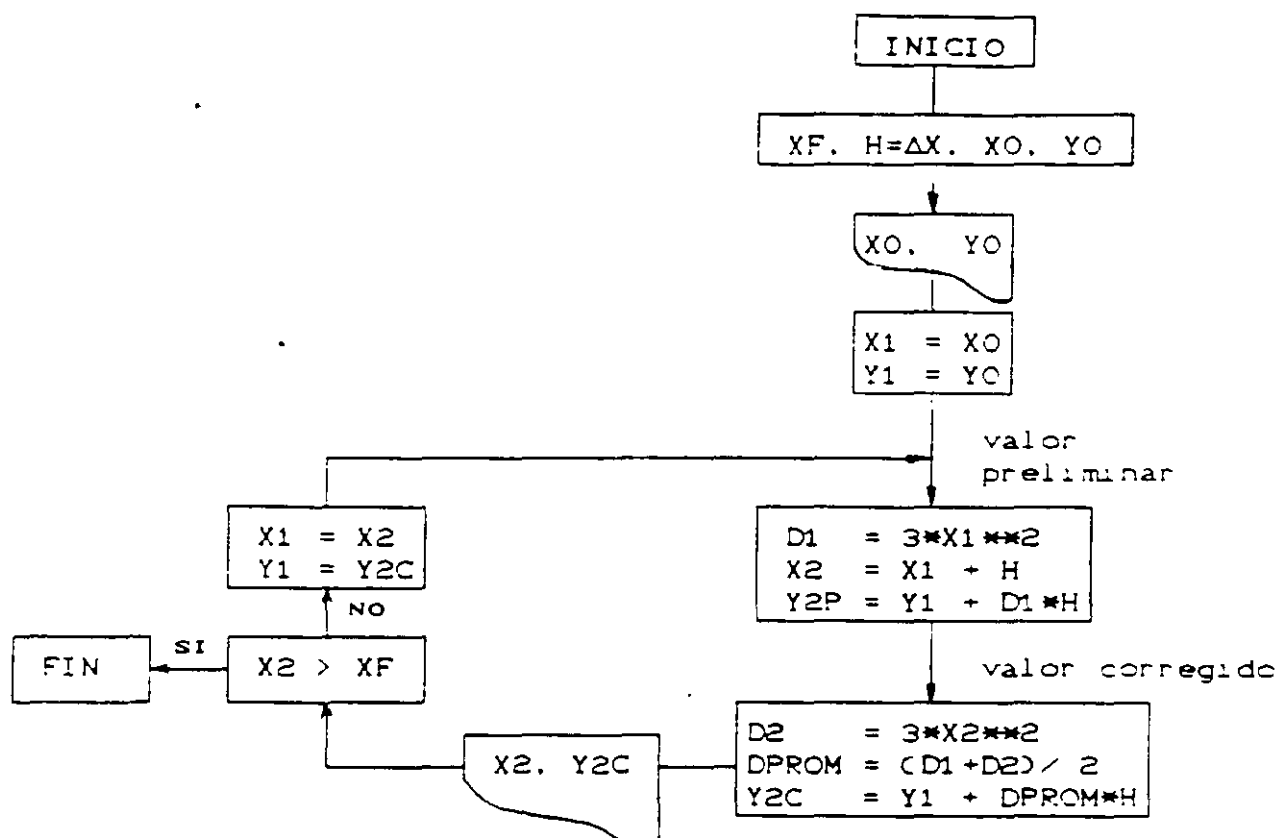


Figura 5.4

Diagrama de flujo para el método modificado de Euler

En el diagrama la variables de entrada son:

$X_F$  = Valor final de la variable independiente.

$H = \Delta x$  = Tamaño del intervalo de integración.

$(X_0, Y_0)$  = Condiciones iniciales.

Los resultados son los mostrados en la siguiente tabla:

TABLA DE RESULTADOS DE LA INTEGRACION NUMERICA

X	Y (exacta)	Y (Euler) (h=0.5)	Y (Mod. de Euler) (h=0.5)	Y (Mod. de Euler) (h=0.1)
0	0	0	0	0
1	1	0.4	1.13	1.01
2	8	5.3	8.25	8.01
3	27	20.6	27.38	27.02
4	64	52.5	64.50	64.02
5	125	106.9	125.63	125.02

## 5.6 ECUACIONES DE OSCILACION PARA LA SOLUCION NUMERICA.

Con el objeto de mostrar el empleo de los métodos de integración numérica en los estudios de estabilidad transitoria, se retoma el ejemplo del sistema presentado en el capítulo 3 y cuya configuración se muestra nuevamente en la figura 5.5. En ella se ha agregado una falla en una de las líneas, representada por la reactancia de valor 0.1 pu. Esta reactancia equivale a una falla trifásica no sólida, o bien, representa a las reactancias de las redes de secuencia negativa y cero en el caso de una falla desbalanceada.

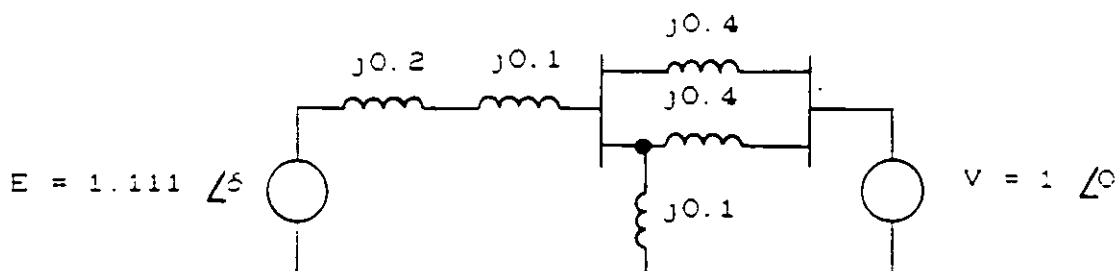


Figura 5.5

Circuito equivalente del sistema "máquina-bus infinito" estudiado en el capítulo 3.

De manera semejante a como ocurrió en el caso del método de las "Áreas Iguales", en la solución de tipo numérico también deben considerarse los tres momentos básicos del sistema:

- Prefalla.
- Falla y
- Postfalla.

a) Condiciones de prefalla.

En el capítulo 3 se determinó que la ecuación de oscilación en condiciones normales o de prefalla para el sistema era:

$$-\frac{d^2\delta}{dt^2} = 37.7 ( 0.8 - 2.222 \text{ sen } \delta )$$

b) Condiciones de falla.

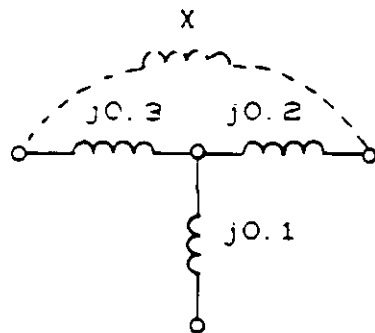
En condiciones de falla las reactancias involucradas quedan conectadas como se muestra en la figura 5.6(a), calculándose la reactancia entre las fuentes de voltaje mediante

reducciones serie-paralelo y conversiones estrella-delta, llegando así a un valor de 1.1 pu. Con ello, la potencia máxima resulta:

$$P_{max} = \frac{|E| |V|}{X} = \frac{(1.111)(1.0)}{1.1} = 1.01$$

y la ecuación de oscilación en condiciones de falla:

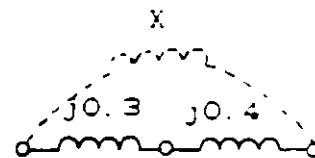
$$-\frac{d^2\delta}{dt^2} = 37.7 ( 0.8 - 1.01 \text{ sen } \delta )$$



$$X = \frac{0.3 \times 0.2 + 0.2 \times 0.1 + 0.1 \times 0.3}{0.1}$$

$$X = 1.1 \text{ pu}$$

(a)



$$X = 0.3 + 0.4$$

$$X = 0.7 \text{ pu}$$

(b)

Figura 5.6

Reactancia entre las fuentes de voltaje en condiciones de (a) falla y (b) postfalla.

c) Condiciones de postfalla.

Una vez liberada la falla, las reactancias del circuito quedan como se muestra en la figura 5.6(b), con lo que la reactancia equivalente entre las fuentes de voltaje es de 0.7 pu y la potencia máxima igual a

$$P_{\max} = -\frac{|E| |V|}{X} = -\frac{(1.111)(1.0)}{0.7} = 1.587$$

resultando la ecuación de oscilación para condiciones de postfalla siguiente:

$$-\frac{d^2\delta}{dt^2} = 37.7 (0.8 - 1.587 \text{ sen } \delta)$$

Finalmente, es necesario reemplazar la ecuación de oscilación por dos ecuaciones de primer orden para estar en posibilidades de aplicar los métodos de solución numérica. Para ello se parte del hecho demostrado de que el cambio en el ángulo del rotor  $\delta$  depende de la diferencia de velocidades angulares:

$$-\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_0 \quad (5.3)$$

Si se deriva la ecuación anterior, se obtiene:

$$-\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = -\frac{d\omega(t)}{dt}$$

A partir de este resultado, la ecuación de oscilación puede escribirse

$$-\frac{d\omega(t)}{dt} = -\frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_{\max} \text{ sen } \delta) \quad (5.4)$$

Las ecuaciones diferenciales (5.3) y (5.4) serán la base para la solución numérica en los estudios de estabilidad transitoria. La primera, proporciona el cambio en el ángulo y la segunda, el cambio en la velocidad angular.

## 5.7 APLICACION DE LOS METODOS DE INTEGRACION NUMERICA A LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD.

En la figura 5.7 se proporciona el diagrama de flujo correspondiente a un programa digital que permite simular un sistema "máquina-bus infinito" sujeto a condiciones de disturbio. El algoritmo utiliza el método modificado de Euler.

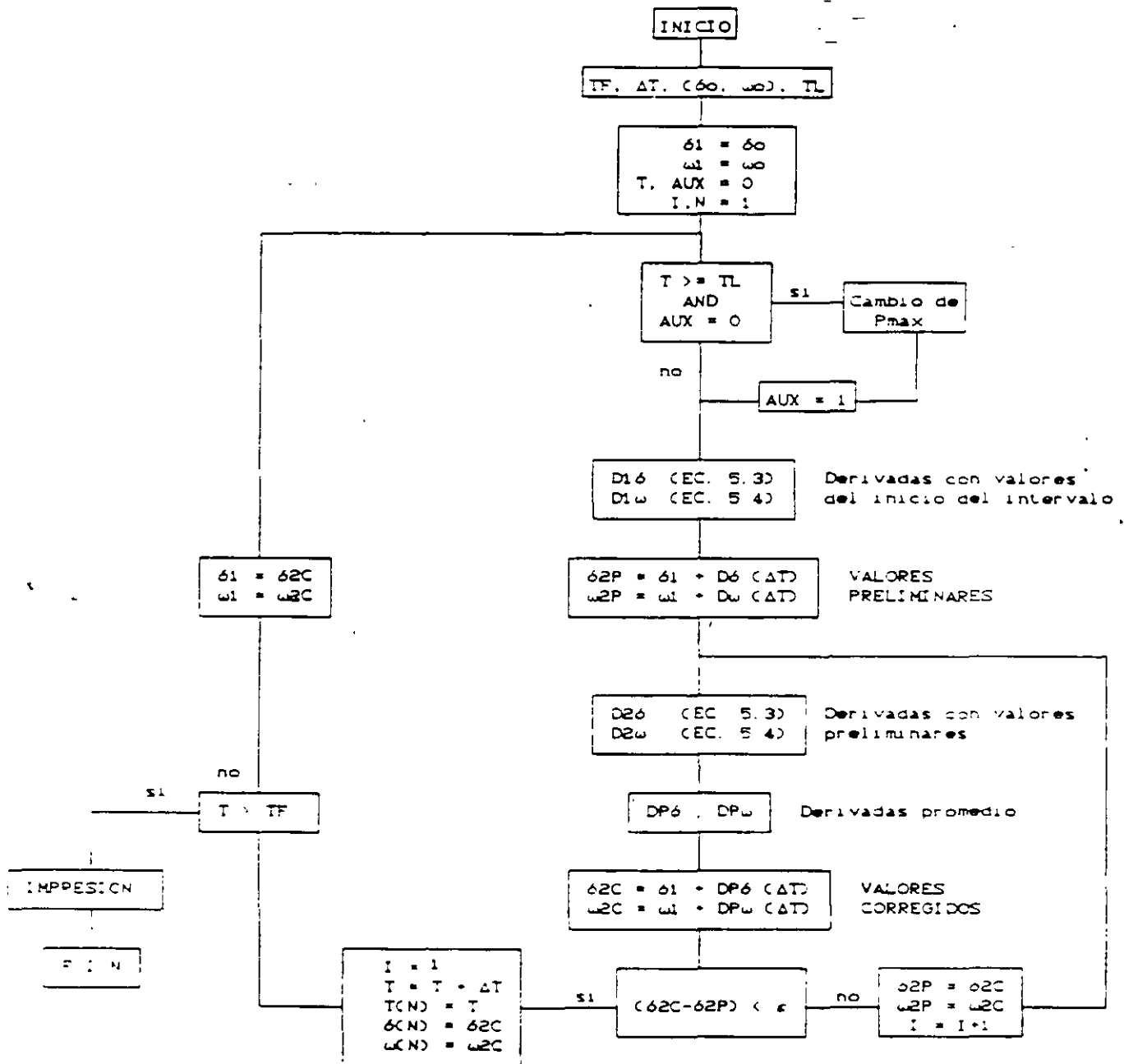


Figura 5.7  
 Algoritmo para la simulación de un sistema  
 máquina-bus infinito en condiciones de disturbio

Las variables de entrada son:

TF = Tiempo (final) del estudio  
 $\Delta T$  = Tamaño del intervalo de integración  
 $(\delta_0, \omega_0)$  = Condiciones iniciales  
 TL = Tiempo de liberación de la falla

y las de salida:

TCN) = Tiempo asociado a cada intervalo  
 $\delta$ CN) = Angulo del rotor en cada intervalo  
 $\omega$ CN) = Velocidad angular del rotor en cada intervalo

Las etapas del proceso son: una evaluación inicial de las derivadas del ángulo y de la velocidad mediante las ecuaciones (5.3) y (5.4), utilizando los valores correspondientes al principio del intervalo; una estimación preliminar del ángulo y de la velocidad; un cálculo de las derivadas al final del intervalo, empleando los valores preliminares, y un cálculo modificado final aplicando el promedio de las derivadas. La variante en este último diagrama con respecto al de la figura 5.4 consiste en que ahora se incluye un lazo para efectuar las iteraciones que sean necesarias hasta que la diferencia entre el valor preliminar y el corregido esté dentro de la tolerancia deseada ( $\epsilon$ ).

Para realizar una simulación es necesario primeramente, efectuar el estudio del sistema en condiciones de prefalla como se hizo en el capítulo 3, para obtener los valores del ángulo y la velocidad antes del disturbio, es decir, las condiciones iniciales.

Durante el proceso numérico se parte de las condiciones iniciales y se empieza a trabajar con la ecuación de oscilación en condiciones de falla. Cuando el tiempo (T) alcanza o rebasa el tiempo de liberación de la falla (TL), el programa efectúa el cambio de Pmax para que a partir de ese instante se trabaje con la ecuación de oscilación de postfalla.

## 5.8 OBTENCIÓN DE RESULTADOS Y ALGUNAS CONCLUSIONES GENERALES.

Los valores calculados durante la corrida del programa se imprimen al final de la misma en forma de tabla, usando tres columnas principales: tiempo, ángulo y velocidad angular del rotor. A partir de estos datos es posible obtener gráficas de velocidad contra tiempo o ángulo contra tiempo como las mostradas al final de este capítulo) con el objeto de concluir si el sistema fue o no estable para el disturbio simulado.

Las curvas ángulo-tiempo de las figuras 5.8 a 5.11 fueron obtenidas a partir de simulaciones mediante un programa digital como el descrito, aplicando diferentes disturbios al sistema "máquina-bus infinito" que se ha venido estudiando. Del comportamiento particular de este sistema es posible obtener algunas conclusiones de carácter general, las cuales son muy importantes:

1). La estabilidad de una máquina síncrona depende, entre otras cosas, de la severidad de la falla, siendo la de mayor impacto la falla trifásica y la de menor impacto la de fase a tierra (ver figura 5.8).

2). Las fallas tienen un mayor efecto sobre la estabilidad de las máquinas, entre más cercanas a estas ocurran (figura 5.9).

3). La duración de la falla juega un papel de suma importancia en la estabilidad de un sistema (figura 5.10).

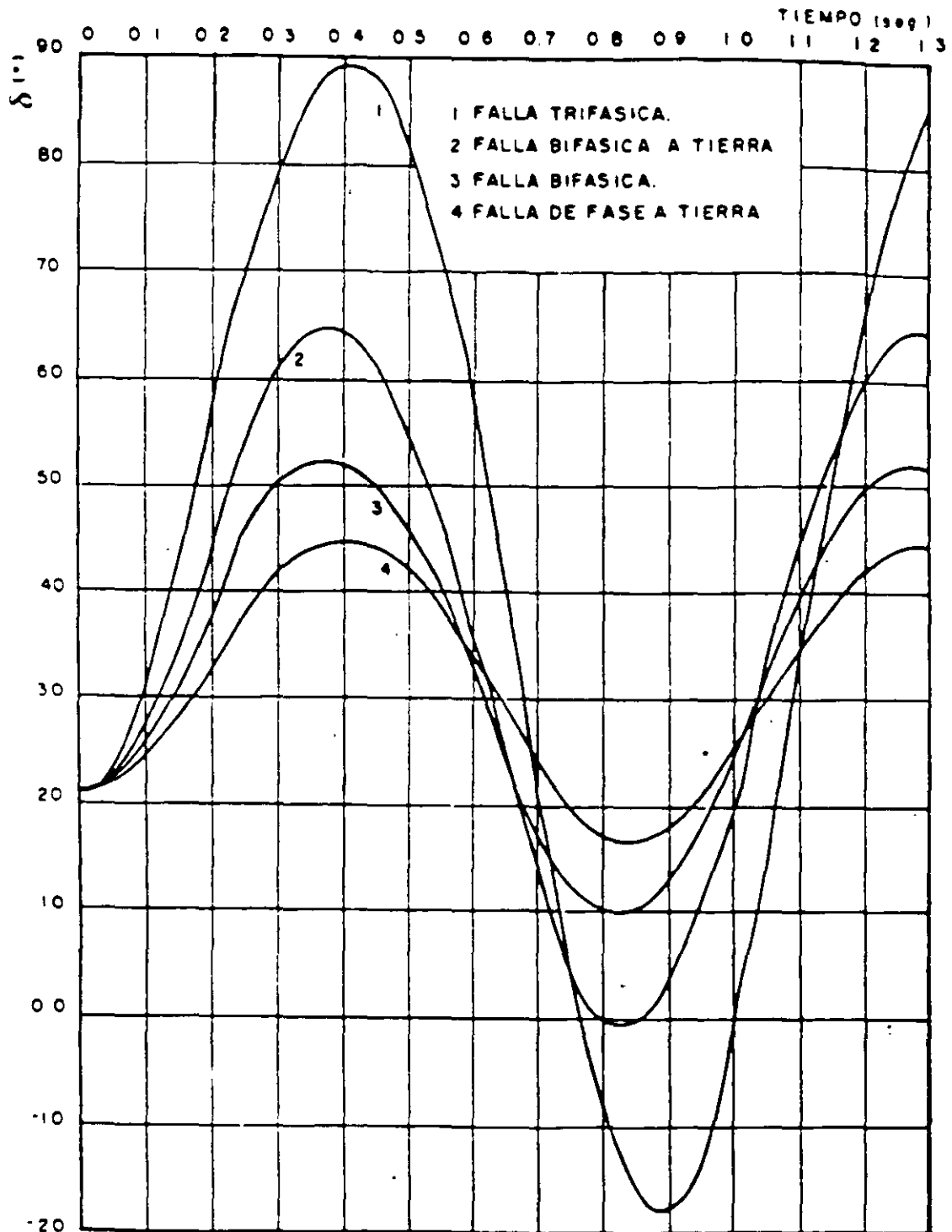
4). Las máquinas con menor inercia se ven más afectada por las perturbaciones (ver figura 5.11)

## EFECTO DEL TIPO DE FALLA

FRL = 0

TL = 0.19 s

Figura 5.8





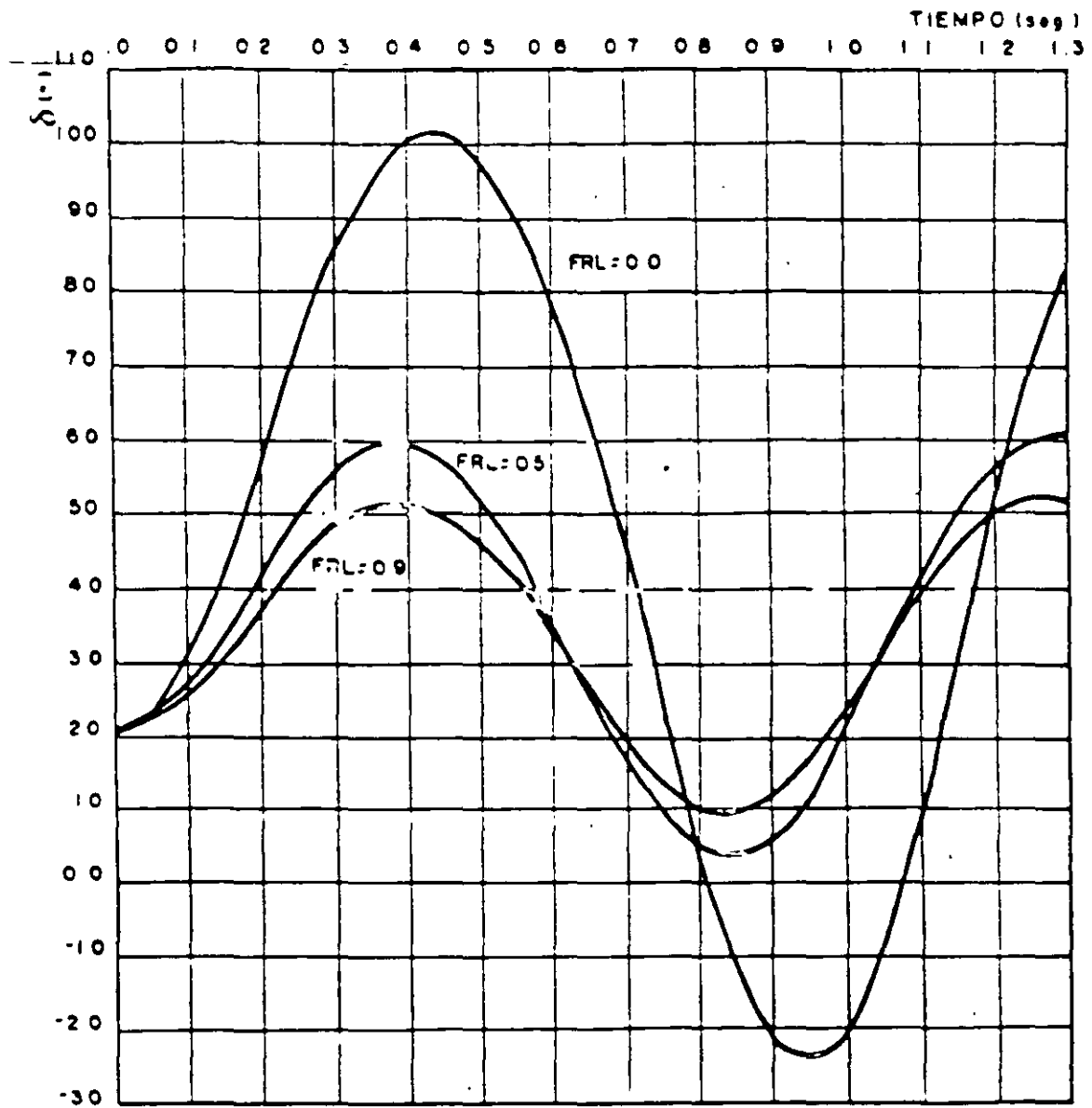
## EFECTO DE LA LOCALIZACION DE LA FALLA

TL = 0.21 s

Falla 30

XF = 0

Figura 5.9



## EFECTO DE LA DURACION DE LA FALLA

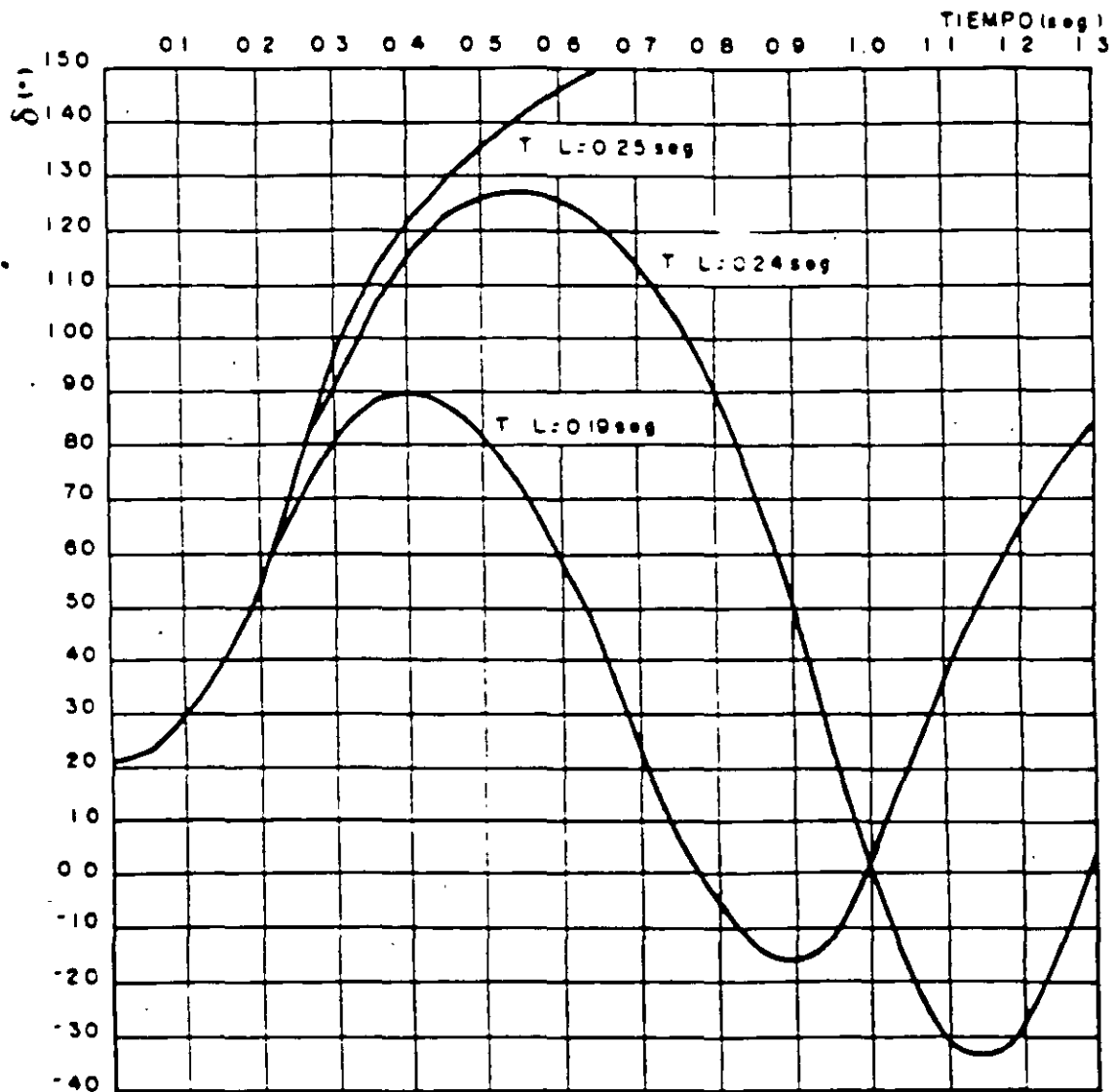
FRL = 0

Falla 3 $\phi$ 

XF = 0

TCL = Tiempo crítico de liberación = 0.24 s

Figura 5.10



## EFECTO DE LA INERCIA

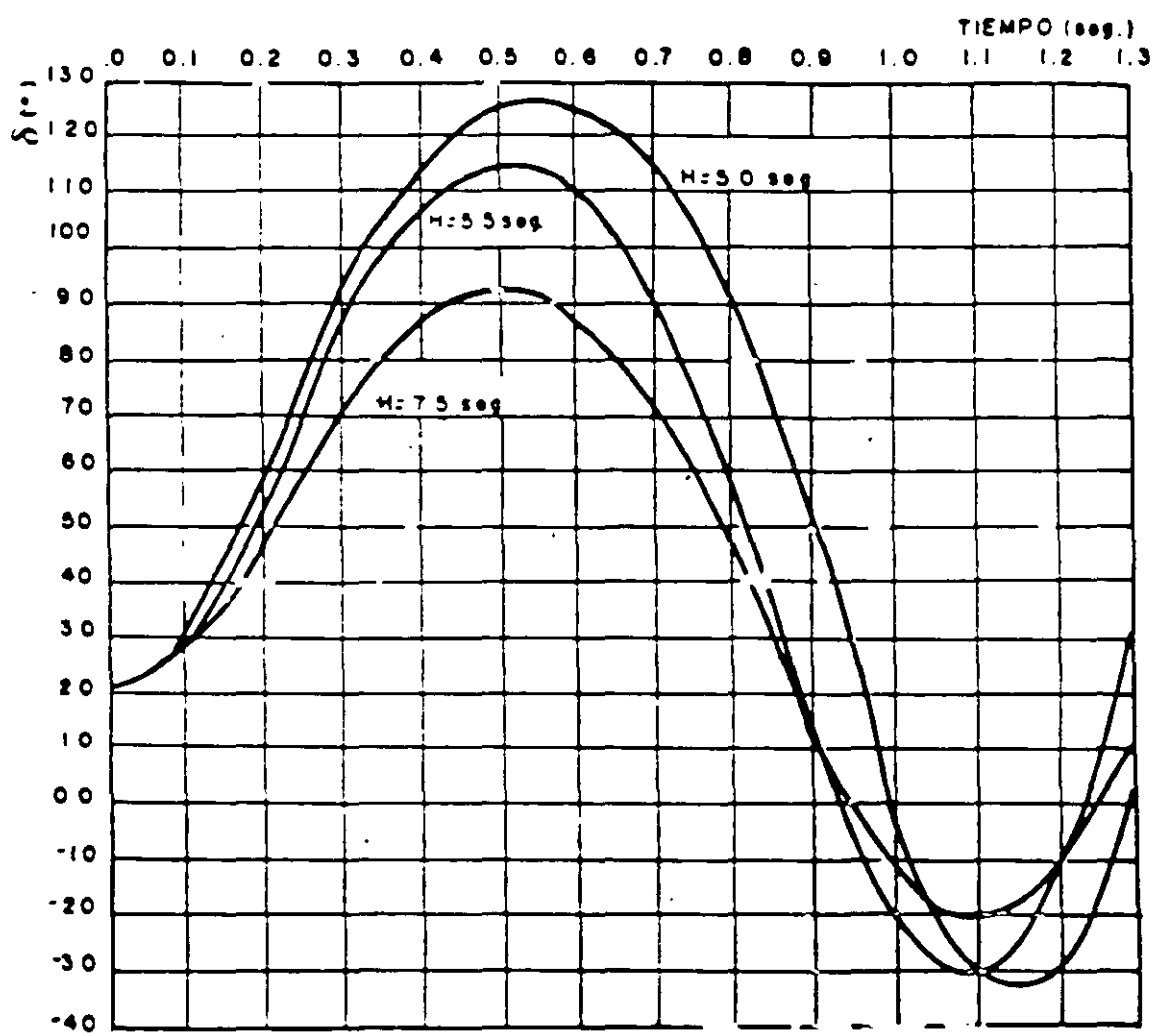
$$FRL = 0$$

$$TL = 0.24 \text{ s} = TCL$$

Falla 30

$$XF = 0$$

Figura 5.11



---

## 5. MODELADO DE SISTEMAS MULTIMAQUINA

---

Las mismas consideraciones que se hacen para un sistema formado por una máquina y un bus infinito se consideran válidas para un sistema multimáquina.

o La potencia mecánica de entrada se puede considerar constante en el estudio.

o Se desprecia el amortiguamiento y los flujos resíncronos de potencia.

o Se puede usar el modelo más sencillo de la máquina síncrona el cual asume una fuente de voltaje constante atras de la reactancia transitoria.

o El ángulo mecánico del rotor coincide con el ángulo del voltaje atras de la reactancia transitoria.

o Las cargas se modelan por medio de impedancias constantes.

El modelo clásico que se describe es válido para el estudio de estabilidad transitoria conocido como estudio de primera oscilación.

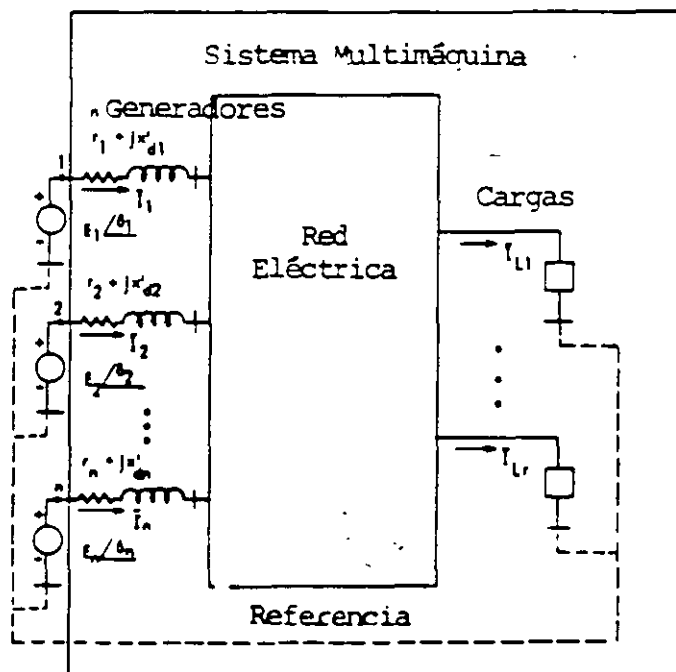
La segunda consideración describe que la característica de amortiguamiento es lineal y un par de amortiguamiento (o potencia)  $Dw$  frecuentemente se adiciona al par inercial (o a la potencia) en la ecuación de oscilación. El coeficiente de amortiguamiento  $D$  incluye varias componentes del par de amortiguamiento del tipo mecánico y eléctrico. Los valores típicos del par de amortiguamiento es de 1-7 pu. El cual representa el amortiguamiento de la Turbina, el amortiguamiento eléctrico del generador, y el efecto amortiguante de la carga.

La consideración 5 respecto a modelar la carga como una impedancia constante se hace para simplificar la representación del sistema y se usa en los estudios clásicos, pero cabe aclarar que esto no es una restricción.

La carga tiene dinámica propia que generalmente se desconoce su

comportamiento en función del voltaje y la frecuencia, que varía de una representación de Impedancia Constante a una característica de Potencia Constante modificando en forma sucesiva la respuesta del sistema y la condición de estabilidad del Sistema.

La red eléctrica asociada a un sistema de  $n$  generadores que se muestra en la figura en la cual se representa un sistema con un nodo de referencia que define el valor de los voltajes internos de los  $n$  generadores referidos como el voltaje entre la resistencia inductiva que se calcula a partir del resultado de un análisis de flujos de potencia.



La magnitud del voltaje interno se mantiene en un valor constante en los estudios clásicos de estabilidad. En esta condición el sistema eléctrico se representa por red pasiva entre los  $n$  nodos, por fuentes activas y la red se puede representar por medio de la matriz de admitancia nodal y se expresa en forma matricial.

$$I = YE$$

Recordando que la matriz de admitancia nodal se forma:

$$Y_{ii} = Y_{ii} \angle \theta_{ii} = G_{ii} + jB_{ii}$$

$$Y_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij} = \text{Valor negativo de la admitancia de transferencia entre nodos } i \text{ y } j.$$

La inyección de potencia en el nodo  $i$  queda:

$$P_{ei} = P_{mi} - \sum_j E_i \vec{E}_j \cdot \vec{I}_i^*$$

Para la potencia eléctrica se tiene:

$$P_{ei} = E_i^2 G_i + \sum_j E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad i = 1, \dots, n$$

La ecuación de oscilación se expresa como:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + D_i \omega_i = P_{mi} - [ E_i^2 G_i + \sum_j E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) ]$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_R$$

Hay que recordar que para la condición inicial la potencia eléctrica es igual a la potencia mecánica.

Las ecuaciones que describen el comportamiento dinámico es un conjunto de  $n$  ecuaciones diferenciales simultáneas de segundo orden que en forma compacta se expresan:

$$\dot{x} = f(x, x_0, t)$$

El vector  $x$  tiene una dimensión de  $(2n \times 1)$

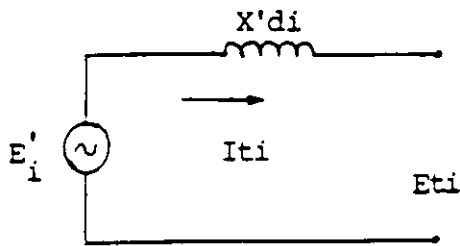
$$x^T = [ \omega_1, \delta_1, \omega_2, \delta_2, \dots, \omega_n, \delta_n ]$$

UTILIDAD DE ANALISIS DE ESTABILIDADENSISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIAETAPA PLANEACIÓN:

- a) DISEÑO DE LA RED.
- b) ESPECIFICACIÓN DE PARÁMETROS DE LOS GENERADORES:  $x'd$  ,  
 $x'q$  ,  $H$  , ETC.
- c) TIPOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN.
- d) EQUIPOS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS: VALVULEO RÁPIDO MOMEN-  
TÁNEO Y SOSTENIDO, INSERCIÓN DE CAPACITORES SERIE, FRENA-  
DO DINÁMICO, RECIERRE MONOPOLAR, ETC.
- e) COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA: COMPENSADORES ESTÁTI-  
COS DE VARS, CAPACITORES SERIE, ETC.

ETAPA OPERACIÓN:

- a) DEFINICIÓN DE LÍMITES DE GENERACIÓN-TRANSMISIÓN.
- b) IMPLANTACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS (DISP.  
AUTOMÁTICOS DE CARGA, GENERACIÓN, LÍNEA, ETC.).
- c) AJUSTES ESQUEMAS DE PROTECCIONES DE DISTANCIA.
- d) SEGREGACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE OSCILA-  
CIONES NO AMORTIGUADAS.
- e) DISEÑO DE ESQUEMAS DE CORTE DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.
- f) ANÁLISIS Y REPRODUCCIÓN DE DISTURBIOS.

EXPRESIONES MATEMÁTICAS DEL GENERADOR

SUBÍNDICE  $i$  = No. DE GENERADOR.

$$I_{ti} = \frac{P_{fi} - jQ_{ti}}{E_{ti}^*} ; \quad E'_i = E_{ti} + jX'_{di} I_{ti}$$

$$E'_i = e'_i + jf_i ; \quad \delta_i = \text{tg}^{-1} \frac{f'_i}{e'_i}$$

$$P_{ei} = \text{Re} \left[ I_{ti} E_{ti}^* \right] ;$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i(t) - 2\pi f ; \quad \frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}(t))$$

EXPRESIONES DEL MÉTODO MODIFICADO DE EULER

$$1. \quad Y_1^0 = Y_0 + \left. \frac{dy}{dt} \right|_0 \Delta T$$

$$2. \quad \text{CON } Y_1^0 \text{ EVALUAR } \left. \frac{dy}{dt} \right|_1 \text{ EN EL PUNTO FINAL DEL INTERVALO.}$$

$$3. \quad Y_1^1 = Y_0 + \left( \frac{\left. \frac{dy}{dt} \right|_0 + \left. \frac{dy}{dt} \right|_1}{2} \right) \Delta T$$



PLANTEAMIENTOS Y CUESTIONAMIENTOS SOBRE ESTUDIOS DE  
ESTABILIDAD EN SISTEMAS MULTIMAQUINA

1. SOLUCIÓN AL CONJUNTO DE ECUACIONES ALGEBRAICAS NO LINEALES PARA OBTENER LAS CONDICIONES DE LOS VOLTAJES NODALES EN LAS REDES -- ELÉCTRICAS. "CORRIDAS DE FLUJOS".
2. INFORMACIÓN DE PARÁMETROS DE LOS TURBOGENERADORES Y DE EQUIPO - ASOCIADO; REACTANCIAS TRANSITORIAS, CONSTANTES DE INERCIA, SISTEMAS DE EXCITACIÓN, SISTEMA DE GOBERNACIÓN, PARÁMETROS DE TURBINAS, ETC.
3. SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE ESTABILIDAD, RESOLVIENDO LAS ECUACIONES DIFERENCIALES QUE DEFINEN EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LOS TURBOGENERADORES Y CONTRALES (SISTEMAS DE EXCITACIÓN, GOBERNADORES, ETC.).
4. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS Y EFECTOS FACTIBLES DE PREDECIR SOBRE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.
  - A) ES ESTABLE UNA Ó UN GRUPO DE UNIDADES.
  - B) ALGUNA PIERDE SINCRONISMO.
  - C) TODAS PIERDEN SINCRONISMO.
  - D) CORTES DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.
  - E) CORTES DE CARGA POR BAJO VOLTAJE.
  - F) OSCILACIONES LENTAS EN EL SISTEMA.
  - G) ETCÉTERA.

SECUENCIA PARA SOLUCION DE LAS ECUACIONES DE OSCILACION  
EN UN SISTEMA MULTIMAQUINA

## M. EULER MODIFICADO

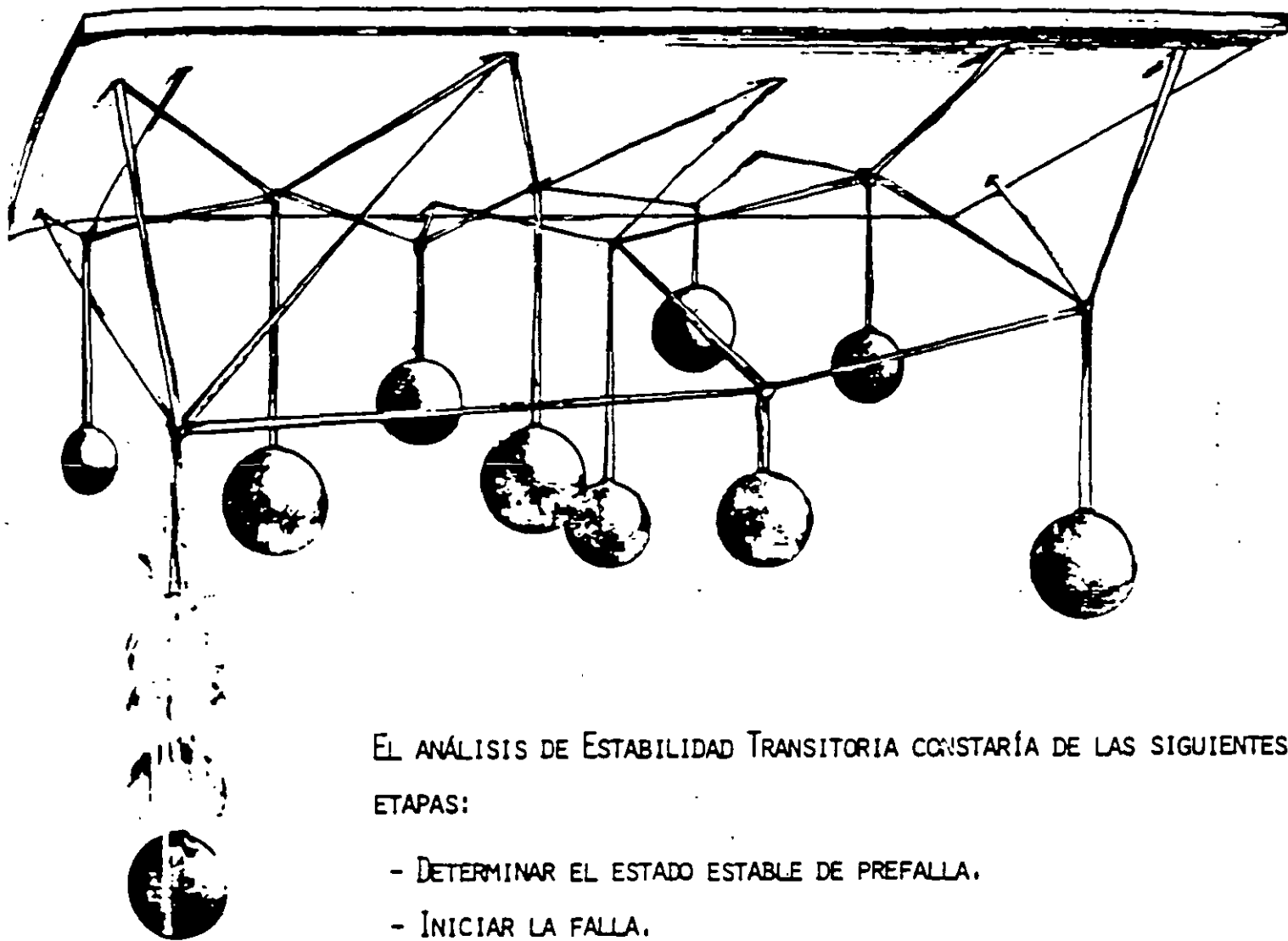
1. CONDICIONES INICIALES. CORRIDA DE FLUJOS PARA DETERMINAR:  $\delta_i(0)$ ,  $-$   
 $W_i(0)$ ,  $E'_i(0)$ ,  $I_{Ti}(0)$ ,  $E_{Ti}(0)$ ,  $P_{Ei}(0)$ .
2. DETERMINACIÓN DE  $\delta_i^0(\Delta T)$  Y  $W_i^0(\Delta T)$ .
3. CON  $\delta_i^0(\Delta T)$  CALCULAR LAS COMPONENTES DE  $E_i^0(\Delta T)$ .
- 1A. 4. CORRIDA DE FLUJOS CON  $E_i^0(\Delta T)$  PARA DETERMINAR VOLTAJES NODALES EN  $\Delta T$ :  
 $E_{Ti}^0(\Delta T)$ .
5. DETERMINAR  $I_{Ti}^0(\Delta T)$  Y  $P_{Ei}^0(\Delta T)$ .
6. CORREGIR PARA DETERMINAR LOS VALORES FINALES (EN  $\Delta T$ ) DE  $\delta_i^1(\Delta T)$ ,  
 $W_i^1(\Delta T)$ ,  $E_i^1(\Delta T)$ .
- 2A. 7. CORRER FLUJOS CON  $E_i^1(\Delta T)$  PARA ENCONTRAR VOLTAJES NODALES  $E_{Ti}^1(\Delta T)$ .
8. DETERMINAR  $I_{Ti}^1(\Delta T)$ ,  $P_{Ei}^1(\Delta T)$ .

1A. PRIMERA ESTIMACIÓN DE VARIABLES PARA EL PASO DE INTEGRACIÓN  $\Delta T$ .

2A. ESTIMACIÓN FINAL DE VARIABLES PARA EL PASO DE INTEGRACIÓN  $\Delta T$ .

ANALOGÍA MECÁNICA PARA ILUSTRAR EL PROBLEMA DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.

UN NÚMERO DE MASAS DE DIFERENTES PESOS REPRESENTAN A LOS GENERADORES. LAS BANDAS DE HULE (LIGAS) QUE FORMAN LA RED SEMEJAN A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.



EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA CONSTARÍA DE LAS SIGUIENTES ETAPAS:

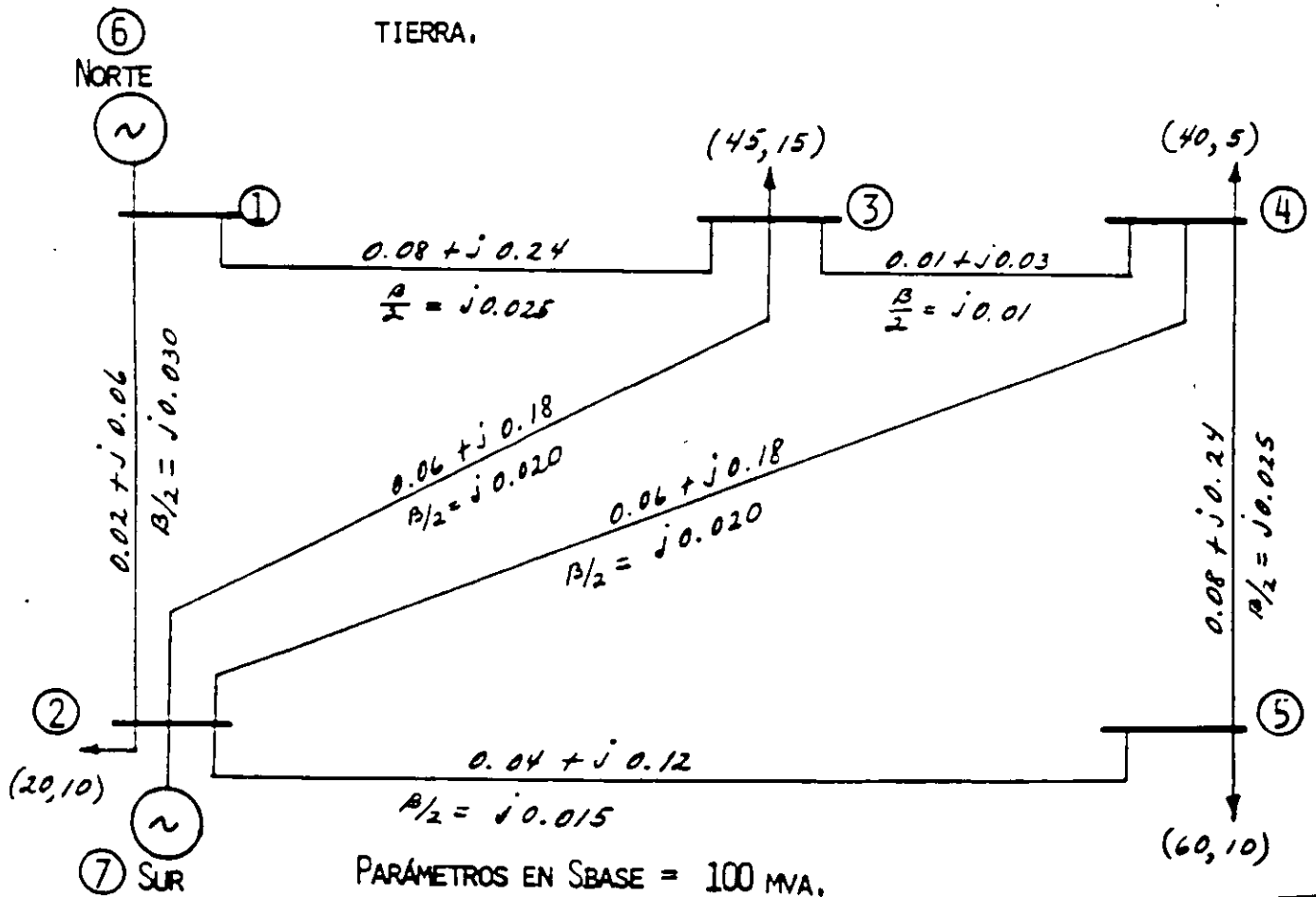
- DETERMINAR EL ESTADO ESTABLE DE PREFALLA.
- INICIAR LA FALLA.
- CALCULAR EL MOVIMIENTO TRANSITORIO DE LAS MASAS Y LAS FUERZAS RESULTANTES EN LAS LIGAS.
- SI LAS FUERZAS NO EXCEDEN LOS PUNTOS DE RUPTURA DE LAS LIGAS - EL SISTEMA SE JUZGARÍA COMO ESTABLE PARA LA FALLA QUE EN PARTICULAR SE LE APLICÓ.

EJEMPLO: ESTABILIDAD MULTIMÁQUINA.

UTILIZANDO EL MÉTODO MODIFICADO DE EULER PARA LA SOLUCIÓN DE LAS ECUACIONES DIFERENCIALES DE OSCILACIÓN, CALCULAR EL COMPORTAMIENTO DE LA VELOCIDAD  $W(t)$  Y POSICIÓN ANGULAR  $\delta(t)$  EN LAS MÁQUINAS DE LA SIGUIENTE RED, PARA UN TIEMPO  $\Delta t = 0.02$  SEG.; SI EN  $t = 0$  SEG. OCURRE UNA FALLA  $3\phi$  (TRIFÁSICA) EN LA BARRA 2 DE 0.1 SEG. DE DURACIÓN.

PREMISAS:

- A) VOLTAJE CONSTANTE DETRÁS DE LA REACTANCIA TRANSITORIA.
- B) POTENCIA MECÁNICA CONSTANTE.
- C) LAS CARGAS SON REPRESENTADAS COMO ADMITANCIAS FIJAS A TIERRA.



EN LA TABLA I SE INDICAN LOS DATOS DE LOS GENERADORES EN PU. SOBRE UNA -  
SBASE = 100 MVA.

TABLA I

GENERADOR	CONSTANTE DE INERCIA H ( SEG. )	REACTANCIA TRANSITORIA	
		EJE DIRECTO	X'D
NORTE	50.0		0.25
SUR	1.0		1.50

DESARROLLO

I. A)  $T = 0^+$

- CALCULAR CONDICIONES DE PREFALLA.

DE UNA CORRIDA DE FLUJOS ANTES DE LA OCURRENCIA DE LA FALLA SE OB  
TUVIERON LOS VOLTAJES NODALES Y GENERACIONES QUE SE MUESTRAN EN -  
LA TABLA II.

TABLA II

VOLTAJES NODALES DE PREFALLA

BARRA	VOLTAJE PU.	GENERACION		CARGAS	
		MW	MVAR	MW	MVAR
1	1.060 + j0.0	129.56	-7.48	0.0	0.0
2	1.0462 - j0.05128	40.0	30.0	20.0	10.0
3	1.02032 - j0.0892	0.0	0.0	45.0	15.0
4	1.01917 - j0.09506	0.0	0.0	40.0	5.0
5	1.01209 - j0.10906	0.0	0.0	60.0	10.0

- CALCULAR LOS VOLTAJES ATRÁS DE LAS REACTANCIAS TRANSITORIAS:

PARA EL GENERADOR NORTE SE DESIGNARÁ COMO  $E'_6$

PARA EL GENERADOR SUR SE DESIGNARÁ COMO  $E'_7$

$$E'_i = E_{ti} + j X'_{di} I_{ti} \quad I_{ti} = \frac{P_{ti} - jQ_{ti}}{E^*_{ti}}$$

GEN. NORTE

$$E'_6 = 1.06 + j0.0 + j0.25 \left( \frac{1.29565 + j0.07480}{1.06 - j0.0} \right)$$

$$E'_6 = 1.04236 + j0.30558 = 1.08623 \quad | 16.34^\circ$$

$$\delta_6 = 16.34^\circ \quad \delta \quad 0.28517 \text{ rad.}$$

$$P_{m6} = 1.29565 \quad \text{pu} = P_{e6}$$

GEN. SUR

$$E'_7 = 1.0462 - j0.05128 + j1.5 \left( \frac{0.4 - j0.3}{1.0462 + j0.05128} \right)$$

$$E'_7 = 1.50335 + j0.49981 = 1.58426 \quad | 18.39^\circ$$

$$\delta_7 = 18.39^\circ \quad \delta \quad 0.32097 \text{ rad.}$$

$$P_{m7} = 0.4 \text{ pu.} = P_{e7}$$

B)  $t = 0^+$

EN EL INSTANTE DE OCURRIR LA FALLA Y DURANTE LA MISMA, EL VOLTAJE EN LA BARRA 2 ES IGUAL A CERO.

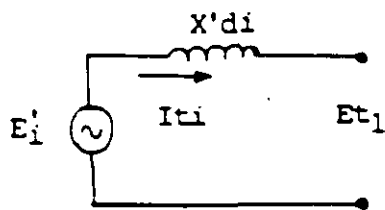
MANTENIENDO LOS VOLTAJES DETRÁS DE LAS REACTANCIAS TRANSITORIAS Y DE LA BARRA 2 FIJOS, SE EFECTÚA UNA CORRIDA DE FLUJOS PARA ENCON-

TRAR LOS VOLTAJES NODALES DE FALLA. EN LA TABLA III SE MUESTRAN LOS VOLTAJES RESULTANTES DE LA CORRIDA DE FLUJOS.

TABLA III  
VOLTAJES EN EL INSTANTE DE LA FALLA

BARRA	VOLTAJES NODALES
1	0.19234 + j0.00330
2	0.0 + j0.0
3	0.04707 - j0.00096
4	0.03758 - j0.00118
5	0.01226 - j0.00093
6	1.04236 + j0.30558
7	1.50335 + j0.49981

CORRIENTES EN LOS GENERADORES CON LA FALLA



$$I'_{ti} = \frac{E'_i - E_{t1}}{X'di}$$

GEN. NORTE      $I_6 = \frac{1.04236 + j0.30558 - 0.19234 - j0.0033}{j0.25}$

$$I_6 = 1.20912 - j3.4008 \text{ pu}$$

GEN. SUR  $I_7 = \frac{1.50335 + j0.49981 - 0.0 - j0.0}{j1.5}$

$I_7 = 0.33321 - j1.00223 \text{ pu.}$

POTENCIA ELÉCTRICA DE LOS GENERADORES EN EL MOMENTO DE LA FALLA.

$P_{e6} = \text{Re} [I_6 E_6'^*] = \text{Re} [(1.20912 - j3.4008) (1.04236 - j0.30558)]$

$P_{e6} = 0.22134 \text{ pu}$

$P_{e7} = \text{Re} [I_7 E_7'^*] = \text{Re} [(0.33321 - j1.00223) (1.50335 - j0.49981)]$

$P_{e7} = 0.0 \text{ pu}$

II. A)  $T = 0.02 \text{ SEG} = \Delta T$

DETERMINAR  $W(T)$  Y  $\delta(T)$  PARA LOS GENERADORES.

1RA. ESTIMACIÓN

$w_i^o(\Delta T) = w_i'(0) + \left. \frac{dw_i}{dt} \right|_{(0)} \Delta T$

$\frac{dw_i}{dt} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}(t)) ; \frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i(t) - 2\pi f$

GEN. NORTE  $\left. \frac{dw_6}{dt} \right|_{(0)} = \frac{(3.1416)(60)}{50} (1.29565 - 0.22134) = 4.05006$

$w_6^o(0.02) = 2(3.1416)(60) + 4.05006(0.02)$

$w_6^o(0.02) = 377.073$

$\left. \frac{d\delta_6}{dt} \right|_{(0)} = 2\pi f - 2\pi f = 0$



$$\delta_6(0.02) = 0.28517 + 0(0.02)$$

$$\delta_6(0.02) = 0.28517 \text{ rad.}$$

$$\text{GEN. SUR} \quad \left. \frac{dw_7}{dt} \right|_{(0)} = \frac{(3.1416)(60)}{1.0} (0.4000 - 0.0) = 75.398$$

$$w_7^{\circ}(0.02) = 2(3.1416)(60) + 75.398(0.02)$$

$$w_7^{\circ}(0.02) = 378.499$$

$$\left. \frac{d\delta_7}{dt} \right|_{(0)} = 2\pi f - 2\pi f = 0$$

$$\delta_7^{\circ}(0.02) = 0.32097 + 0(0.02)$$

$$\delta_7^{\circ}(0.02) = 0.32097 \text{ rad.}$$

- B) CON ESTOS ÁNGULOS DE LOS ROTORES DE LOS GENERADORES, QUE SON LOS ÁNGULOS DE FASE DE LOS VOLTAJES DETRÁS DE LAS REACTANCIAS TRANSITORIAS, Y DADO QUE LA MAGNITUD DE ESTOS VOLTAJES ES CONSTANTE, SE CALCULAN LAS COMPONENTES REAL E IMAGINARIA DE LOS VOLTAJES DETRÁS DE LAS REACTANCIAS TRANSITORIAS. EFECTUANDO ASIMISMO, UNA NUEVA CORRIDA DE FLUJOS PARA DETERMINAR LOS VOLTAJES NODALES.

DADO QUE LOS VOLTAJES INTERNOS DE LOS GENERADORES NO HAN SUFRIDO CAMBIO EN SUS ÁNGULOS DE FASE, LA SOLUCION DE LA CORRIDA DE FLUJOS ARROJARÁ — LOS MISMOS VOLTAJES NODALES, CORRIENTES Y POTENCIAS ELÉCTRICAS EN LAS —

UNIDADES QUE LOS OBTENIDOS EN EL INSTANTE DE LA OCURRENCIA DE LA FALLA  
( $T_0^+$ ).

LOS VALORES AL FINAL DEL INTERVALO  $\Delta T = 0.02$  SEG. DE VELOCIDAD Y APERTU  
RA ANGULAR DE LOS ROTORES SERÁN:-

$$\text{GEN. NORTE } P_{E6}(T) = P_{E6}^{\circ}(0.02) = 0.22134 \text{ PU.}$$

$$W_6(T) = W_6'(0) = 376.992$$

$$\delta_6(T) = \delta_6'(0) = 0.28517$$

$$\left. \frac{dW_6}{dt} \right|_{(0)} = 4.05006$$

$$\left. \frac{d\delta_6}{dt} \right|_{(0)} = 0$$

$$W_6'(0.02) = W_6'(0) + \left( \frac{\left. \frac{dW_6}{dt} \right|_{(0)} + \left. \frac{dW_6}{dt} \right|_{(0.02)}}{2} \right) 0.02$$

$$\left. \frac{dW_6}{dt} \right|_{(0.02)} = \frac{\pi E}{H_6} (P_{M6} - P_{E6}^{\circ}(0.02))$$

$$\left. \frac{dW_6}{dt} \right|_{(0.02)} = \frac{(3.1416)(60)}{50} (1.29565 - 0.22134)$$

$$\left. \frac{dW_6}{dt} \right|_{(0.02)} = 4.05006$$

$$W'_6(0.02) = 376.992 + \left( \frac{4.05006 + 4.05006}{2} \right) 0.02$$

$$\underline{W'_6(0.02) = 377.073}$$

$$\delta'_6(0.02) = \delta'_6(0) + \left( \frac{\frac{d\delta_6}{dt} \Big|_0 + \frac{d\delta_6}{dt} \Big|_{(0.02)}}{2} \right) 0.02$$

$$\frac{d\delta_6}{dt} \Big|_{(0.02)} = W'_6(0.02) - 2\pi F = 377.073 - 376.992$$

$$\frac{d\delta_6}{dt} \Big|_{(0.02)} = 0.08100$$

$$\delta'_6(0.02) = 0.28517 + \left( \frac{0 + 0.081}{2} \right) 0.02$$

$$\delta'_6(0.02) = 0.28598 \text{ RAD.} = 16.3854^\circ$$

GEN. SUR  $PE_7(T) = PE_7^0(0.02) = 0.22134$

$$W_7(T) = W'_7(0) = 376.992$$

$$\delta_7(T) = \delta'_7(0) = 0.32097$$

$$\frac{dW_7}{dt} \Big|_0 = 75.3984$$

$$\frac{d\delta_7}{dt} \Big|_0 = 0.0$$

$$W_7'(0.02) = W_7'(0) + \left( \frac{\frac{dW_7}{dt} \Big|_{(0)} + \frac{dW_7}{dt} \Big|_{(0.02)}}{2} \right) 0.02$$

$$\frac{dW_7}{dt} \Big|_{(0.02)} = \frac{\pi F}{H_7} (P_{M7} - P_{E7}(0.02))$$

$$\frac{dW_7}{dt} \Big|_{(0.02)} = \frac{(3,1416)(60)}{1} (0.400 - 0.0) = 75,398$$

$$W_7'(0.02) = 376,992 + \left( \frac{75,398 + 75,398}{2} \right) 0.02 = 378,4997$$

$$\delta_7'(0.02) = \delta_7'(0) + \left( \frac{\frac{d\delta_7}{dt} \Big|_{(0)} + \frac{d\delta_7}{dt} \Big|_{(0.02)}}{2} \right) 0.02$$

$$\frac{d\delta_7}{dt} \Big|_{(0.02)} = W_7'(0.02) - 2\pi F = 378,4997 - 376,992$$

$$\frac{d\delta_7}{dt} \Big|_{(0.02)} = 1,50797$$

$$\delta_7'(0.02) = 0,32097 + \left( \frac{0 + 1,50797}{2} \right) 0.02$$

$$\delta_7'(0.02) = 0,33605 \text{ RAD.} = 19,2592^\circ$$

LOS VOLTAJES INTERNOS DE LOS GENERADORES QUEDAN:

$$E_6' = 1,08623 \quad | \underline{16,3854^\circ}$$

$$E_7' = 1,58426 \quad | \underline{19,2542^\circ}$$

CON LOS NUEVOS ÁNGULOS DE LOS VOLTAJES  $E'_6$  Y  $E'_7$  Y CON EL VOLTAJE DE LA BARRA 2 IGUAL A CERO SE EFECTÚA UNA CORRIDA DE FLUJOS PARA OBTENER LOS -- NUEVOS VOLTAJES NODALES. EN LA TABLA IV SE INDICAN, ASÍ COMO LOS VOLTAJES INTERNOS DE LOS GENERADORES  $E'_6$  Y  $E'_7$ .

TABLA IV

VOLTAJES EN  $\Delta T = 0.02$  SEGUNDOS

BARRA	VOLTAJES	PU
1	0.19258	+ j0.00353
2	0.0	+ j0.0
3	0.04815	- j0.00114
4	0.03845	- j0.00133
5	0.01249	- j0.00097
6	1.042113	+ j0.30642
7	1.49564	+ j0.52242

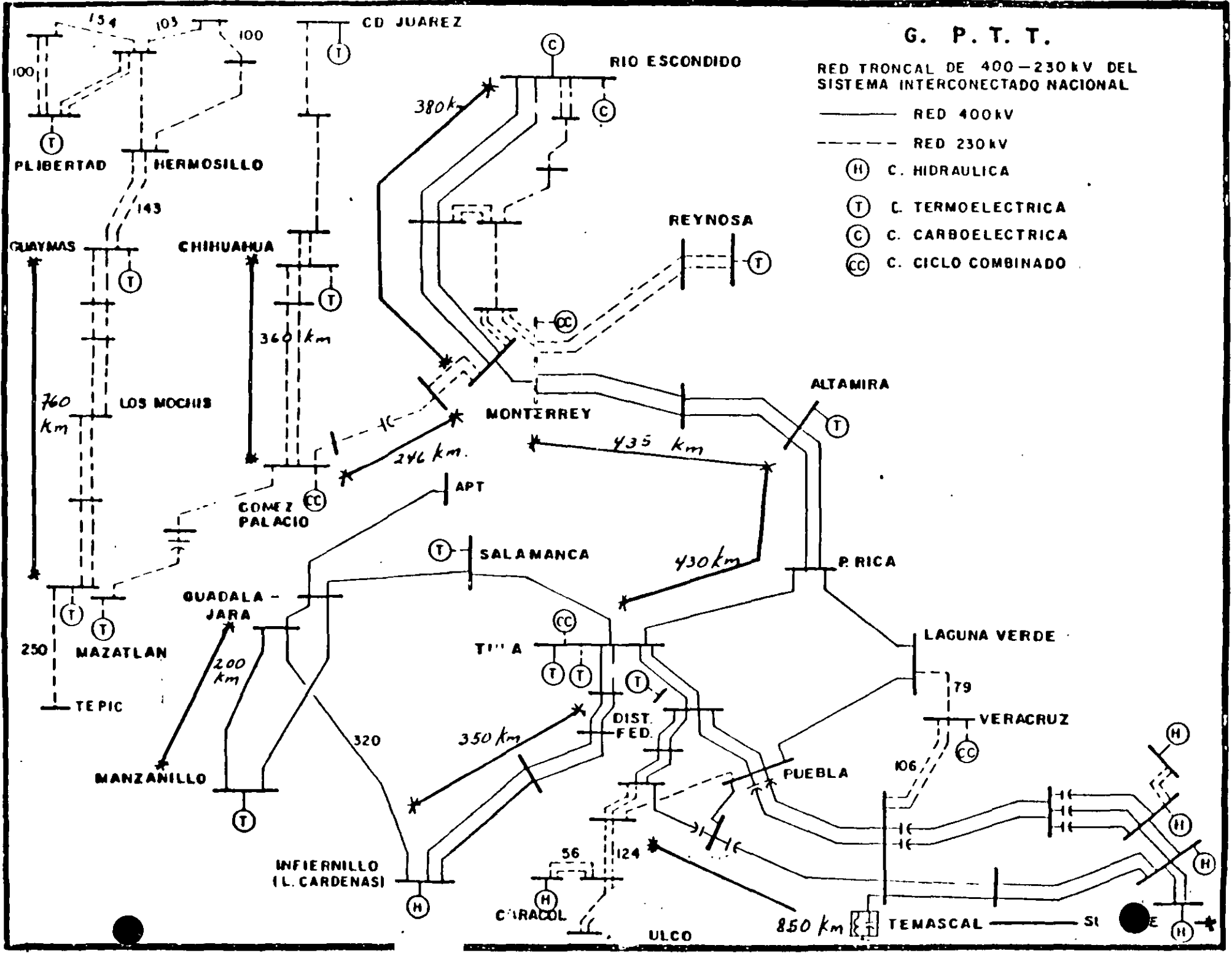
CON LOS VOLTAJES DE TABLA IV SE CALCULAN LAS POTENCIAS ELÉCTRICAS, ÉSTAS SE MUESTRAN EN LA TABLA V.

TABLA V

POTENCIAS ELÉCTRICAS EN  $\Delta T = 0.02$  SEGUNDOS

GENERADOR	POTENCIAS ELÉCTRICAS
NORTE (6)	0.22132
SUR (7)	0.0

CON ESTO SE COMPLETAN LOS CÁLCULOS PARA  $T + \Delta T = 0.02$  SEGUNDOS. PARA EL SIGUIENTE PASO DE INTEGRACIÓN  $T + \Delta T = 0.02 + 0.02 = 0.04$  SEGUNDOS SE REPITE EL PROCESO EFECTUADO PARA EL PRIMER PASO DE INTEGRACIÓN.



### G. P. T. T.

RED TRONCAL DE 400-230 kV DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

— RED 400 kV

- - - RED 230 kV

(H) C. HIDRAULICA

(T) C. TERMoeLECTRICA

(C) C. CARBOELECTRICA

(CC) C. CICLO COMBINADO

CD JUAREZ

RIO ESCONDIDO

REYNOSA

ALTAMIRA

MONTERREY

P. RICA

LAGUNA VERDE

VERACRUZ

PUEBLA

ULCO

TEMASCAL

INFIERNILLO (L. CARDENAS)

MANZANILLO

GUADALAJARA

SALAMANCA

TIA

DIST. FED.

COMEZ PALACIO

CHIHUAHUA

LOS MOCHIS

GUAYMAS

PLIBERTAD

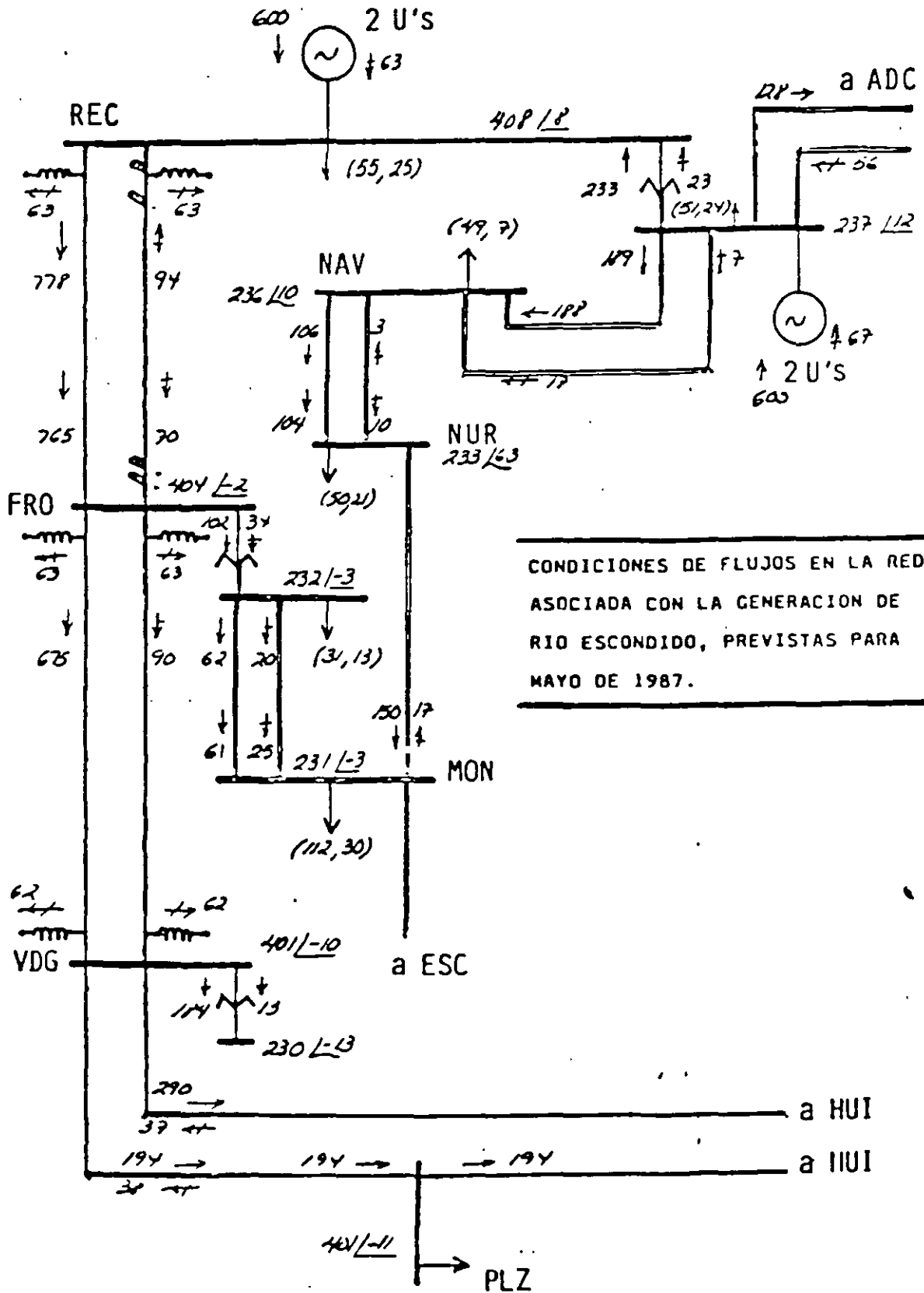
HERMOSILLO

MAZATLAN

TEPEC

CHIRACOL

SI

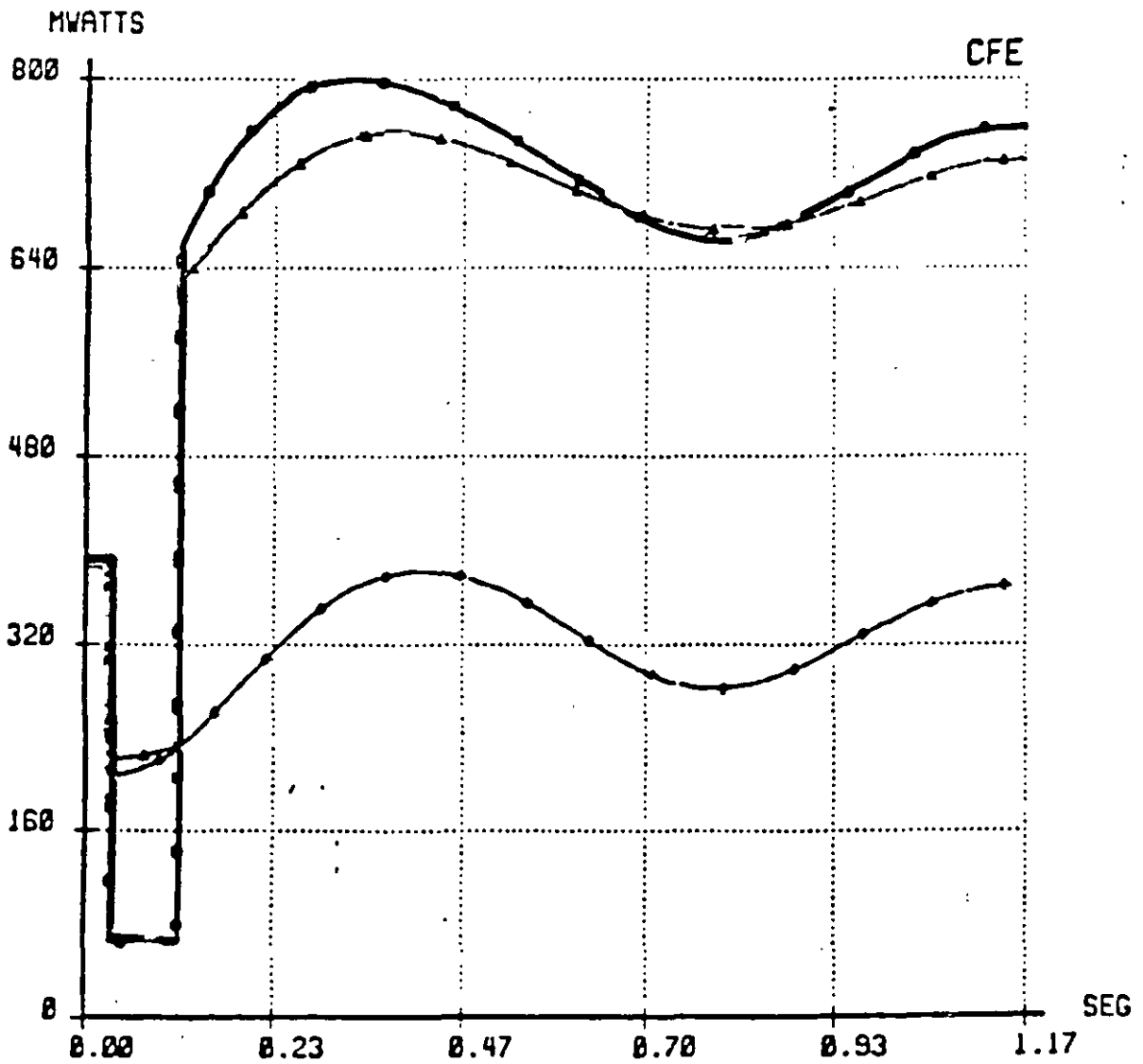


CONDICIONES DE FLUJOS EN LA RED ASOCIADA CON LA GENERACION DE RIO ESCONDIDO, PREVISTAS PARA MAYO DE 1987.



• RED DEL SISTEMA INTERCONECTADO PARA 1987 EN DEMANDA MAXIMA. •  
 • 1:FALLA 2F. 2:FALLA 3F (EN LT REC-FRO). 3:DISPARO DEL AT DE REC. •  
 .....

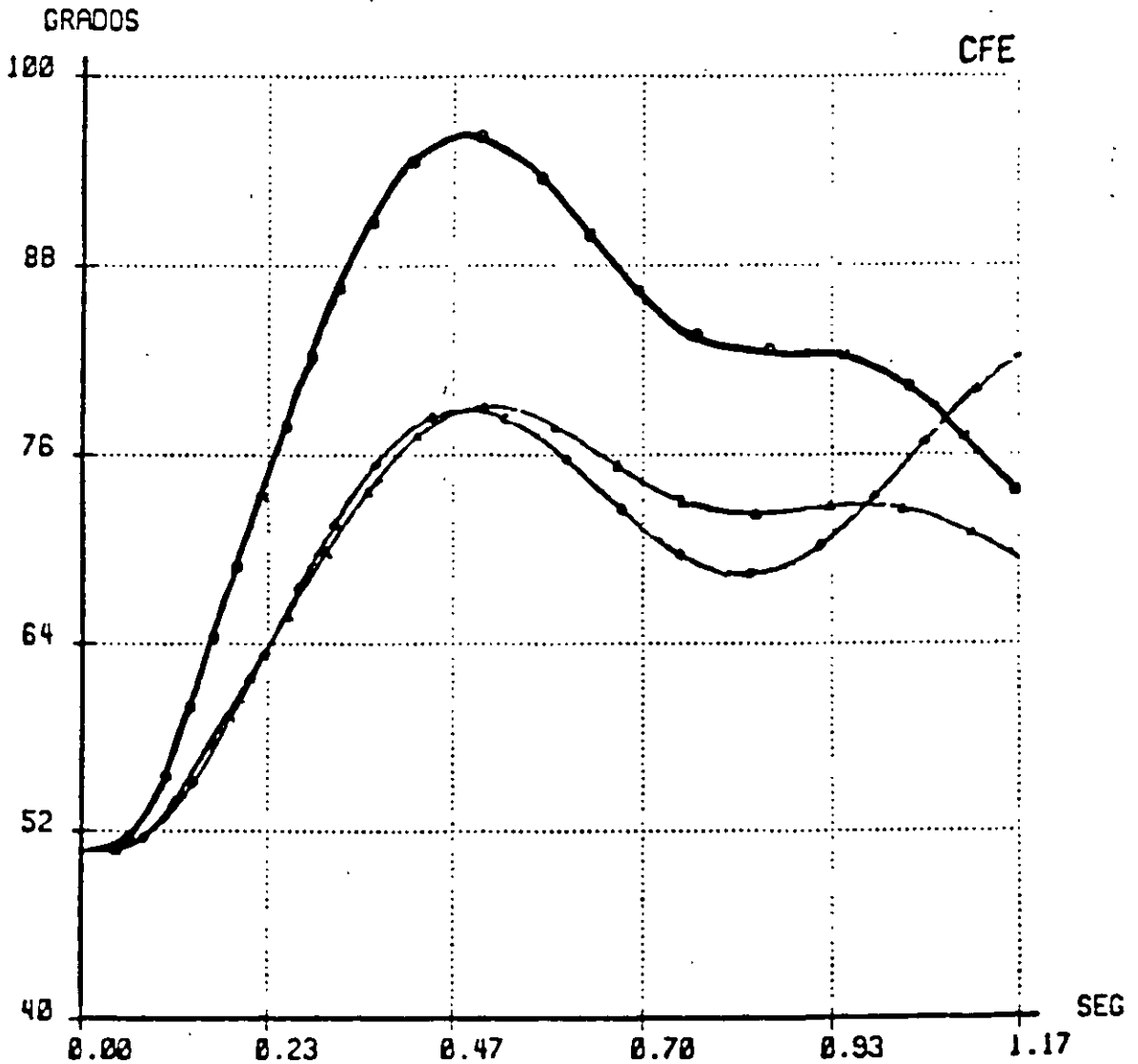
—●— REC-400 -> REC-FRO FALLA 2 Ø  
 —●— REC-C2 -> FRO-C2 FALLA 3 Ø  
 —●— NUR-230 -> MON-230 APERTURA AT de REC



• RED DEL SISTEMA INTERCONECTADO PARA 1987 EN DEMANDA MAXIMA. •  
 • 1:FALLA 2F. 2:FALLA 3F (EN LT REC-FRO). 3:DISPARO DEL AT DE REC. •  
 .....

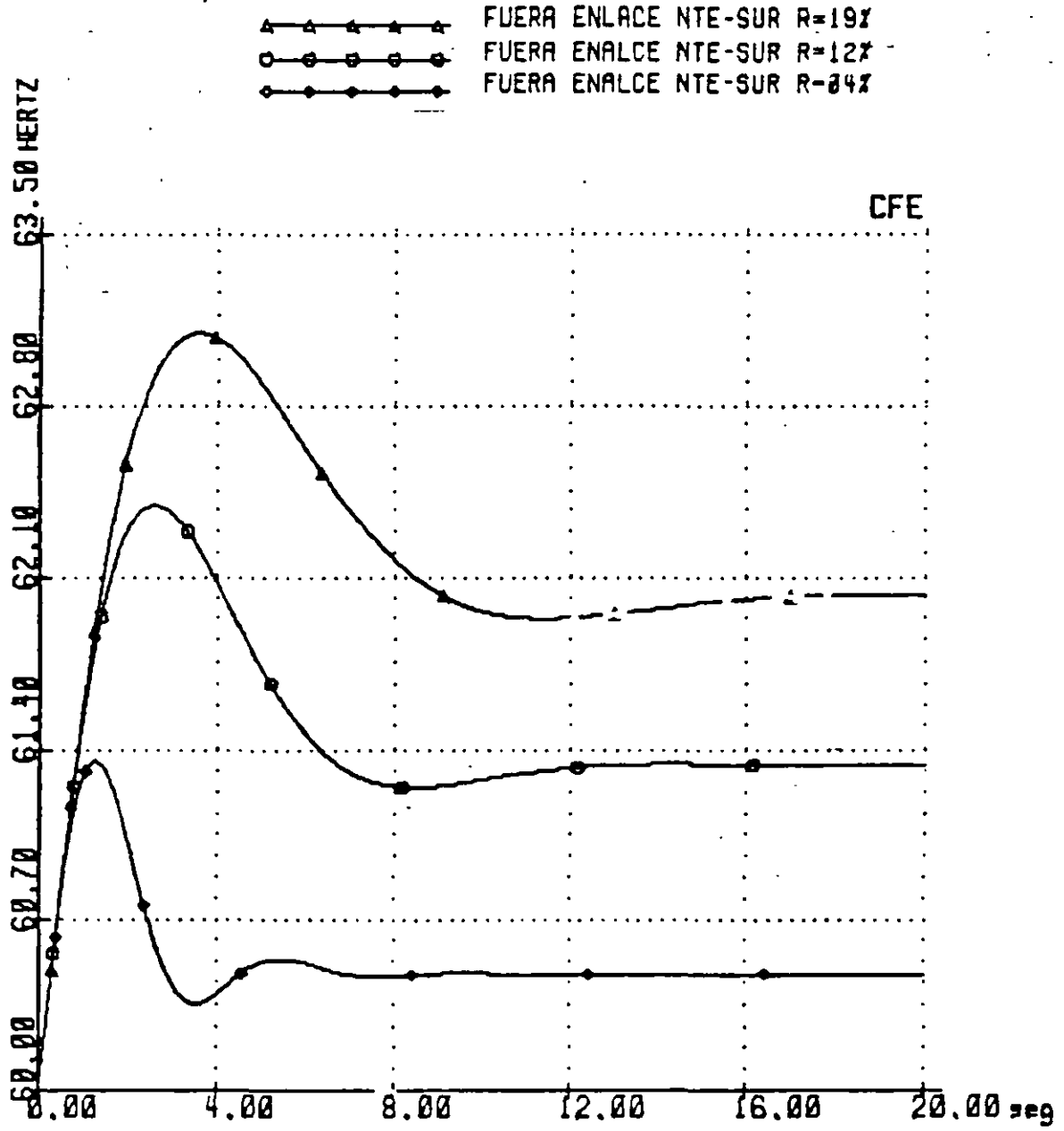
MAQUINA DE REFERENCIA TUL-U4

—●—●—●—●—●—	REC-U1	FALLA 2 0
—●—●—●—●—●—	CAS02	FALLA 3 0
—●—●—●—●—●—	CAS03	APERTURA AT de REC



13/15

SIMULACION DE LA SEPARACION DEL NYN Y SIS EL 861020 - 11:47 HRS  
EXCEDENTE EN NYN 720 MW; DEFICIT SIS 880 MW.



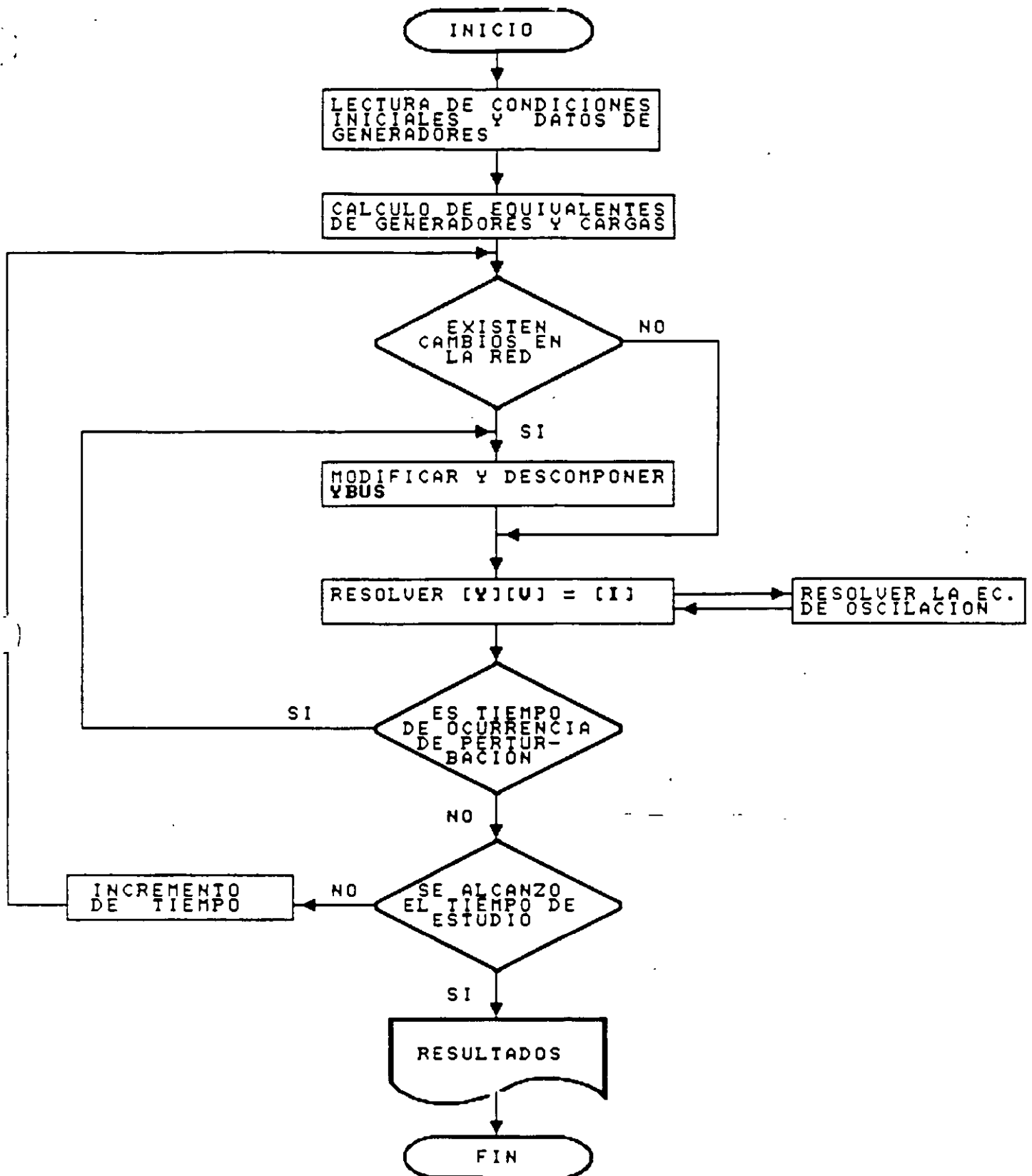


DIAGRAMA DE BLOQUES PARA LA SOLUCION DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMAQUINAS

## ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMAQUINAS.

### DESCRIPCION DEL DIAGRAMA DE BLOQUES.

Lectura de condiciones iniciales y datos de generadores. Del programa de flujos de potencia se extrae la información topológica y nodal necesaria para estudios de estabilidad transitoria. Se graban datos de líneas, Ybus, potencias nodales y de carga así como también voltajes nodales. Como información adicional para los generadores se dan los valores de reactancias, constantes de inercia y los tipos de máquina (polos lisos o polos salientes).

Cálculo de equivalentes de generadores y cargas. De acuerdo al tipo de máquina y al tipo de carga se obtienen sus equivalentes.

Cambios en la red. Cuando existen cambios en la red debidos a una perturbación, es necesario modificar la matriz Ybus, modificar de ser necesario las inyecciones de corriente nodal y resolver para voltajes nodales.

Solución de la ecuación de oscilación. Una vez resuelta para [V] la ecuación  $[Y][V]=[I]$  se encuentran  $\delta$  y  $\omega$  para ese tiempo utilizando las ecuaciones respectivas de acuerdo al método de solución seleccionado, ajustandose al mismo tiempo el valor de  $\delta$  con soluciones iterativas de la ecuación  $[Y][V]=[I]$ .

Simulación de la perturbación. Algunos de los tipos de perturbación que es conveniente tener implementados en los programas de explotación son:

- Fallas paralelo
- Fallas serie
- Salida de línea o transformador
- Salida de generador
- Operación de relevadores
- Reclerres

## ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMAQUINAS.

### MODIFICACION DE [Y] DE ACUERDO AL TIPO DE FALLA.

a) Falla  $3\phi$ . Los elementos del renglón  $k$  se hacen cero, a excepción de la diagonal principal, el cual toma el valor de  $1.0 \angle 0^\circ$  y la inyección de corriente nodal en caso de existir también se hace cero.

b) Falla  $\phi - T$ . Se modifica únicamente el elemento  $Y_{kk}$

$$Y_{kk_n} = Y_{kk_a} + \frac{1}{Z_{-k} + Z_{0k}}$$

c) Falla  $\phi\phi - T$ . En el elemento  $Y_{kk}$

$$Y_{kk_n} = Y_{kk_a} + \frac{\begin{pmatrix} Z_{-k} \\ Z_{0k} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Z_{0k} \\ Z_{-k} \end{pmatrix}}{Z_{-k} + Z_{0k}}$$

d) Falla  $\phi - \phi$ . En el elemento  $Y_{kk}$

$$Y_{kk_n} = Y_{kk_a} + \frac{1}{Z_{-k}}$$

e)  $\phi$  abierta entre los nodos  $k$  y  $l$ . Se modifica  $Y_{kk}$ ,  $Y_{ll}$ ,  $Y_{kl}$  y  $Y_{lk}$  intercalando en serie la suma del paralelo de las impedancias equivalentes de secuencia positiva y secuencia cero en el nodo donde se simula la apertura.

f)  $\phi\phi$  abiertas entre los nodos  $k$  y  $l$ . Se modifica  $Y_{kk}$ ,  $Y_{ll}$ ,  $Y_{kl}$  y  $Y_{lk}$ . Se conecta en serie en el punto de apertura la suma de las impedancias equivalentes de secuencia positiva y secuencia cero.

## ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMAQUINAS.

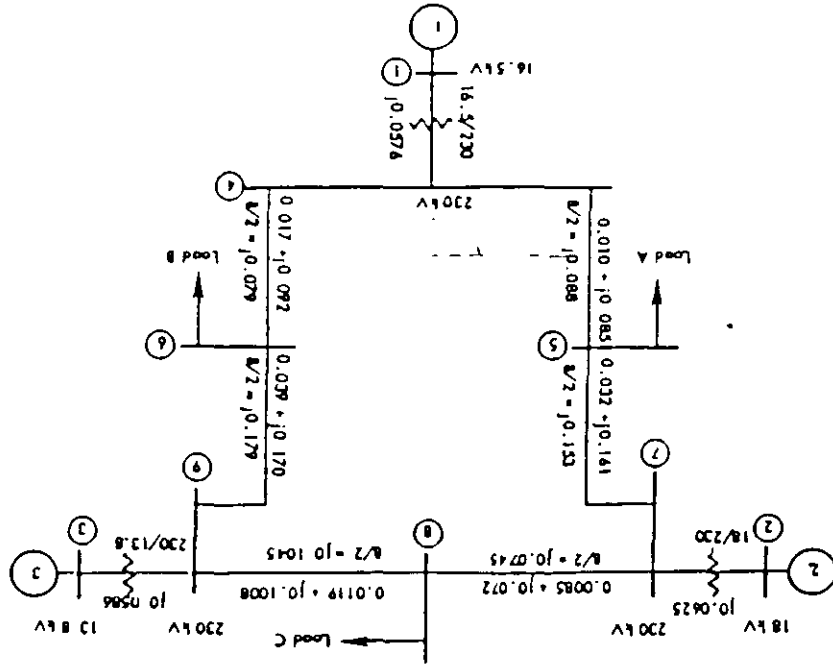
### MODIFICACION DE [Y] CON OTRAS PERTURBACIONES.

- g) Salida de línea ó transformador. Es clara la afectación en los elementos mutuos y propios de los nodos en cuestión.
- h) Salida de generador. Se hace cero la inyección de corriente en el nodo correspondiente, y se elimina la admitancia propia de acuerdo al modelo utilizado.
- i) Modificación en la carga. Se modifica el elemento propio de acuerdo al modelo considerado.

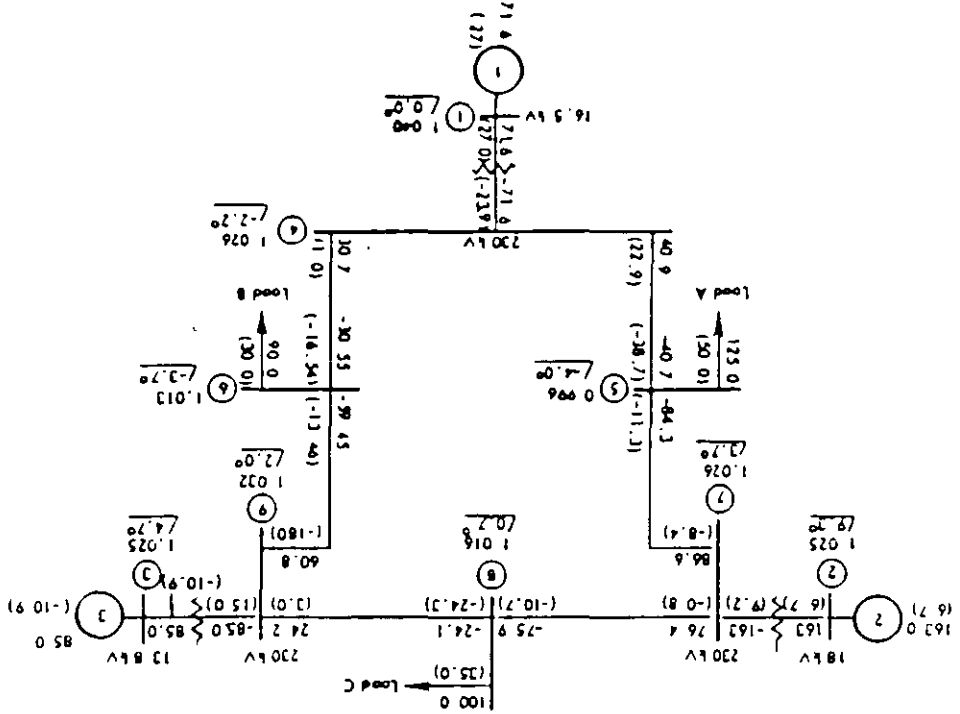
Nota:

- $Y_{kk_n}$        $Y_{kk_a}$       - Admitancias propia en el nodo  $k$ , nueva y anterior respectivamente.
- $Z_{-o_k}$       - Impedancia de secuencia negativa equivalente en el nodo  $k$ .
- $Z_{o_k}$       - Impedancia de secuencia cero equivalente en el nodo  $k$ .

Chapter 2



Nine-bus system impedance diagram: all impedances are in pu on a 100-MVA base



Nine bus system load flow diagram showing pre-fault conditions, all flows are in MW and MVAR



Table 2.1. Generator Data

Generator	1	2	3
Rated MVA	247.5	192.0	128.0
kV	16.5	18.0	13.8
Power factor	1.0	0.85	0.85
Type	hydro	steam	steam
Speed	180 r/min	3600 r/min	3600 r/min
$x_d$	0.1460	0.8958	1.3125
$x_d'$	0.0608	0.1198	0.1813
$x_q$	0.0969	0.8615	1.2578
$x_q'$	0.0969	0.1969	0.25
$x_l$ (leakage)	0.0336	0.0521	0.0742
$r_{a0}$	8.96	6.00	5.89
$r_{e0}$	0	0.535	0.600
Stored energy at rated speed	2164 MW·s	640 MW·s	301 MW·s

Note: Reactance values are in pu on a 100 MVA base. All time constants are in s. (Several quantities are tabulated that are as yet undefined in this book. These quantities are derived and justified in Chapter 4 but are given here to provide complete data for the sample system.)

\*\*\*\*\* SISTEMA DE PRUEBA 9 NODOS ANDERSON \*\*\*\*\*

\*\*\*\*\* JLHG 071091 \*\*\*\*\*

OMH

FIN

GEN1	00.00	00.00	11	0
V2	00.00	00.00	11	0
GEN3	00.00	00.00	11	0
CUATRO	00.00	00.00	11	0
CINCO	125.00	50.00	11	0
SEIS	90.00	30.00	11	0
SIETE	00.00	00.00	11	0
OCHO	100.00	35.00	11	0
NUEVE	00.00	00.00	11	0

FIN

GEN1	CUATRO	300.00	100.00	-100.00	1.04000
GEN2	SIETE	163.00	50.00	-50.00	1.02500
GEN3	NUEVE	85.00	50.00	-50.00	1.02500

FIN

CUATRO	GEN1	0.00000	0.05760	0.00000	1.00000
SIETE	GEN2	0.00000	0.06250	0.00000	1.00000
NUEVE	GEN3	0.00000	0.05860	0.00000	1.00000
CUATRO	CINCO	0.01000	0.08500	0.08800	
CUATRO	SEIS	0.01700	0.09200	0.07900	
CINCO	SIETE	0.03200	0.16100	0.15300	
SEIS	NUEVE	0.03900	0.17000	0.17900	
SIETE	OCHO	0.00850	0.07200	0.07450	
OCHO	NUEVE	0.01190	0.10080	0.10450	

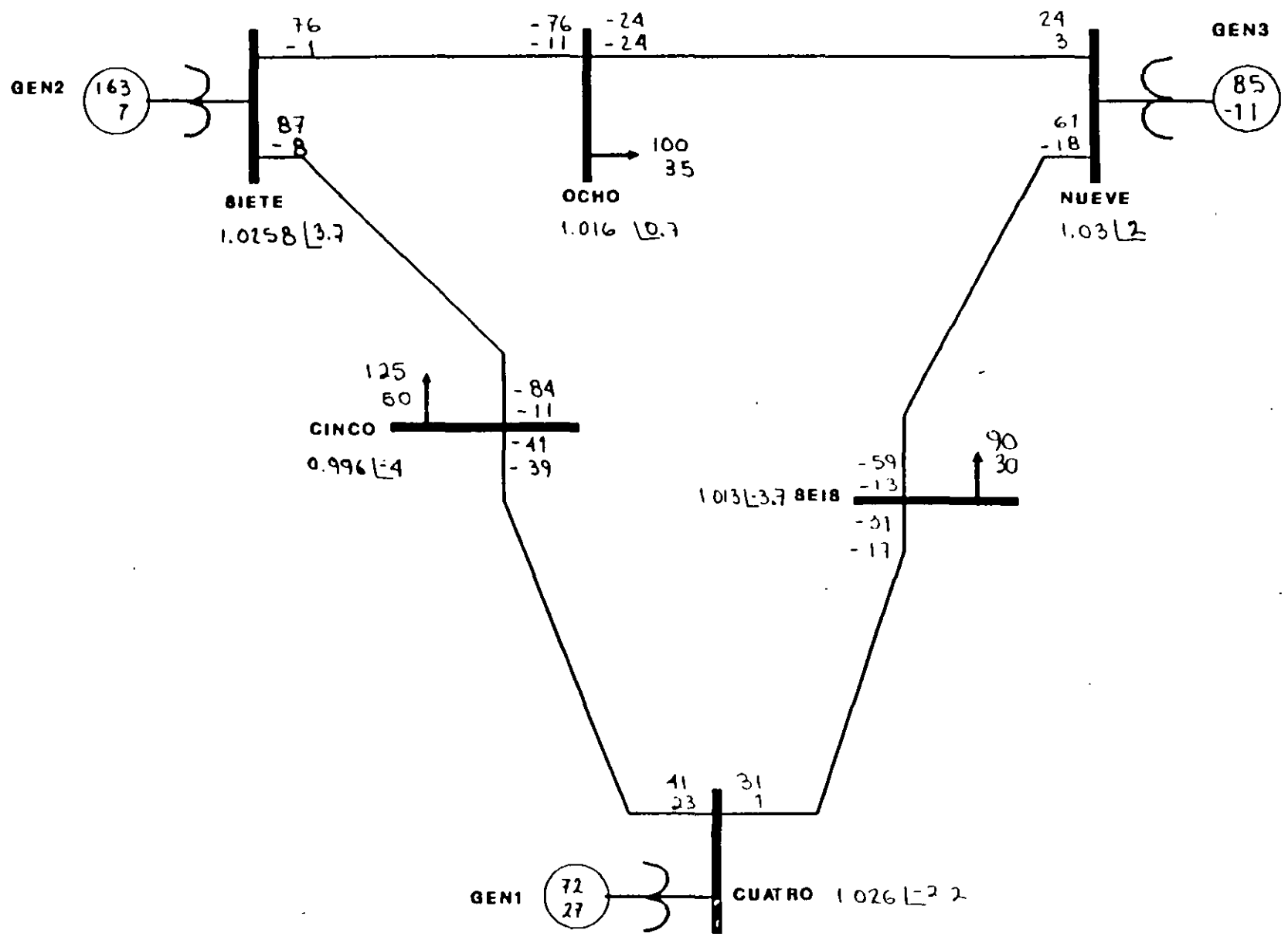
FIN

FIN

20:49:03 0.306 0.115

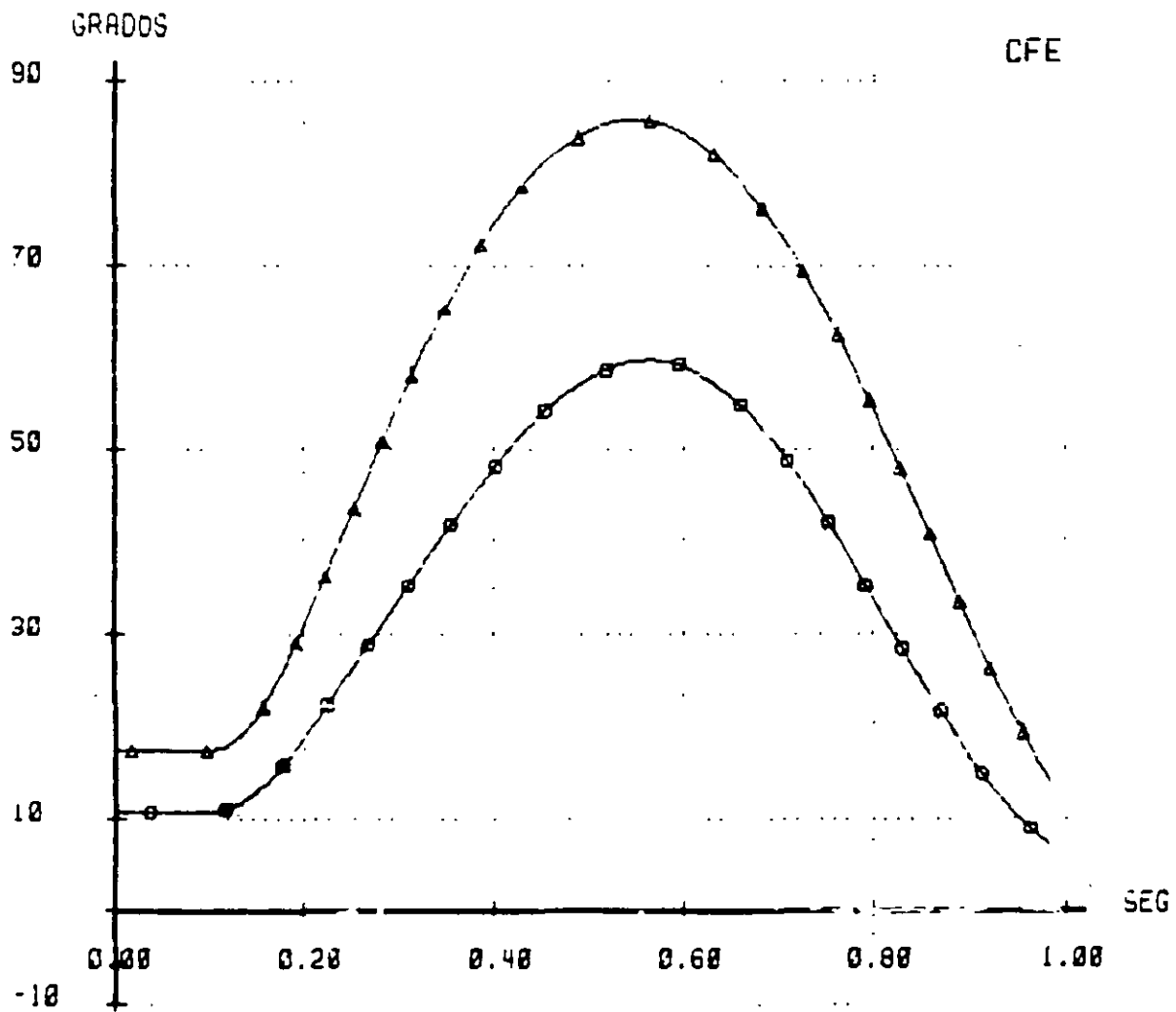
\*\*\*\*\* SISTEMA DE PRUEBA 9 NODOS ANDERSON \*\*\*\*\*  
 \*\*\*\*\* JLHG 071091 \*\*\*\*\*

DE	1 GEN1	MW	MVAR	MVA	TAP	1.04000	0.00	1
GENERADOR		71.7	27.1R	76.6				
A	4 CUATRO	71.7	27.1	76.6	0.0000	IR		
DE	2 GEN2	MW	MVAR	MVA	TAP	1.02500	9.28	2
GENERADOR		163.0	6.7R	163.1				
A	7 SIETE	163.0	6.7	163.1	0.0000	IR		
DE	3 GEN3	MW	MVAR	MVA	TAP	1.02500	4.66	3
GENERADOR		85.0	-10.8R	85.7				
A	9 NUEVE	85.0	-10.8	85.7	0.0000	IR		
DE	4 CUATRO	MW	MVAR	MVA	TAP	1.02578	-2.22	4
A	1 GEN1	-71.7	-23.9	75.6	1.0000	IR		
A	5 CINCO	40.9	22.9	46.9	0.0000			
A	6 SEIS	30.7	1.0	30.7	0.0000			
DE	5 CINCO	MW	MVAR	MVA	TAP	0.99561	-3.99	5
A	CARGA	125.0	50.0	134.6				
A	4 CUATRO	-40.7	-38.7	56.1	0.0000			
A	7 SIETE	-84.3	-11.3	85.1	0.0000			
DE	6 SEIS	MW	MVAR	MVA	TAP	1.01263	-3.69	6
A	CARGA	90.0	30.0	94.9				
A	4 CUATRO	-30.5	-16.6	34.7	0.0000			
A	9 NUEVE	-59.5	-13.5	61.0	0.0000			
DE	7 SIETE	MW	MVAR	MVA	TAP	1.02576	3.72	7
A	2 GEN2	-163.0	9.2	163.3	1.0000	IR		
A	5 CINCO	86.6	-8.4	87.0	0.0000			
A	8 OCHO	76.4	-0.8	76.4	0.0000			
DE	8 OCHO	MW	MVAR	MVA	TAP	1.01587	0.73	8
A	CARGA	100.0	35.0	105.9				
A	7 SIETE	-75.9	-10.7	76.7	0.0000			
A	9 NUEVE	-24.1	-24.3	34.2	0.0000			
DE	9 NUEVE	MW	MVAR	MVA	TAP	1.03234	1.97	9
A	3 GEN3	-85.0	14.9	86.3	1.0000	IR		
A	6 SEIS	60.8	-18.1	63.4	0.0000			
A	8 OCHO	24.2	3.1	24.4	0.0000			



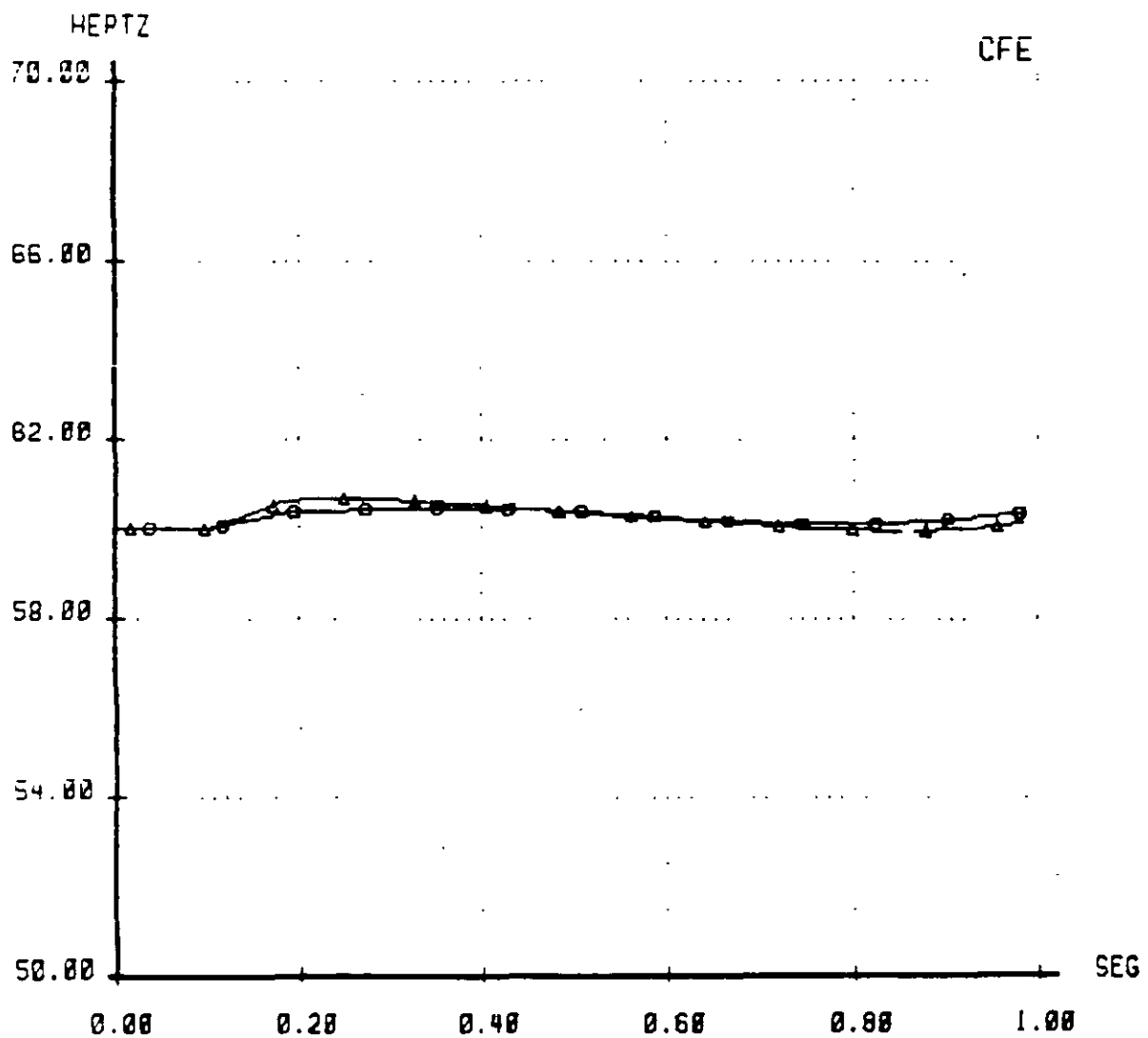
SISTEMA DE PRUEBA DE NUEVE NODOS (ANDERSON). FALLA TRIFASICA EN EL NO  
SIETE A LOS 6 CICLOS. SE LIBERA CON LA APTURA DE CINCO-SIETE EN 11 C  
--- MAQUINA DE REFERENCIA --- [GEN1 ]

▲▲▲ GEN2  
●●● GEN3



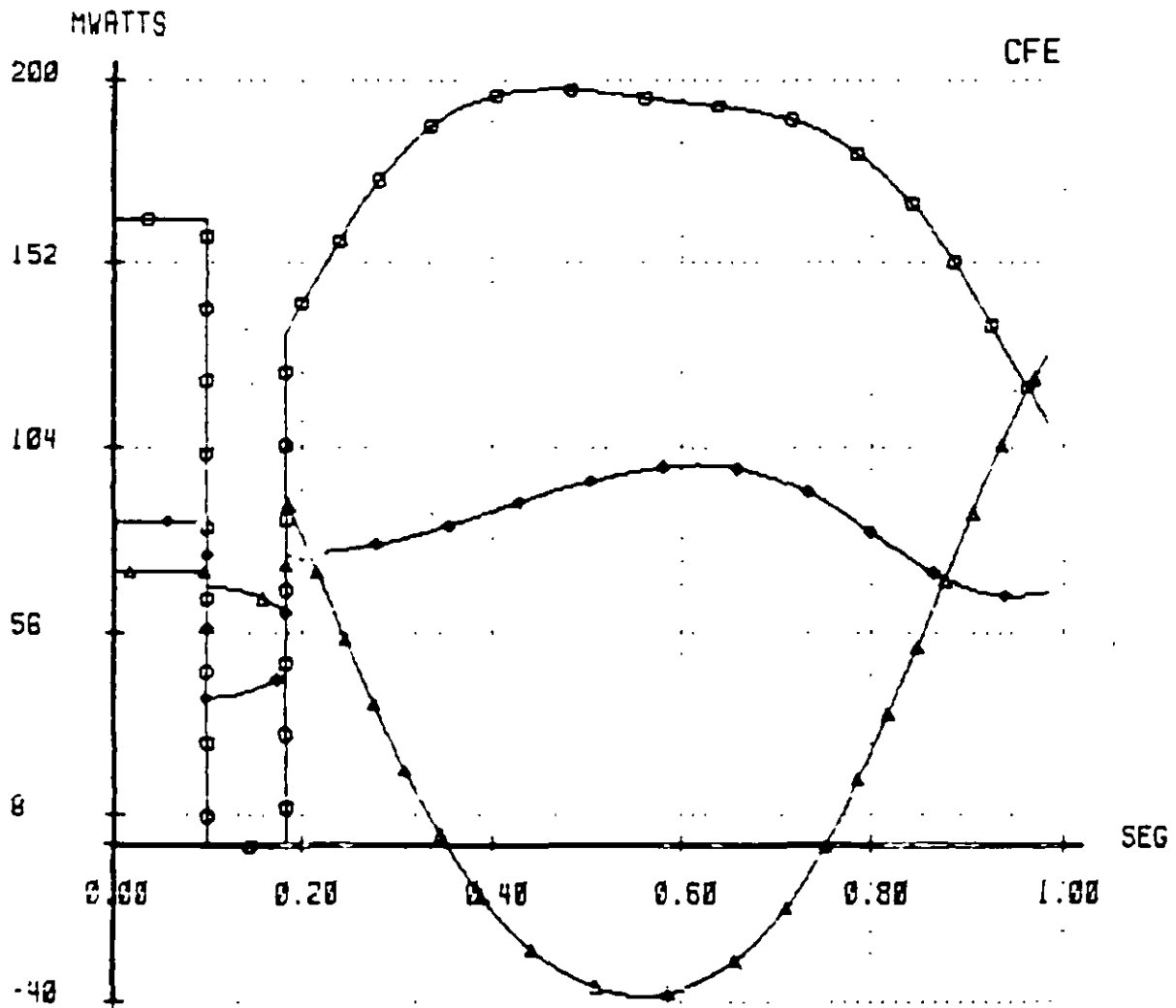
SISTEMA DE PRUEBA DE NUEVE NODOS (ANDERSON). FALLA TRIFASICA EN EL NO  
SIETE A LOS 6 CICLOS. SE LIBERA CON LA APERTURA DE CINCO-SIETE EN 11 C

GEN2  
GEN3

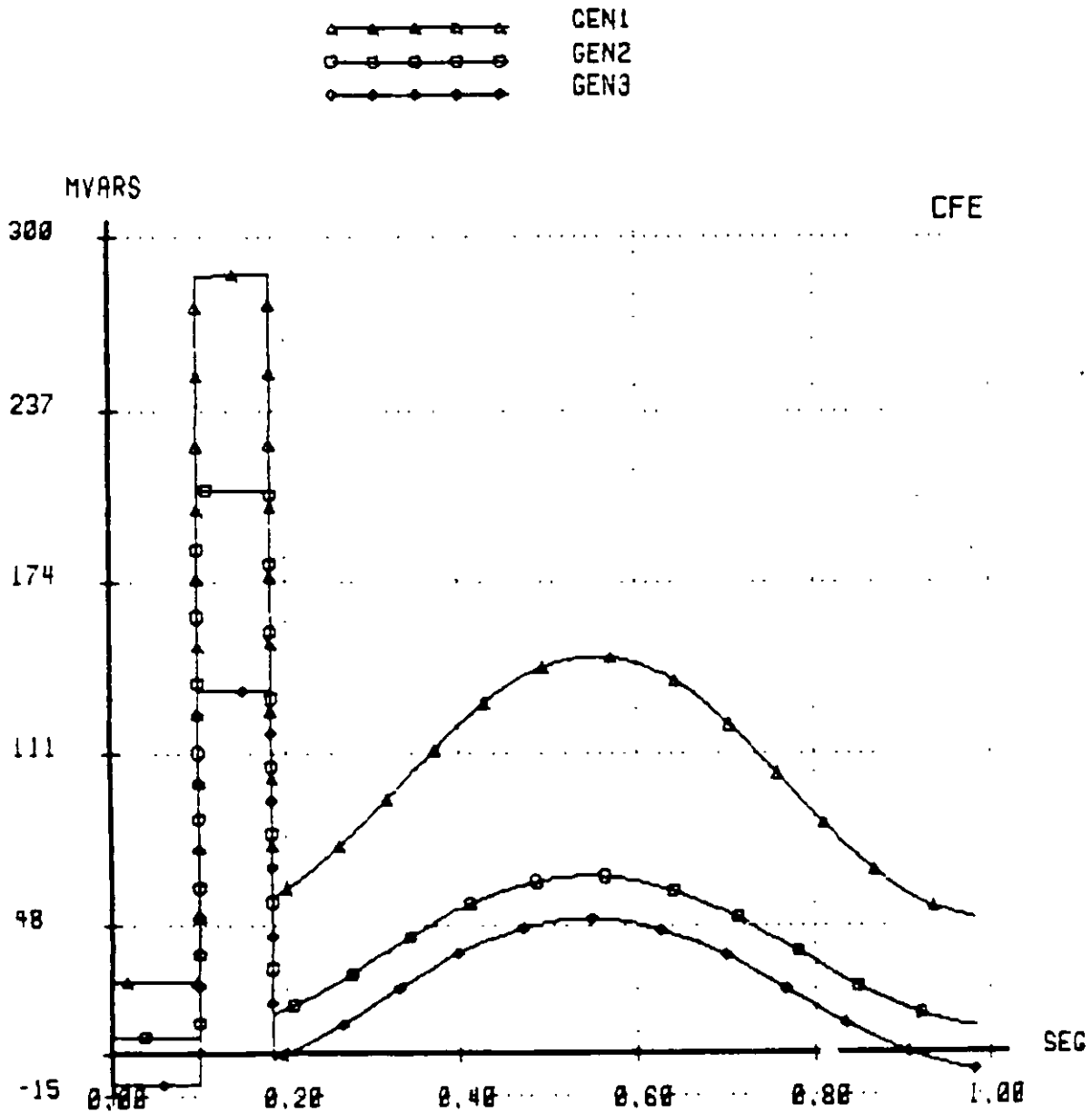


SISTEMA DE PRUEBA DE NUEVE NODOS (ANDERSON). FALLA TRIFASICA EN EL NO  
SIETE A LOS 6 CICLOS. SE LIBERA CON LA APERTURA DE CINCO-SIETE EN 11 C

GEN1  
GEN2  
GEN3



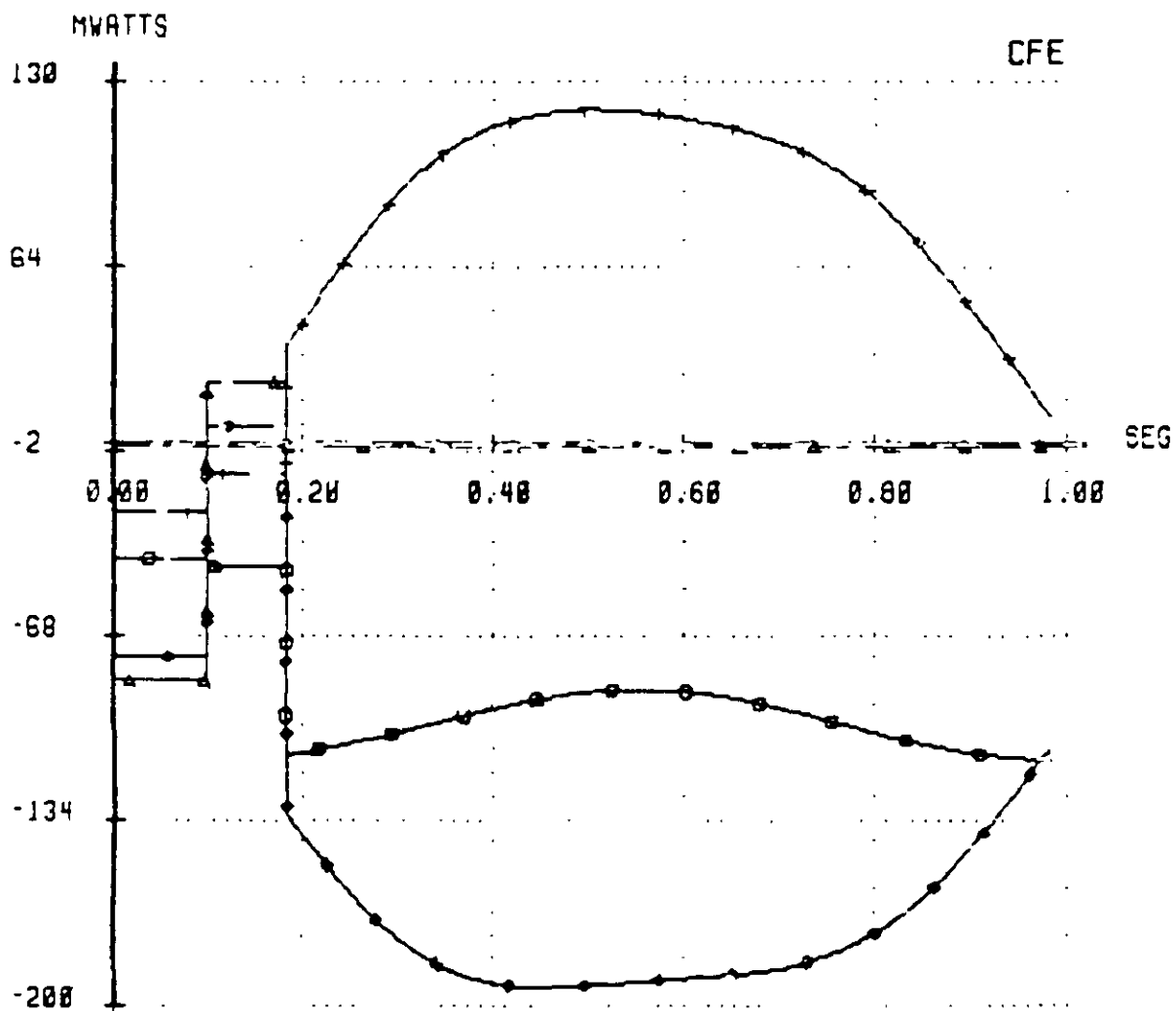
SISTEMA DE PRUEBA DE NUEVE NODOS (ANDERSON). FALLA TRIFASICA EN EL NO SIETE A LOS 6 CICLOS. SE LIBERA CON LA APERTURA DE CINCO-SIETE EN 11 C



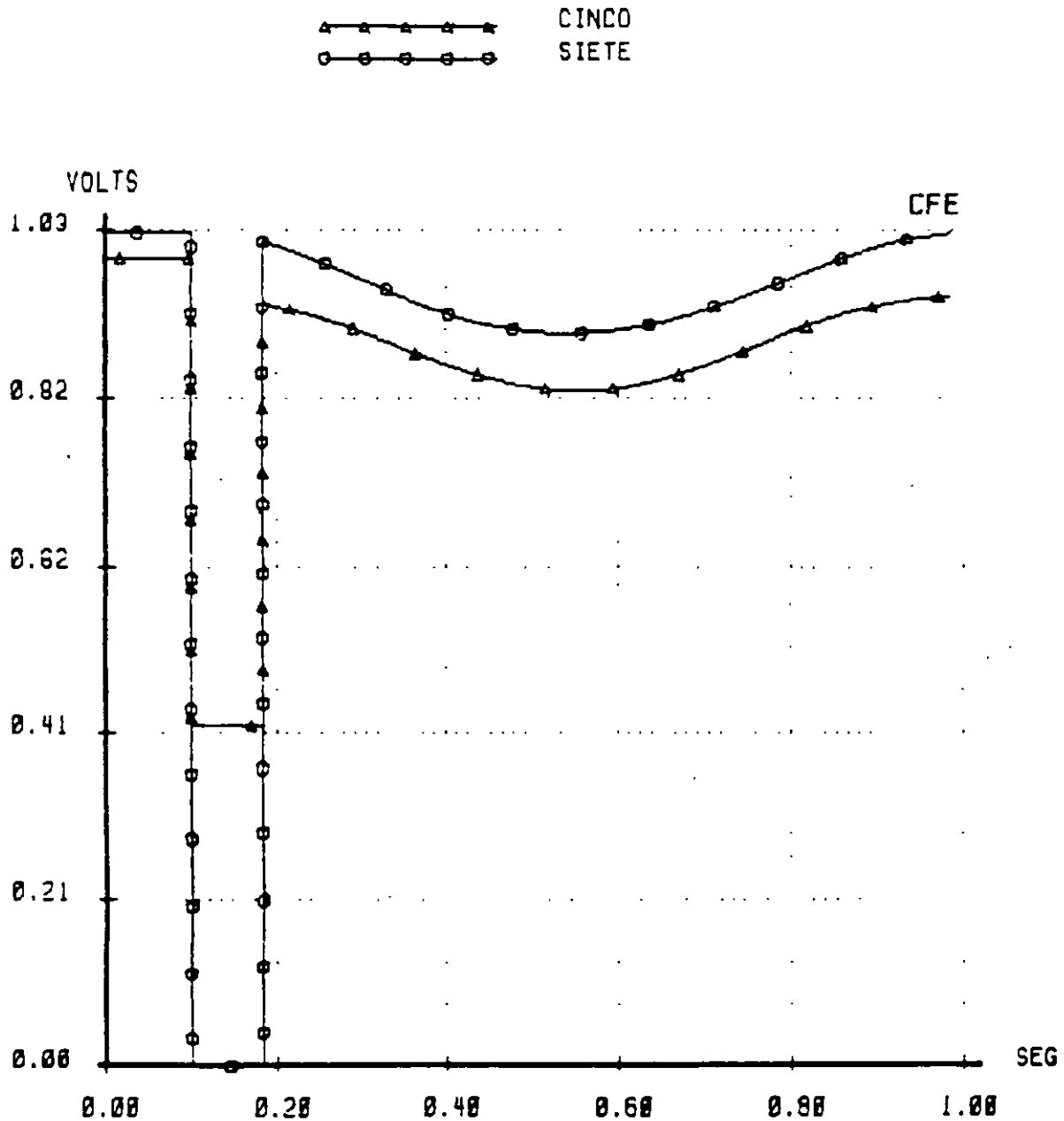


SISTEMA DE PRUEBA DE NUEVE NODOS (ANDERSON). FALLA TRIFASICA EN EL NO SIETE A LOS 6 CICLOS. SE LIBERA CON LA APERTURA DE CINCO-SIETE EN 11 C

—▲—▲—▲—▲—▲—	CINCO	-> SIETE
—○—○—○—○—○—	CINCO	-> CUATRO
—●—●—●—●—●—	OCHO	-> SIETE
—+—+—+—+—+—	OCHO	-> NUEVE



SISTEMA DE PRUEBA DE NUEVE NODOS (ANDERSON). FALLA TRIFASICA EN EL NO  
SIETE A LOS 6 CICLOS. SE LIBERA CON LA APERTURA DE CINCO-SIETE EN 11 C



## 7 ESTABILIDAD EN ESTADO ESTABLE (EEE)

### OBJETIVOS:

- Plantear el método de Edith Clarke y algunas técnicas aproximadas para determinar la transferencia de potencia máxima entre dos puntos de un SEP.
- Comentar el caso radial para enfatizar que los métodos anteriores no son aplicables en esta situación.

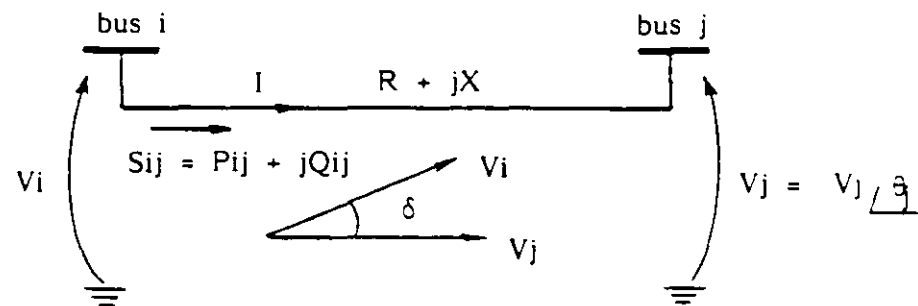
### CARACTERISTICAS DE LOS ESTUDIOS DE EEE:

- Métodos sencillos.
- Los límites de EEE son superiores a los encontrados en estabilidad transitoria.
- Se utilizan cuando no se cuenta con recursos de simulación digital:

Límites de EEE + Margen = Límites prácticos

- Punto de atención: sincronismo de las máquinas.

TRANSFERENCIA DE POTENCIA ACTIVA  
ENTRE DOS PUNTOS DEL SISTEMA



o Secuencia de solución:

- 1.-  $I = (V_i - V_j) / Z$
- 2.-  $S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i I^*$
- 3.-  $\delta = \theta_i - \theta_j$
- 4.-  $P_{ij} = \text{Re} (S_{ij})$

o Resultado:

$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} ( R |V_i|^2 - R |V_i| |V_j| \cos \delta + X |V_i| |V_j| \sin \delta )$$

Si se considera  $R=0$ :

$$P_{ij} = \frac{1}{X^2} ( X |V_i| |V_j| \sin \delta )$$

$$P_{ij} = \frac{|V_i| |V_j|}{X} \sin \delta$$

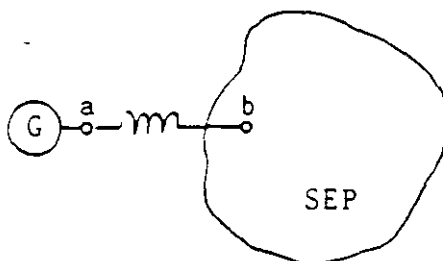
!!!

CASOS DE APLICACION

- Caso 0

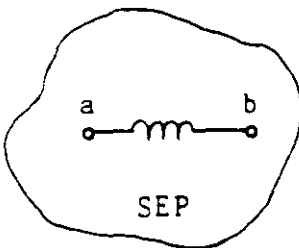


- Caso 1



- Caso 2

SCC  
 Tula 13 700 MVA  
 Salamanca 5 400  
 USA 35 000

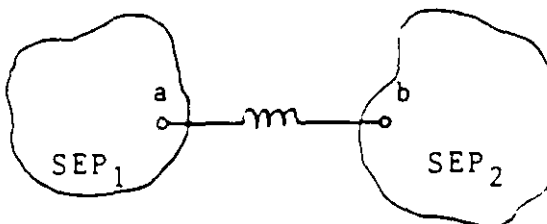


(Dunlop-1979)

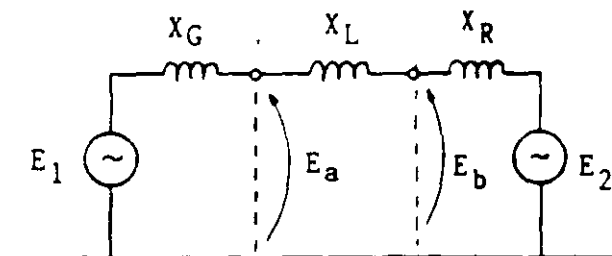
$$X_G = S_B / SCC_a$$

$$X_R = S_B / SCC_b$$

- Caso 3



o Representación General:



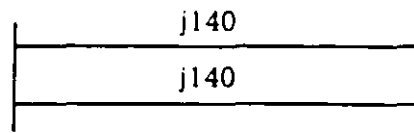
$$LEEE = P_{m\acute{a}x} = \frac{E_1 E_2}{X}$$

$$X = X_G + X_L + X_R$$

## ALGUNAS APLICACIONES CUALITATIVAS

$$P_{\max} = \frac{E_1 E_2}{X}$$

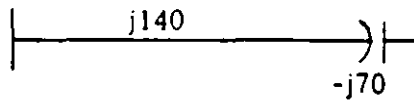
## 1.- Líneas en paralelo



$$X = \frac{j140}{2} = j70$$

$P_{\max} \uparrow$

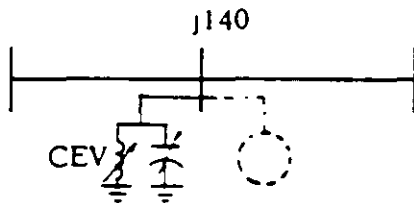
## 2.- Compensación serie



$$X = j140 - j70 = j70$$

$P_{\max} \uparrow$

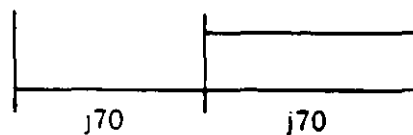
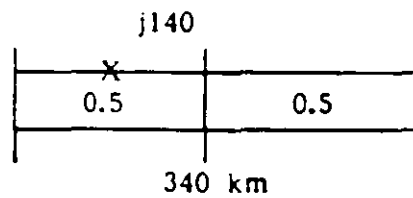
## 3.- Compensación en paralelo



$$X = \frac{j140}{2} = j70$$

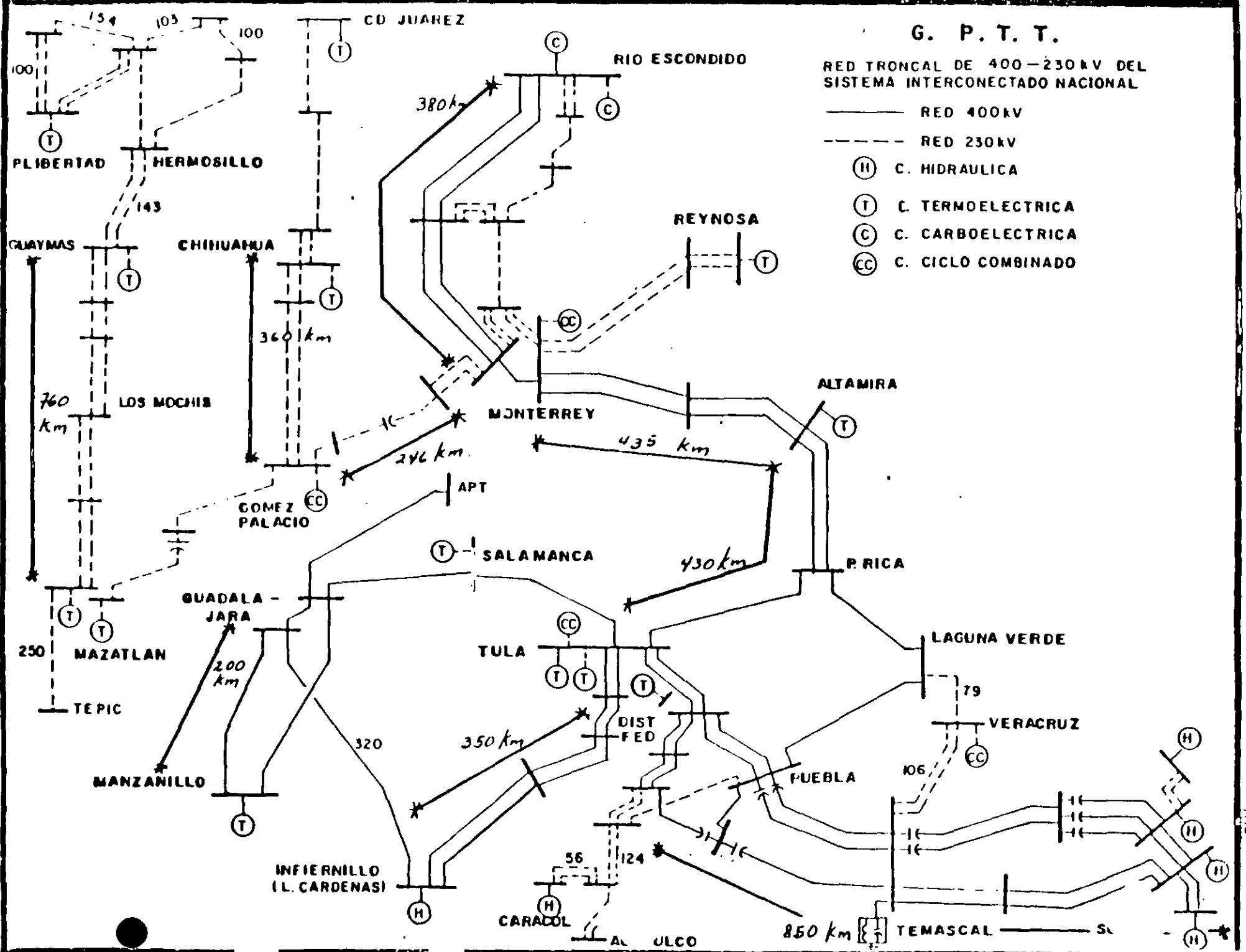
$P_{\max} \uparrow$

## 4.- Subestación de maniobra.

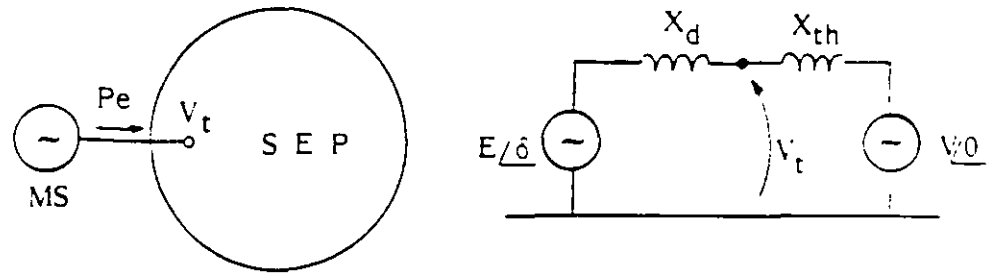


$$X = j70 + \frac{j70}{2} = j105$$

$P_{\max} \uparrow$

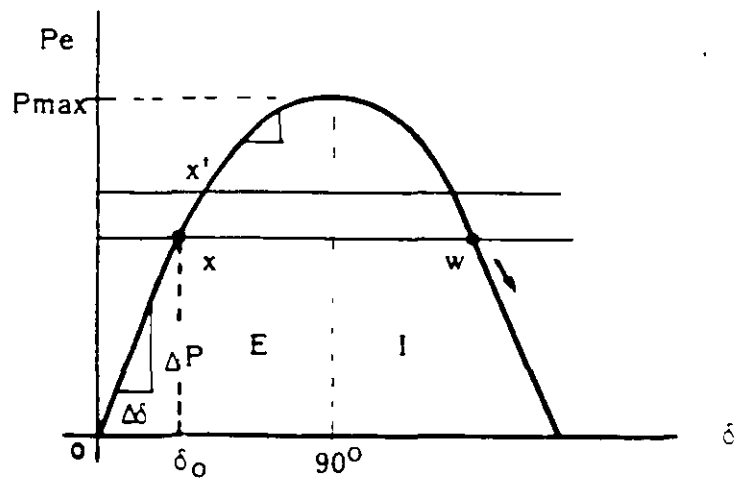


## MAQUINA - BUS INFINITO



$$P_e = \frac{|E| |V|}{X_d} \sin \delta$$

$$P_{\text{máx}} = \frac{|E| |V|}{X_d}$$



El coeficiente de sincronización es una medida de la estabilidad:

$$CS = \frac{\Delta}{d} \frac{dP}{d\delta} \cong \frac{\Delta P}{\Delta \delta}$$

$$\text{en } \delta = 0^\circ : \quad \frac{dP}{d\delta} = \cos(0) = 1$$

$$\text{en } \delta = 90^\circ : \quad \frac{dP}{d\delta} = \cos(90) = 0$$



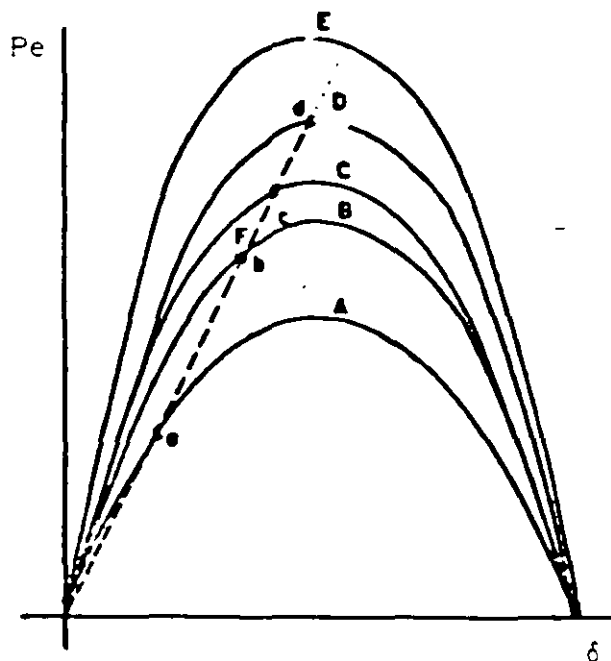
## EL CASO GENERAL

o Límite de estabilidad con excitación fija.

$$P_{\max} = LEEE = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta$$

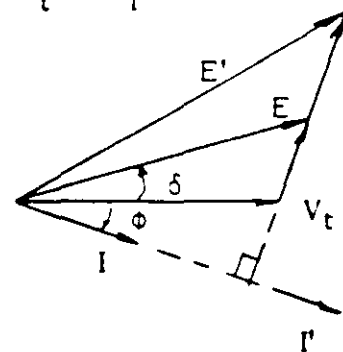
- La transferencia de potencia entre dos puntos del sistema depende de  $E_1$ ,  $E_2$ ,  $X$  y  $\delta$
- Se tendrá un límite de transferencia por cada nivel de excitación.
- Idem para cada configuración del sistema.

o Efecto del cambio manual de excitación.



Proceso:

$$\Delta P \rightarrow -\Delta V_t \rightarrow \Delta i_f \rightarrow \Delta E \rightarrow \Delta \delta$$



A-E Curvas con excitación cte.

F Curva con cambio de excitación manual.

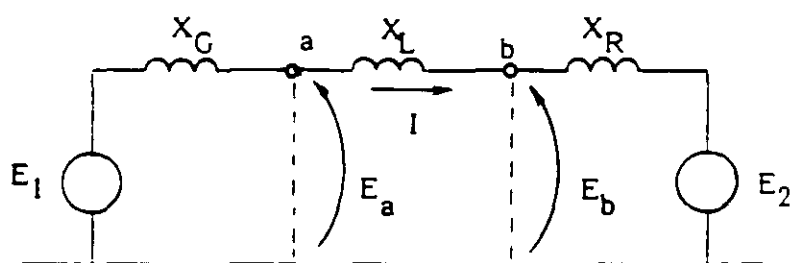
Problema: Se conocen los voltajes externos ( $E_a$ ,  $E_b$ ) pero se desconocen los voltajes internos ( $E_1$ ,  $E_2$ ) para encontrar  $P_{\max}$ .

## DIAGRAMA DE (EDITH) CLARKE

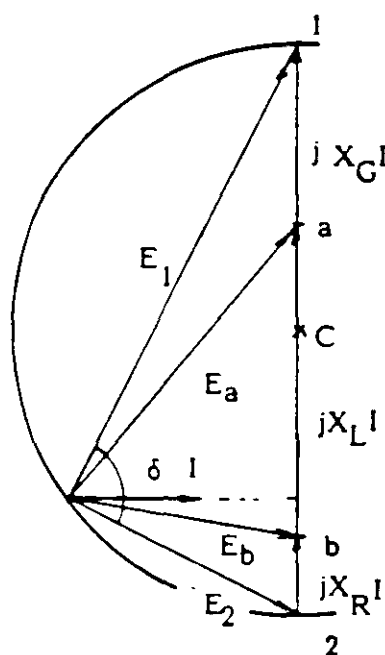
Es un método gráfico directo, para determinar el LEEE en base al diagrama fasorial del circuito.

El límite se obtiene para  $\delta = 90^\circ$  y voltajes  $E_a$ ,  $E_b$  especificados.

o Circuito equivalente



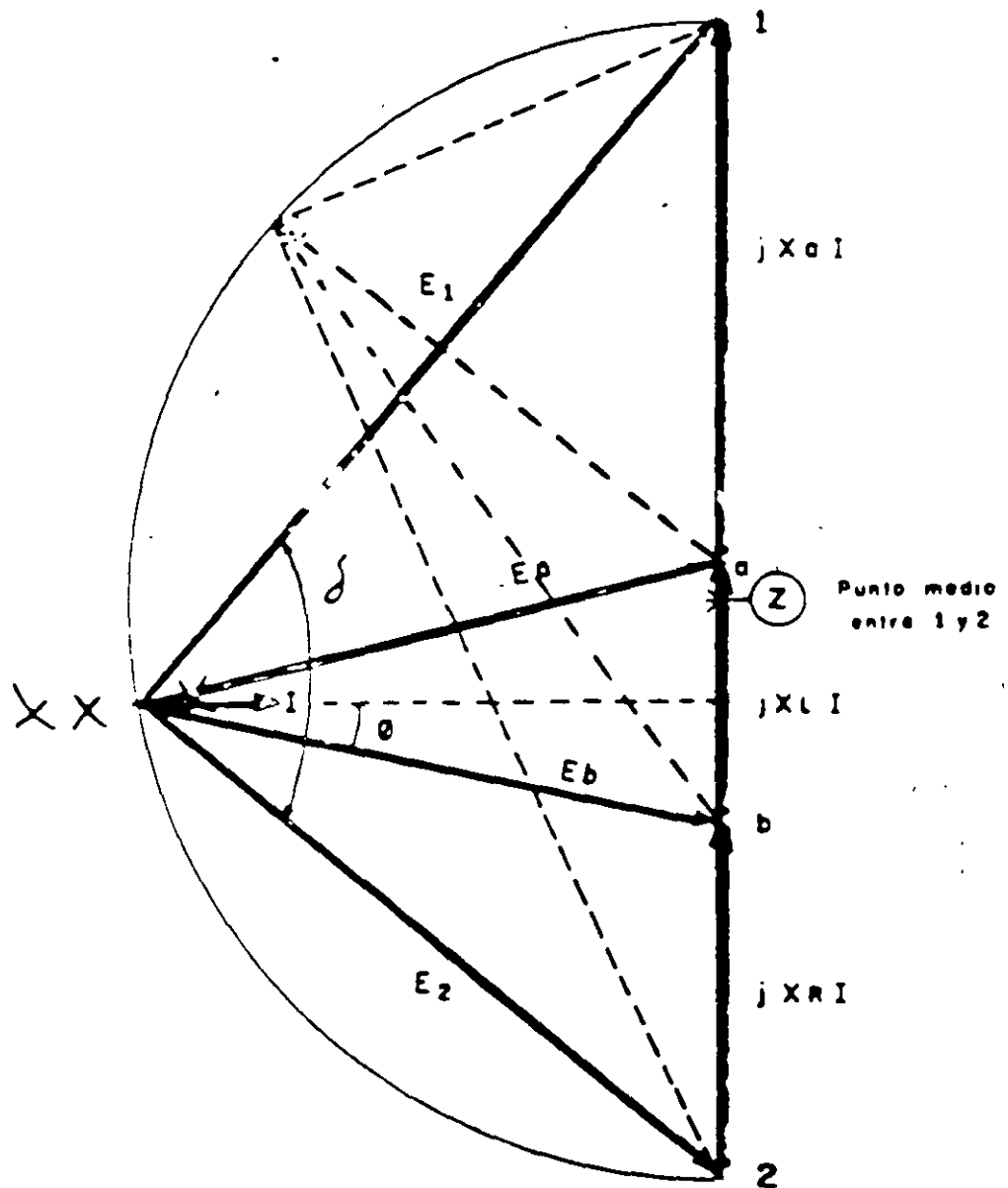
o Diagrama de Clarke



CONSTRUCCION DEL DIAGRAMA:

- 1.- Se trazan (a escala)  $X_G I$ ,  $X_L I$ ,  $X_R I$
- 2.- Se dibuja el semicírculo
- 3.- Se obtiene el vértice del diagrama fasorial
- 4.- Se determina la magnitud de  $I$ ,  $E_1$ ,  $E_2$
- 5.- Se obtiene el LEEE =  $P_{max}$

$$P_{max} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} = E_b I \cos \phi$$



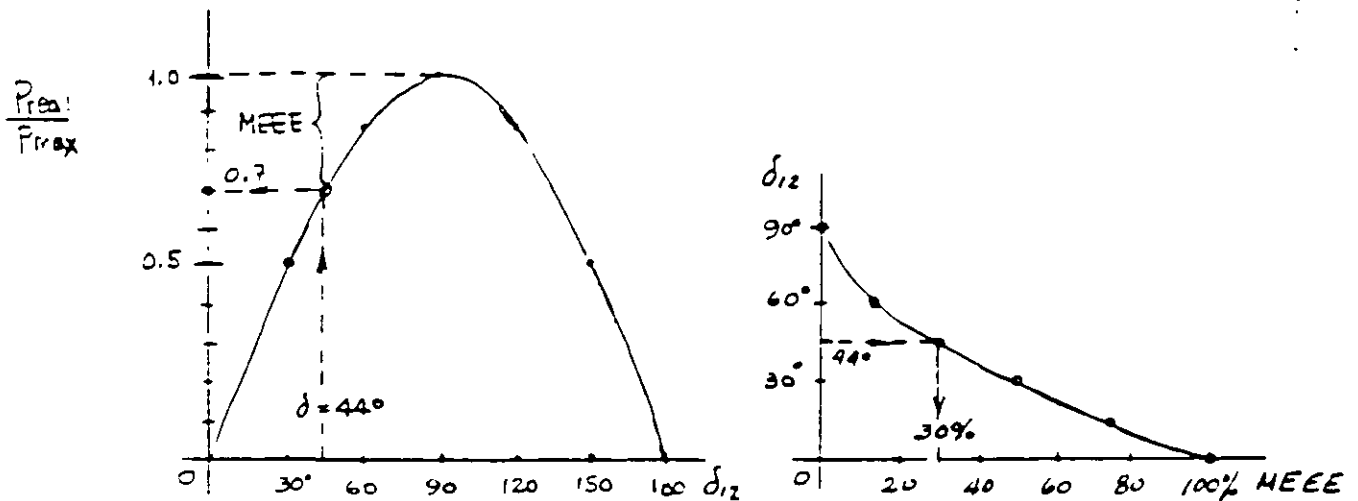
### MARGEN DE ESTABILIDAD:

- \*  $MEEE \triangleq \frac{P_{max} - P_{real}}{P_{max}} \quad (100)$
- \* SE SELECCIONA DE TAL MODO QUE EL SISTEMA SOPORTE CUALQUIER DISTURBIO CONCEBIBLE.
- \* REGLA PRACTICA:

$$MEEE = 30 - 35\%$$

$$\delta_{12} = 44 - 40^\circ$$

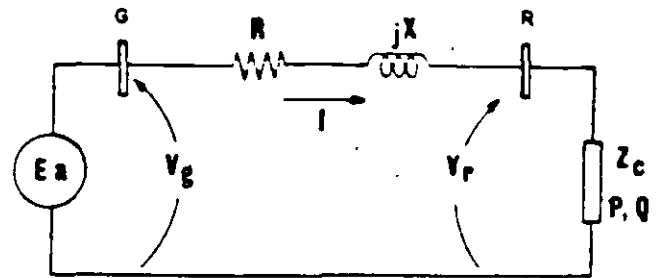
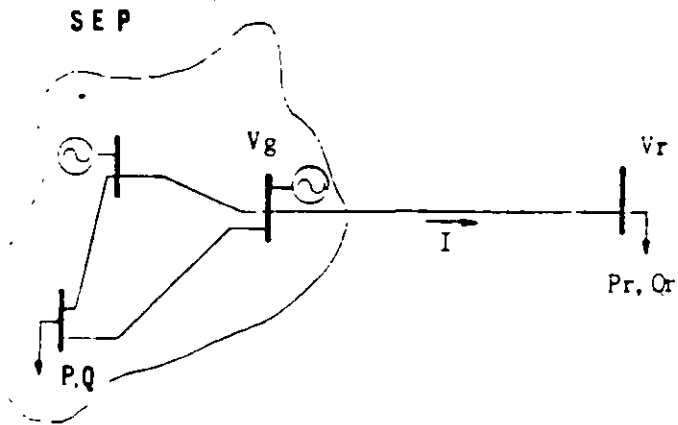
$$\delta_{ab} = ?$$



### ESTUDIO DE FLUJOS:

- \* CONDICIONES DE INESTABILIDAD: PROBLEMAS DE CONVERGENCIA ( $\delta, p$  anormales)
- \* ANGULOS MAYORES A  $90^\circ$  EN EE?
- \* NO SE INCLUYE LA REPRESENTACION INTERNA DE MAQUINAS: REGULACION IDEAL
- \* LIMITE DE REACTIVOS YA ALCANZADOS

## EL CASO RADIAL. Particularidades



Cantidades conocidas:  $\tilde{V}_g$ ,  $R$ ,  $X$ ,  $P_r$ ,  $Q_r$

Cantidades desconocidas:  $\tilde{I}$ ,  $\tilde{V}_r$

Método usado anteriormente: Aproximaciones sucesivas

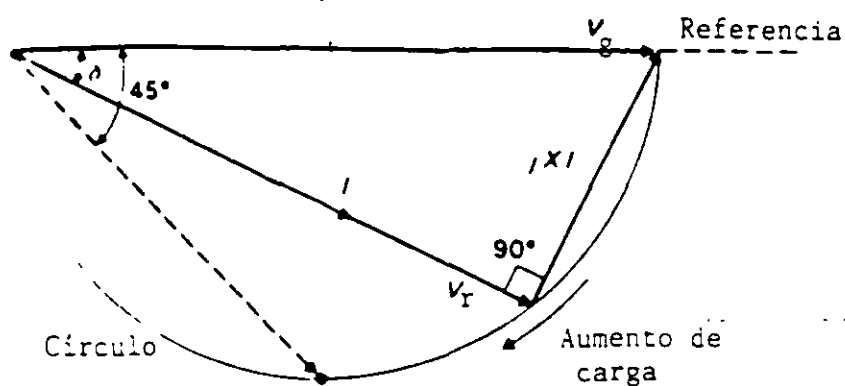
Ecuación básica:

$$\tilde{V}_g = \tilde{V}_r + Z\tilde{I} \quad ; V_g \text{ se supone cte.}$$

## UN CASO PARTICULAR (Elgerd)

$$R = 0$$

$$Q_r = 0 \quad ; \quad \text{f.p.} = 1$$



$$\theta = \delta$$

$$\bar{T} = I \angle -\delta$$

En el extremo de envío:

$$S_g = P_g + jQ_g = (V_g \angle 0) (I \angle \delta) = (V_g I \cos \delta) + j(V_g I \sin \delta)$$

$$P_g = V_g I \cos \delta \quad (A)$$

Por inspección:

$$V_r \sin \delta = X I \cos \delta \quad I = \frac{V_r \sin \delta}{X \cos \delta}$$

Sustituyendo la corriente en (A):

$$P_g = \frac{V_g V_r}{X} \sin \delta \quad (B) ?$$

Pero:

$$V_r = V_g \cos \delta \quad (C) !$$

Sustituyendo (C) en (B):

$$P_g = \frac{V_g^2}{2X} \sin 2\delta \quad (D)$$

Finalmente:

$$LEEE = P_{max} = \frac{V_g^2}{2X}$$

Ocurre en :  $\delta = 45$  y  $V_r = 0.707$  pu

## CASO RADIAL. SOLUCION GENERAL

Resultados del artículo "Comportamiento del voltaje en líneas de transmisión radiales "FMC-JLMM":

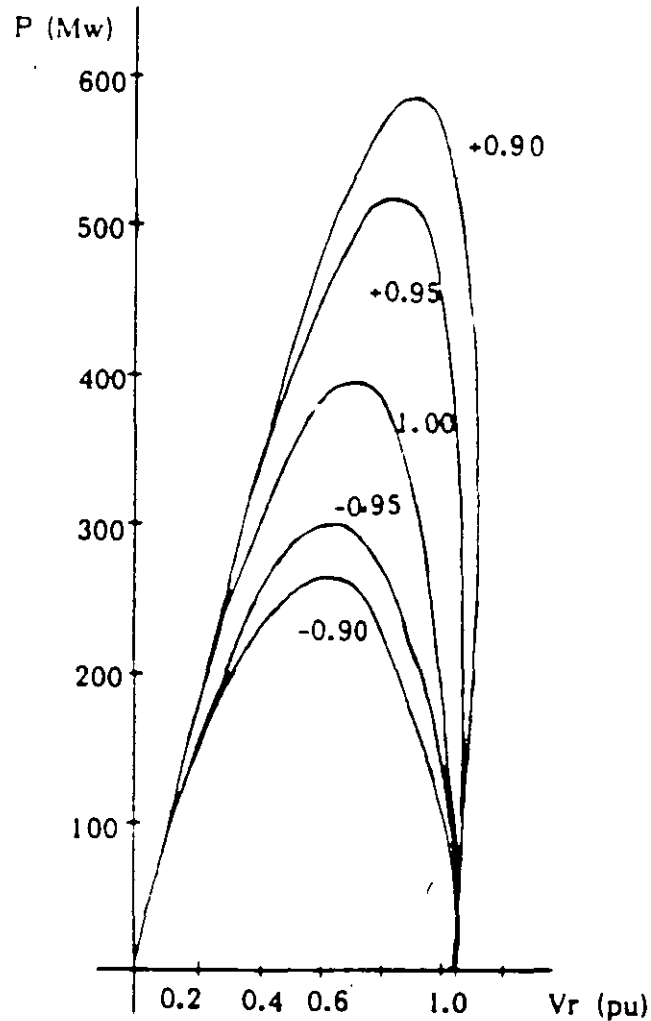
$$V_r = + \sqrt{A \pm \sqrt{D}} \quad (3 \theta, 1 \theta, \text{ pu})$$

$$A = -\frac{V_g^2}{2} - B \cos \alpha \quad ; \quad \alpha = \theta + \phi$$

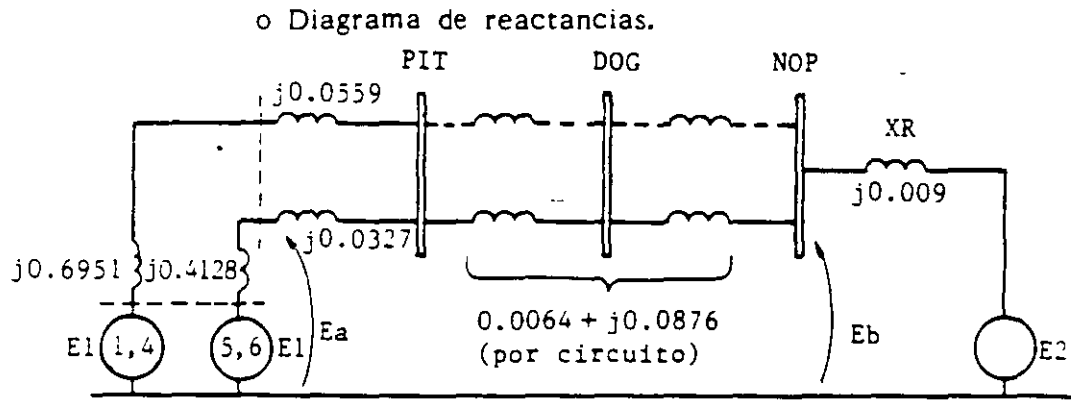
$$B = \frac{P Z}{\cos \phi}$$

$$D = A^2 - B^2$$

$$LEEE = P_{\max} = \frac{V_g^2 \cos \phi}{2 Z (1 + \cos \alpha)}$$



Ejemplo 1.- Determinar el LEEE de una de las líneas de 400 kV pitirera - Nopala.



$$X_G = 0.0943 \text{ pu}$$

$$S_B = 100 \text{ MVA}$$

$$X_L = 0.0951$$

$$E_a = 410/400 = 1.025 \text{ pu}$$

$$X_R = 0.009$$

$$E_b = 410/400 = 1.025 \text{ pu}$$

o Caídas por reactancias:

$$X_G I = j0.0943 I \quad (94.3 \text{ mm})$$

$$X_L I = j0.0951 I \quad (95.1 \text{ mm})$$

$$X_R I = j0.009 I \quad (9.0 \text{ mm})$$

$$X I = 0.1984 I \quad (198.4 \text{ mm})$$

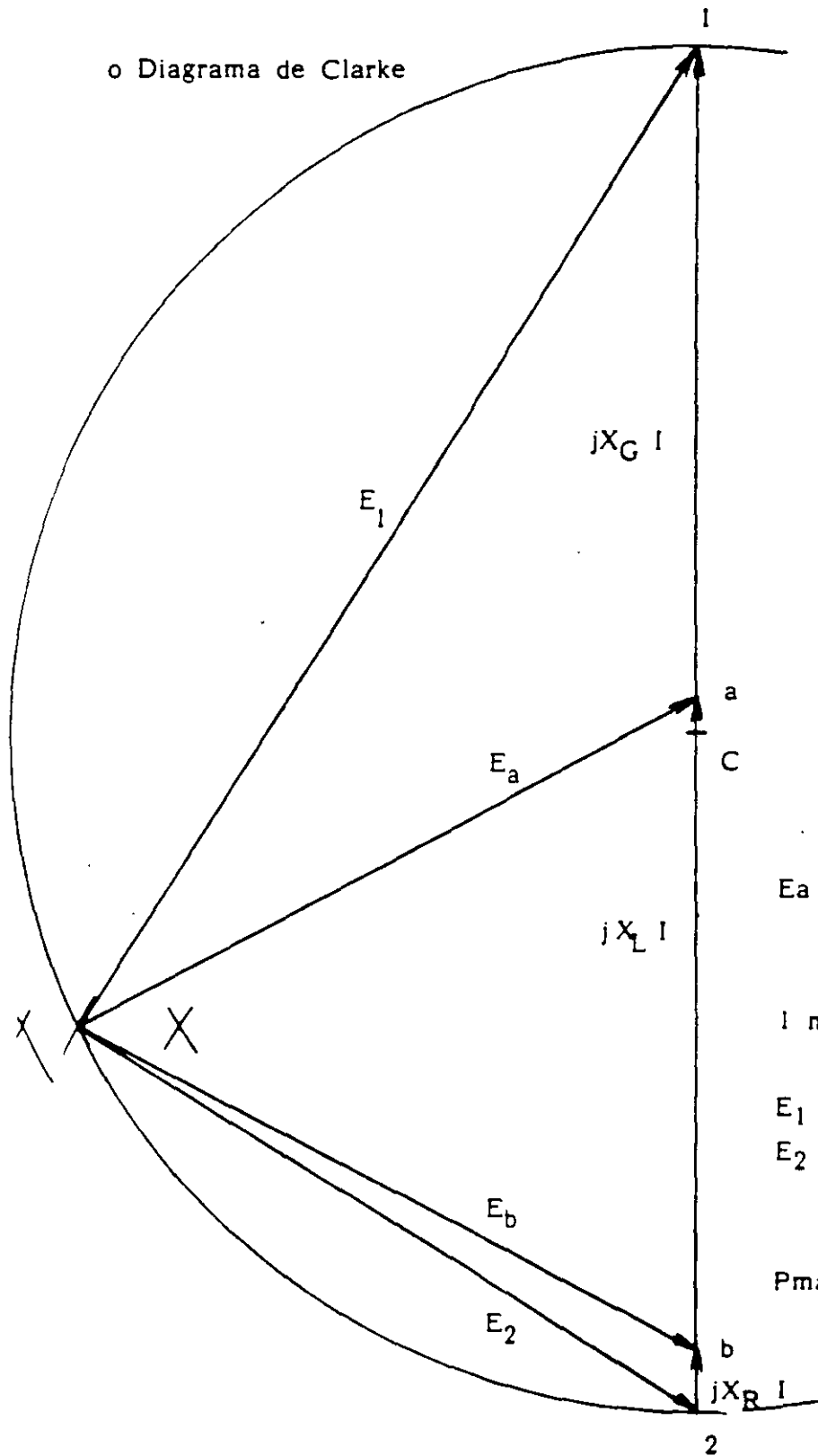
Escala seleccionada:  $0.1984 I = 198.4 \text{ mm}$ .

o Solución de 3 casos:

Caso	Condiciones	LEEE (Mw/línea)
1	6G's + 1 L	898
2	6G's + 2L's	706
3	2G's + 1 L	570



o Diagrama de Clarke



RESULTADOS:

$$E_a = E_b = 102 \text{ mm} \\ = 1.025 \text{ pu}$$

$$1 \text{ mm} = 0.01005 \text{ pu de } V$$

$$E_1 = 167.5 \text{ mm} = 1.68 \text{ pu}$$

$$E_2 = 105.5 \text{ mm} = 1.06 \text{ pu}$$

$$P_{\max} = \frac{1.68 \times 1.06}{0.1984}$$

$$P_{\max} = 8.98 \text{ pu} \\ = 898 \text{ Mw}$$

## TECNICAS APROXIMADAS

- Regla de los 30°

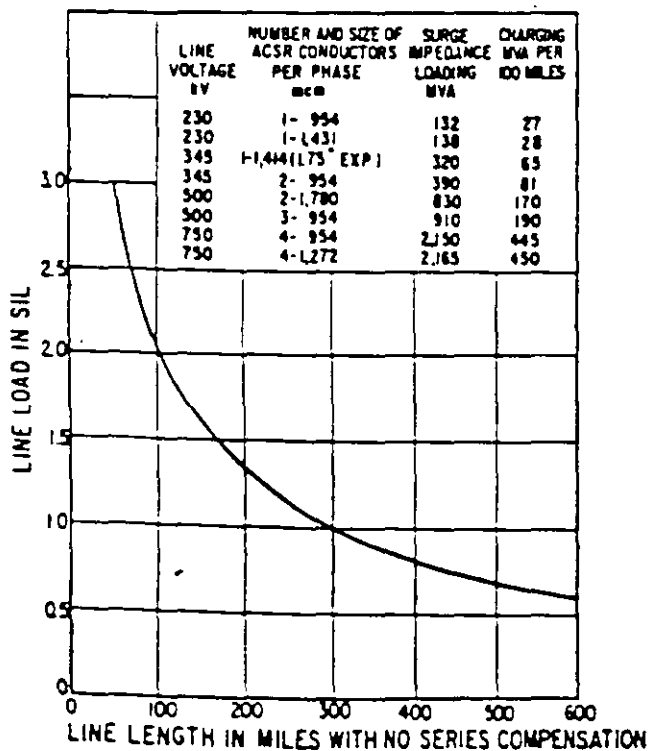
$$LEEE \cong \frac{E_a E_b}{X_{ab}} \text{ sen } 30^\circ$$

EJEMPLO: Determinar el LEEE para una de las líneas de 400 kV entre Infiernillo y Nopala (340 km).

$$X_L = 140.6 \text{ ohms} \quad Z_c = 326 \text{ ohms}$$

$$LEEE = \frac{(410)(410)}{140.6} (0.5) \cong 600 \text{ Mw}$$

- Curva de Clair



SIL = Potencia característica de la línea  
(Surge Impedance Loading)

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} = \text{Impedancia característica (surge impedance)}$$

EJEMPLO (Continuación):

$$SIL = \frac{(V_{prom})^2}{Z_c} = \frac{(410)^2}{326} = 515 \text{ Mw}$$

$$l = 340 \text{ km} = 211 \text{ millas}$$

$$LEEE = k SIL \cong (1.26)(515) \cong 650 \text{ Mw}$$

## Ejemplo 2.- El Caso Radial.

En el caso 3 del ejemplo 1 se obtuvo un LEEE de 570 Mw.  
Considerando una línea similar, pero en condiciones radiales, calcular:

- a).- El LEEE con  $R = 0$  y  $fp = 1$ .  
b).- IDEM pero con la ecuación general, considerando el valor de la resistencia y un  $fp = 0.9$  inductivo.

## SOLUCION

a).-

$$X = X_T + X_L = (j0.0327/2) + j0.0876 = j0.10395$$

$$LEEE = P_{MAX} = \frac{V_G^2}{2X} = \frac{(1.025)^2}{2(0.10395)} = 5.05 \text{ pu}$$

$$LEEE = 505 \text{ MW (CONTRA 570 MW)}$$

b).-

$$Z = 0.0064 + j0.10395 = 0.1041 \angle 86.5^\circ$$

$$\theta = \cos^{-1}(0.9) = 25.8^\circ$$

$$\alpha = \theta + (\theta) = 86.5 + (-25.8^\circ) = 60.7$$

$$LEEE = \frac{V_G^2 \cos \theta}{2Z(1 + \cos \alpha)} = \frac{(1.025)^2 (0.9)}{2(0.1041) (1 + 0.49)}$$

$$LEEE = (505)(0.6) = 305 \text{ MW (CONTRA 570 MW)}$$

---

 E. ESTABILIDAD DINÁMICA
 

---

Dentro del análisis del comportamiento dinámico de los sistemas de potencia se ha estudiado la estabilidad transitoria con respecto a la cual se puede decir que si un sistema pierde estabilidad en la primera oscilación, sin embargo el problema de estabilidad se puede proyectar en oscilaciones posteriores generadas por la perturbación original que alguno o algunos de los equipos de control pueden producir antes de amortiguamiento definitivo de la oscilación. Las consideraciones que se hacen en este estudio son diferentes a la estabilidad transitoria dado que el efecto de los controles es permanente y el tiempo de estudio es mayor. En forma simple se puede decir que la Estabilidad Dinámica estudia el comportamiento del sistema de potencia para periodos de tiempo superiores a la primera oscilación y se deben tomar en cuenta un modelo de cada componente que represente adecuadamente su operación en el periodo de tiempo de interés.

#### Estudio de Estabilidad Dinámica.

Cuando se analiza la estabilidad dinámica del sistema es conveniente suponer que los disturbios que causan los cambios desaparecen, por ejemplo: El movimiento del sistema es libre, en este caso la estabilidad se asegura si el sistema regresa a su estado inicial.

Si el modelado de SEP se hace por medio de ecuaciones lineales o estas se linealizan, se pueden utilizar las técnicas del análisis de sistemas lineales. El método más común es representar cada componente con su función de transferencia y aplicar las técnicas conocidas en teoría del control clásico como Nyquist, Bode, Root Locus, etc. Actualmente para sistemas multivariantes el modelo de variables de estado es el más utilizado y se representa en forma compacta.

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

La respuesta libre del sistema se obtiene por el primer método de Lapunov, el cual consiste en determinar los eigenvalores de la matriz "A". El criterio de estabilidad se establece por la representación de los eigenvalores en el plano asumiendo que el sistema pierde estabilidad cuando cualquier eigenvalor tiene parte real positiva. Si todas las partes reales de los eigenvalores son negativas, se dice que el sistema dinámico es estable o asintóticamente estable.

El método usado para linealizar el sistema de ecuaciones es suponer que la perturbación del sistema es pequeña y ocasiona cambios pequeños en los parámetros del sistema, tales como  $\Delta\delta$ ,  $\Delta\omega$ ,  $\Delta i_d$ ,  $\Delta F$ , etc.

Las ecuaciones para estas variables se encuentran por medio de la serie de Taylor alrededor del punto  $x_0$  que es la condición de estabilidad, por simplicidad se desprecian los términos de orden mayor a 2 por considerar su efecto poco significativo. Suponiendo que el vector de estado " $x$ " tiene un estado inicial con el ocurrir un disturbio el vector de estado cambiará ligeramente, es decir:

$$x = x_0 + \Delta x$$

El modelo en variables de estado es:

$$\dot{x} = f(x, t)$$

Representando el pequeño cambio se tiene:

$$\dot{x} + \Delta \dot{x} = f(x_0 + \Delta x, t)$$

La expansión en serie de Taylor se expresa:

$$\dot{x}_0 + \Delta \dot{x}_0 = f(x_0, t) + \left. \frac{df}{dx_1} \right|_{x_0} \Delta x_1 + \left. \frac{df}{dx_2} \right|_{x_0} \Delta x_2 + \dots + \left. \frac{df}{dx_n} \right|_{x_0} \Delta x_n$$

Quedando como:

$$\dot{\Delta x} = A_{x_0} \Delta x + B_{x_0} \Delta u$$

La respuesta libre del sistema  $\Delta \dot{x} = A \Delta x$  estará dada por los valores de la matriz  $A$ .

$$A = \left[ \frac{df}{dx} \right]_{x_0}$$

## INTERPRETACION MATEMATICA DE LOS EIGENVALORES Y EIGENVECTORES

Suponiendo que un sistema se expresa con un conjunto de ecuaciones linealmente independientes de la forma:

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_1 \\ r_2 \end{bmatrix}$$

en forma compacta:

$$A \cdot X = Y$$

El problema es encontrar un vector "X" (llamado Eigenvector, vector propio o columna modal) el cual será transformado por la matriz "A" en un vector "Y" cuyas coordenadas son proporcionales al vector "X" en el espacio vectorial. Esto es, encontrar el vector "X" que satisfaga,

$$A \cdot X = \lambda \cdot X$$

$\lambda$  es llamado eigenvalor, valor característico, número característico, valor propio. Es escalar o complejo que deberá ser determinado.

$$[A - \lambda I] \cdot X = 0$$

La matriz resultante de la reducción del parentesis se conoce como matriz característica y representa los coeficientes de un conjunto de ecuaciones lineales simultaneas y homogeneas las cuales tienen una solución que no es trivial.

Los eigenvalores se determinan al obtener las raíces del polinomio resultante del determinante de la matriz característica.

$$\text{Det } [A - \lambda I] = 0$$

La interpretación se puede tomar como que cada punto del espacio n-dimensional se transforma a un nuevo espacio.

### INTERPRETACION FÍSICA DE LOS EIGENVALORES

Para propósitos de estabilidad las interpretaciones son las siguientes:

Un eigenvalor está formado por 2 componentes, una parte real " $\alpha$ " y una parte imaginaria " $\beta$ ".

La parte real representa la constante de amortiguamiento, y la parte imaginaria es la frecuencia natural del modo oscilación.

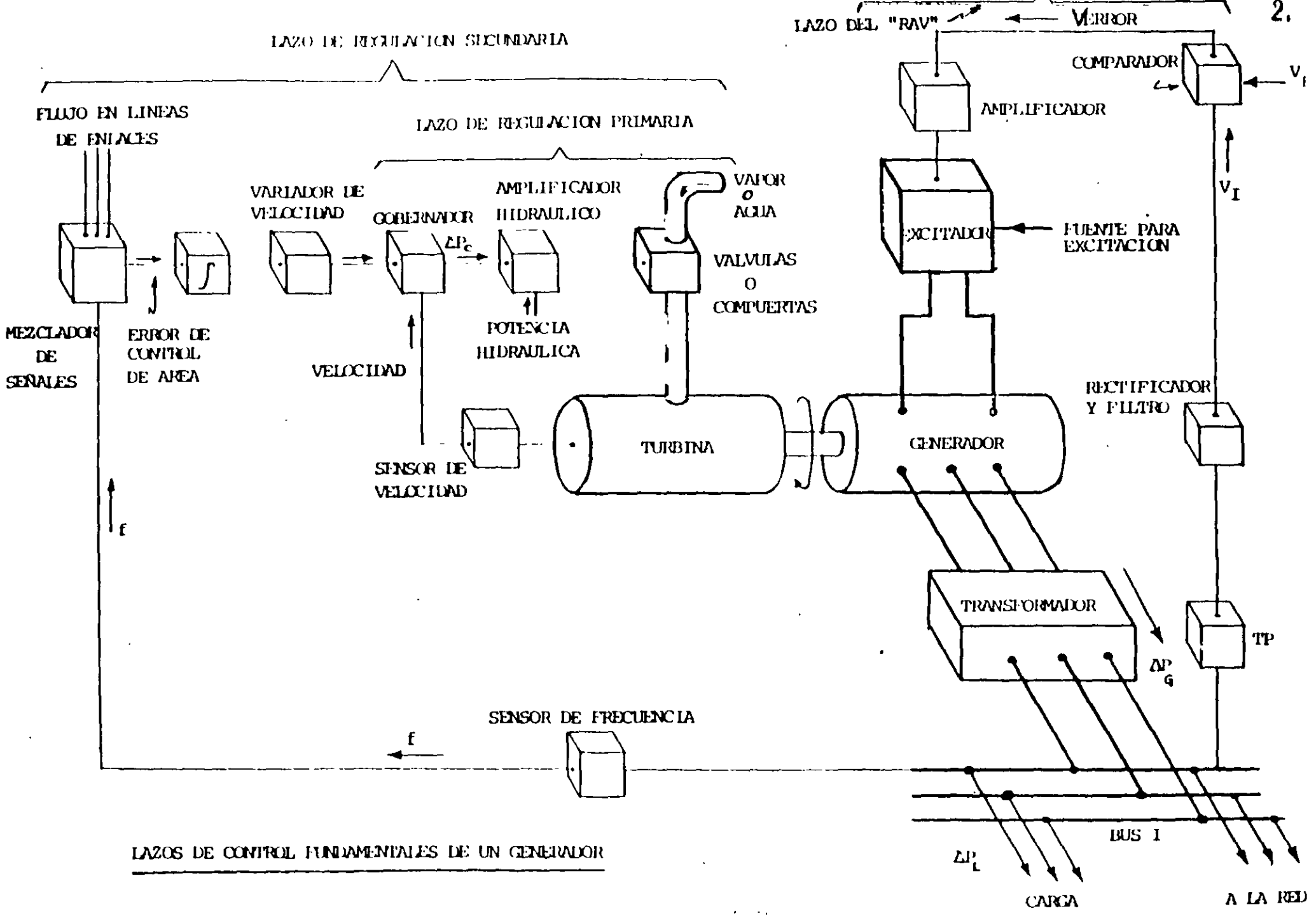
Se pueden analizar algunos puntos significativos en el plano complejo.

Podemos decir que el sistema es estable si los eigenvalores están en el lado izquierdo del plano complejo, e inestable si se encuentra en el lado derecho, en el caso en donde  $\alpha = 0$  las oscilaciones son constantes, mantenidas.

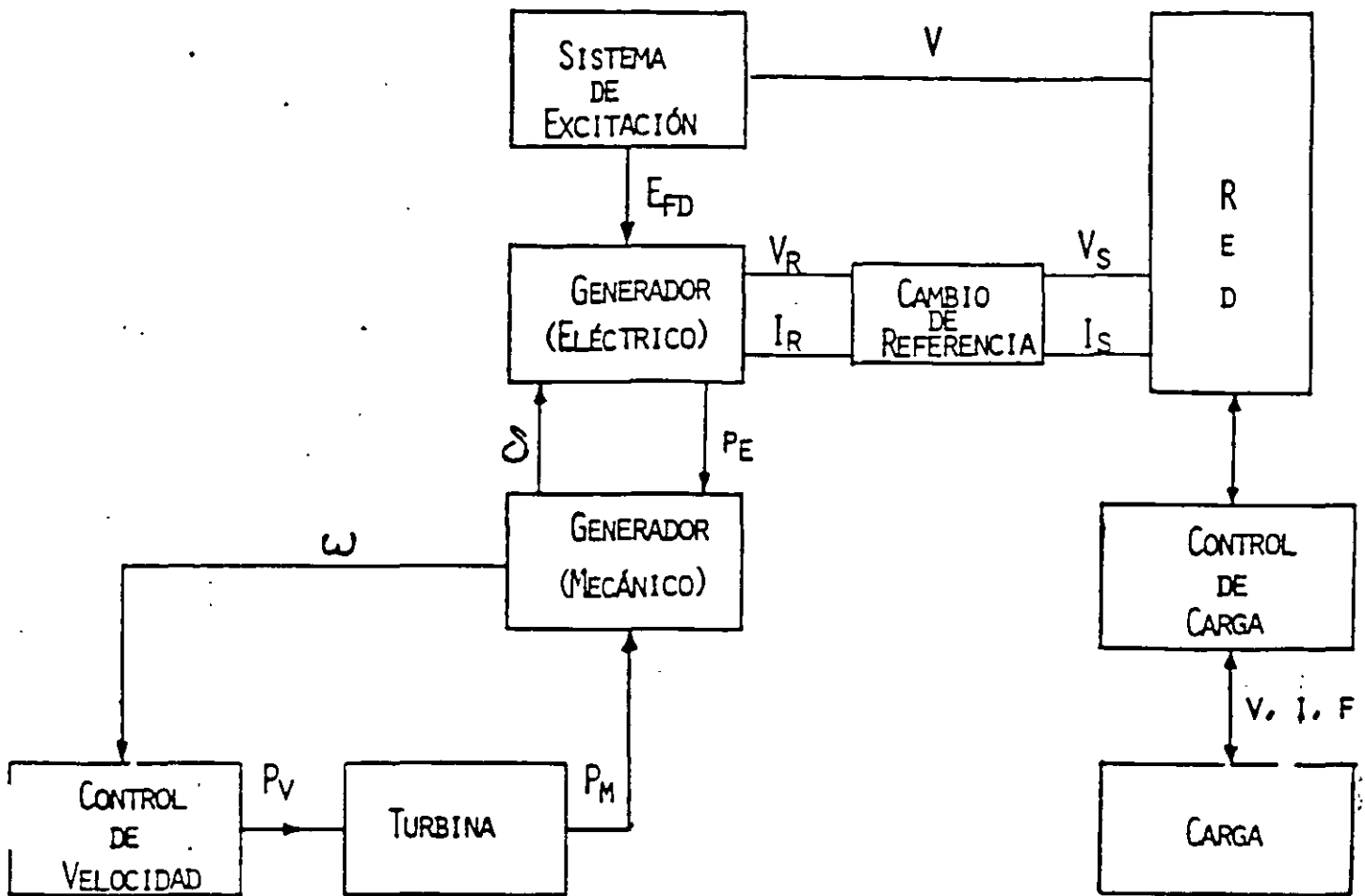
		AREA DE INTERÉS		
		DINÁMICA DEL GEN. ELECT. (ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA)	REGULACIÓN PRIMARIA Y C A G	DINÁMICA DE LA CALDERA Y CONTROLES
DURACION DE EFECTOS PRINCIPALES	POCOS SEGUNDOS	X		
	DE VARIOS SEGUNDOS A POCOS MINU- TOS.		X	
	VARIOS MINUTOS			X

CLASIFICACION DE PROBLEMAS DINÁMICOS DE ACUERDO A LA -  
DURACIÓN DE LOS EFECTOS PRINCIPALES.





LAZOS DE CONTROL FUNDAMENTALES DE UN GENERADOR

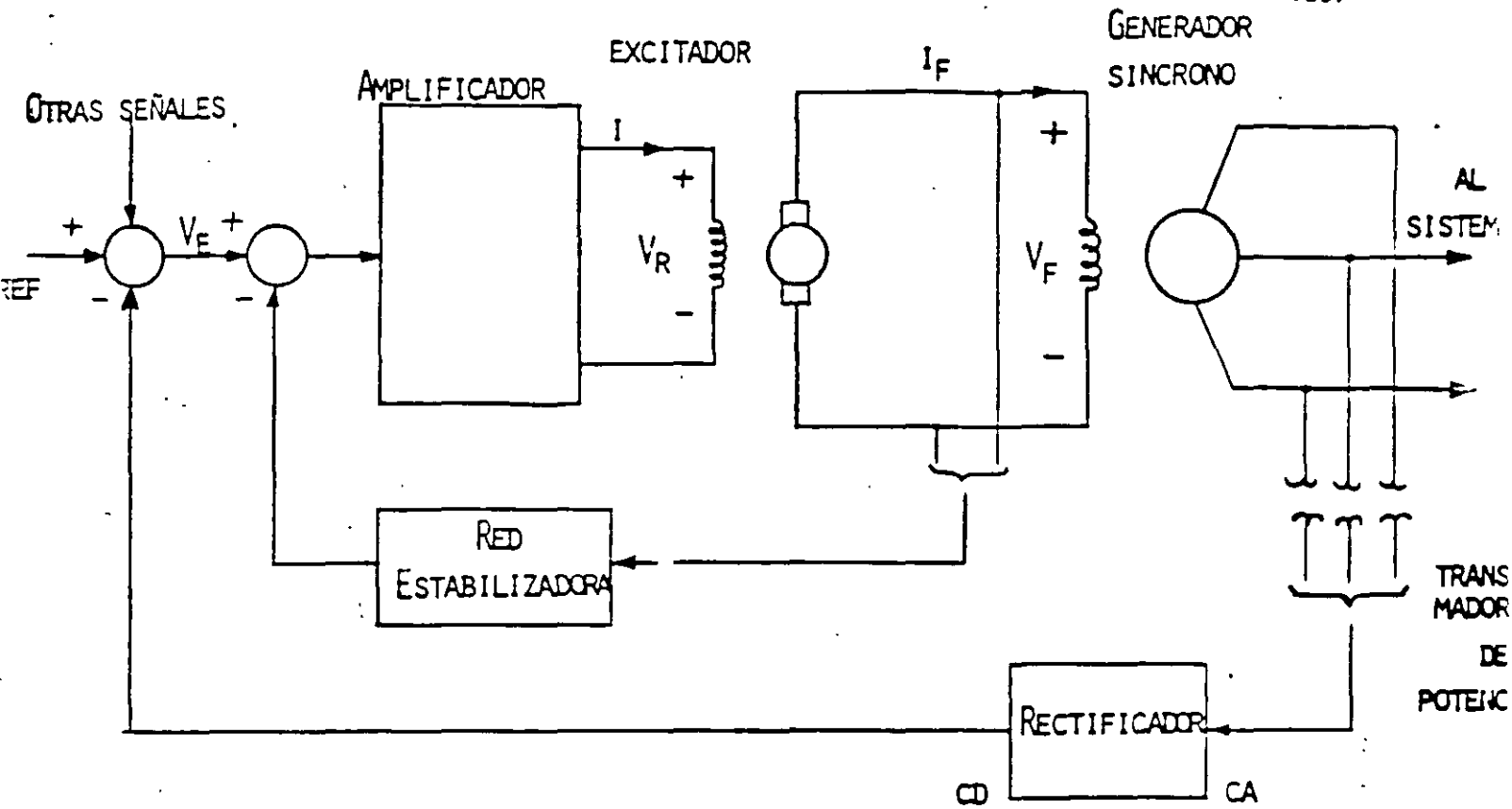


### ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UN ESTUDIO DE ESTABILIDAD DINÁMICA

MODELOS DE COMPONENTES:

LOS SUBSISTEMAS DE MAYOR INFLUENCIA EN EL PROBLEMA DINÁMICO SON:

- CONTROL DE VELOCIDAD.
- CONTROL DE POTENCIA MECÁNICA.
- CARGA.
- RELEVADORES.
- CONTROL DE VOLTAJE.



SISTEMA DE EXCITACION SIMPLIFICADO

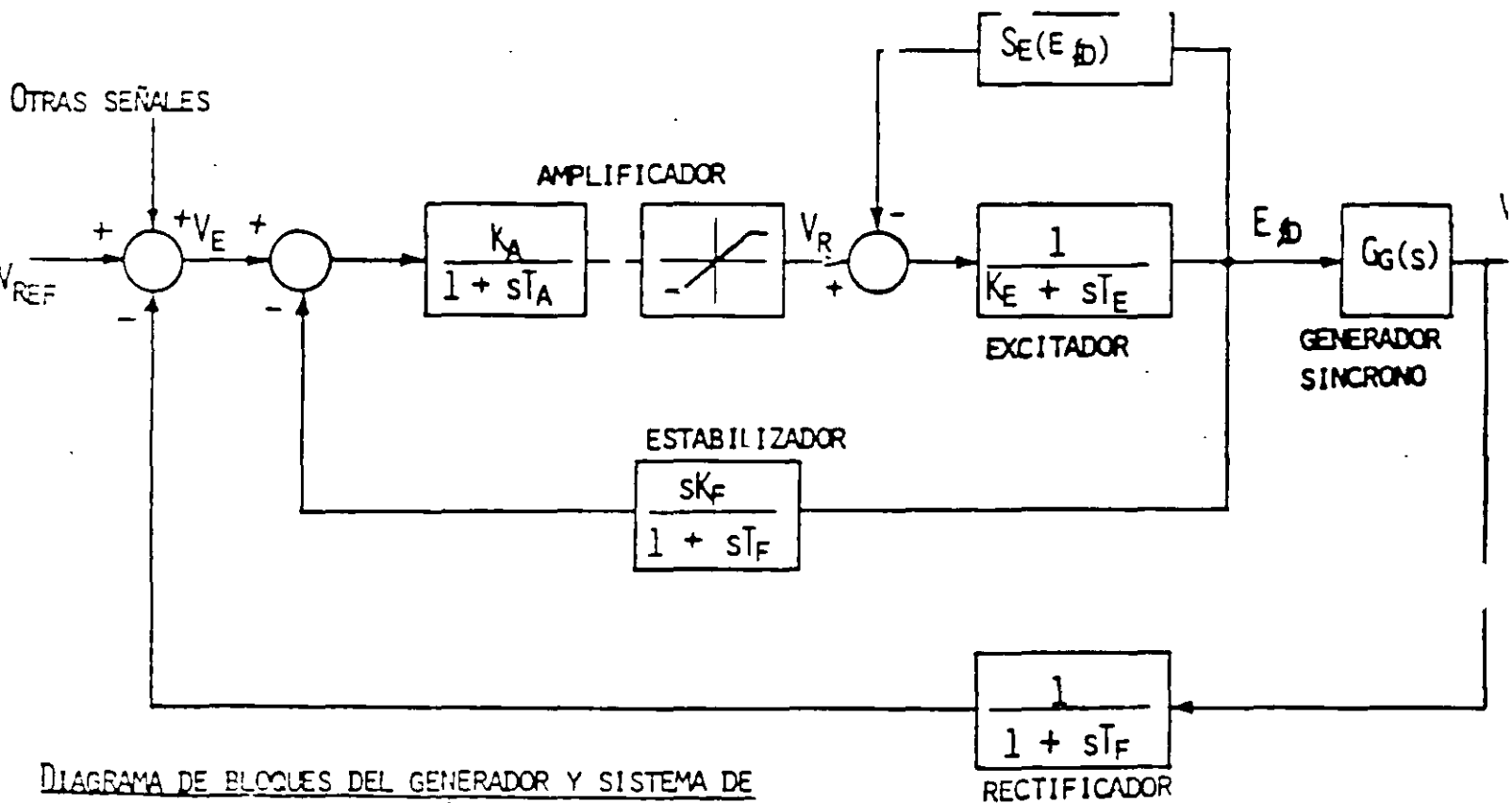
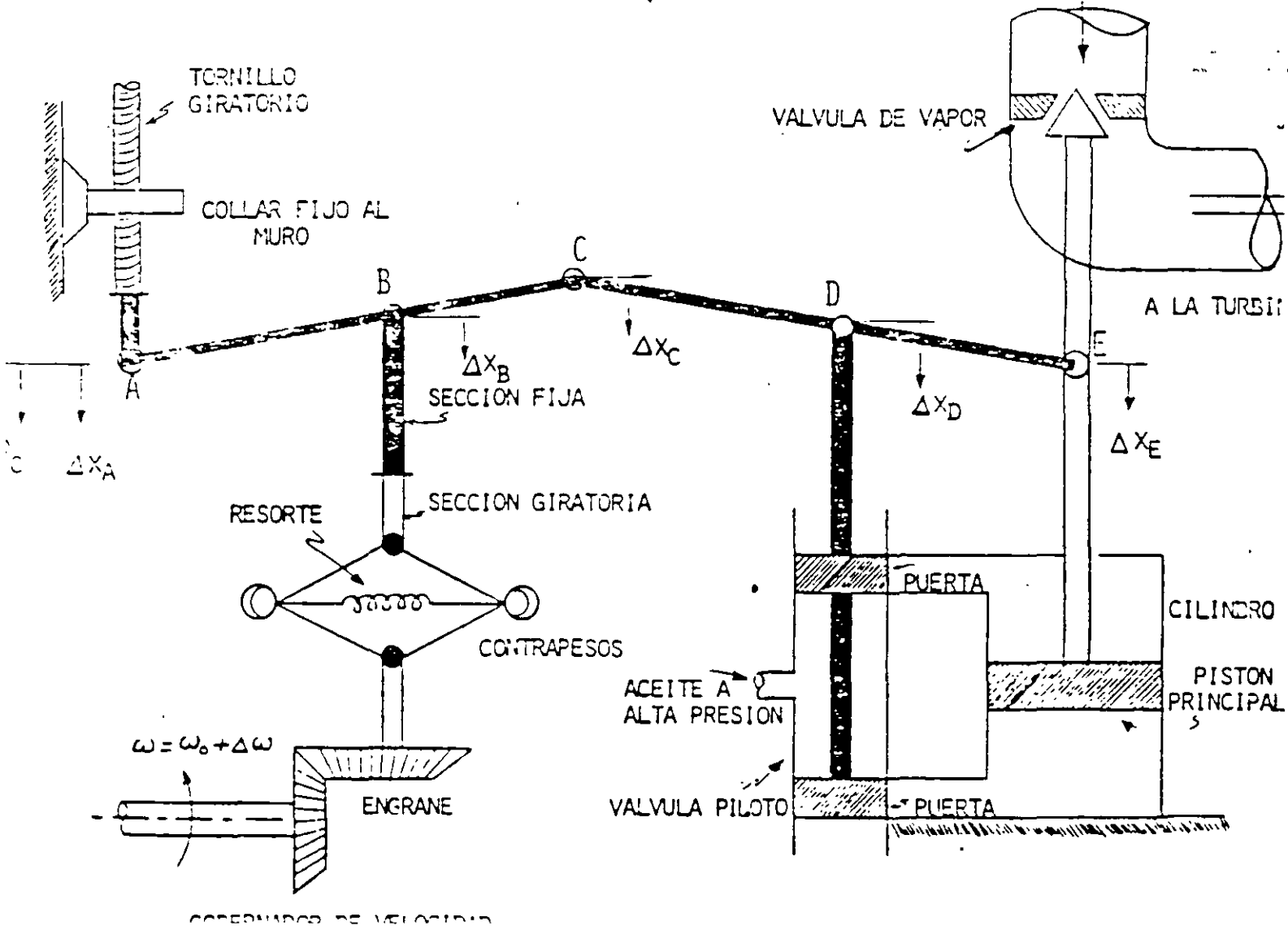
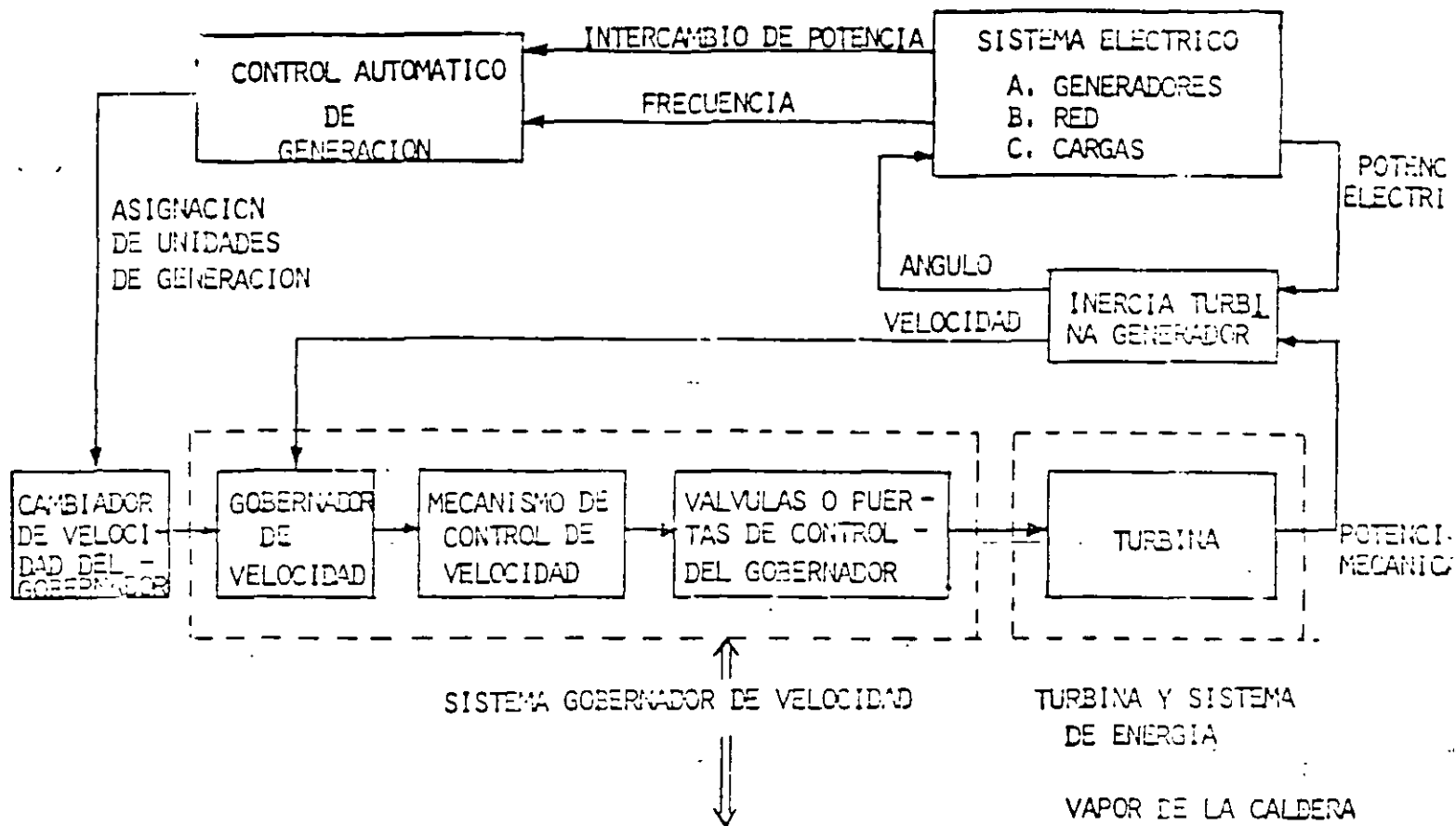
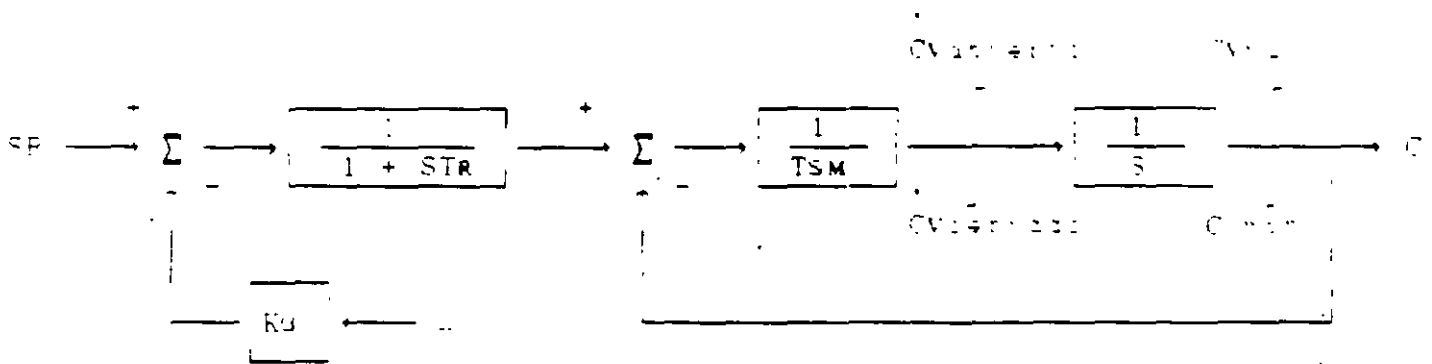
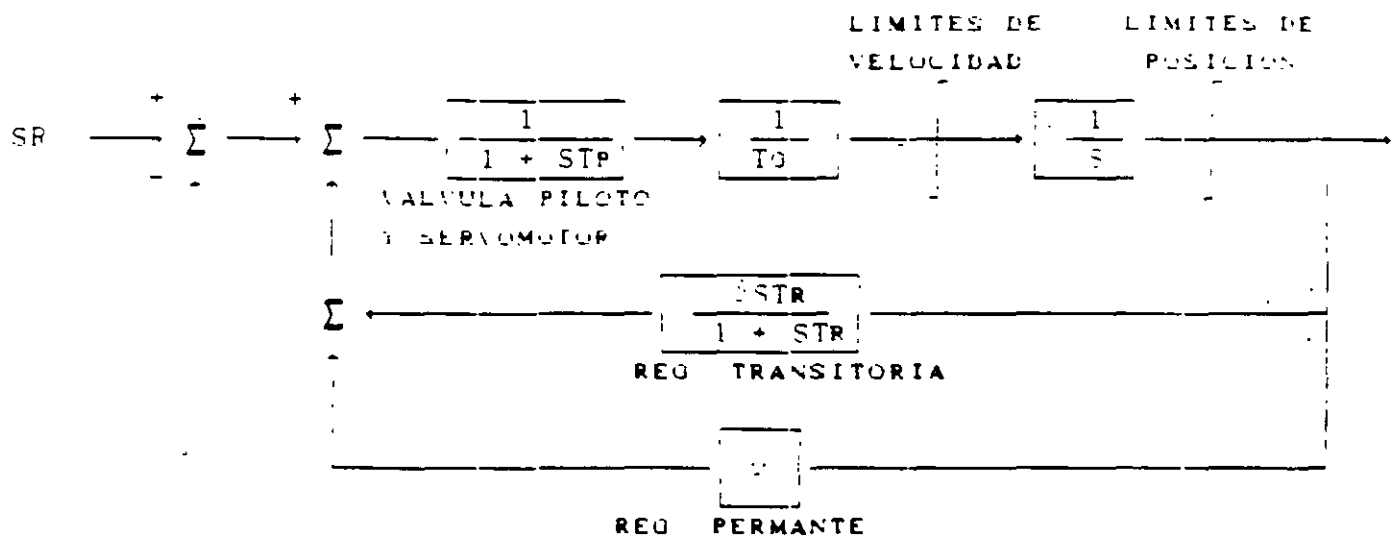


DIAGRAMA DE BLOQUES DEL GENERADOR Y SISTEMA DE EXCITACION



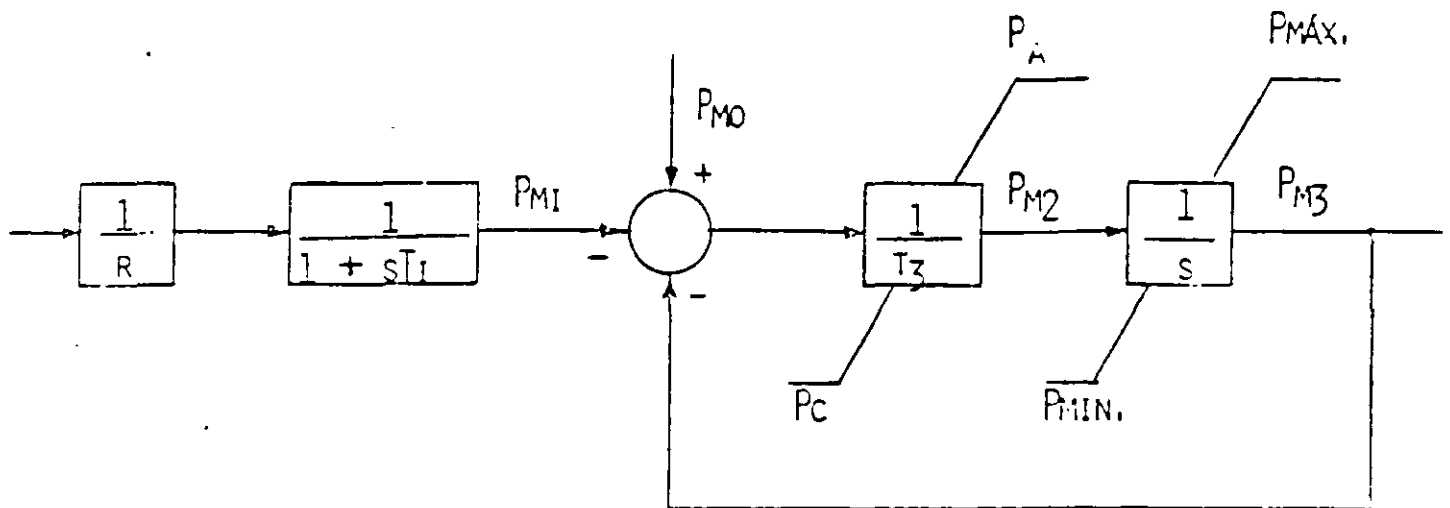


GOBERNADOR MECANICO - HIDRAULICO (TURBO)



GOBERNADOR MECANICO - HIDRAULICO (HIDRO)

DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SUBSISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD DE UNIDADES TÉRMICAS.



R - CARACTERÍSTICAS DE REGULACIÓN EN ESTADO ESTABLE.

$T_1$  - CONSTANTE DE TIEMPO DEL RELEVADOR DE VELOCIDAD.

$T_3$  - CONSTANTE DE TIEMPO DEL SERVOMOTOR.

$P_A, P_c$  - VELOCIDAD MÁXIMA PARA LA APERTURA Y CIERRE DE VÁLVULAS.

$P_MÁX., P_MÍN.$  - POSICIÓN MÁXIMA Y MÍNIMA DE VÁLVULAS.

$P_M0$  - POSICIÓN ACTUAL DE VÁLVULAS.

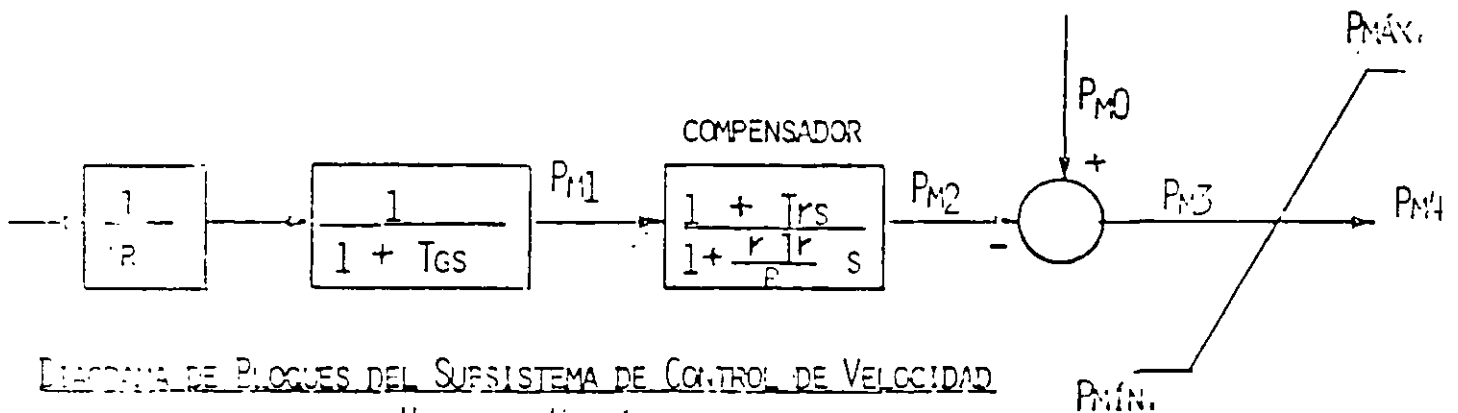


DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SUBSISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD DE UNIDADES HIDRÁULICAS

$T_f$  - CONSTANTE DE TIEMPO DEL DASHPOT.

R - CARACTERÍSTICAS DE REGULACIÓN DE ESTADO ESTABLE.

$T_G$  - TIEMPO PARA PRODUCCIÓN 1.0 P.U. DE APERTURA EN LA VÁLVULA COMO RESPUESTA A UN CAMBIO DE 1.0 P.U. DE VELOCIDAD.

r - CARACTERÍSTICAS DE REGULACIÓN TRANSITORIA.

$P_M0$  - POSICIÓN ACTUAL DE VÁLVULA.

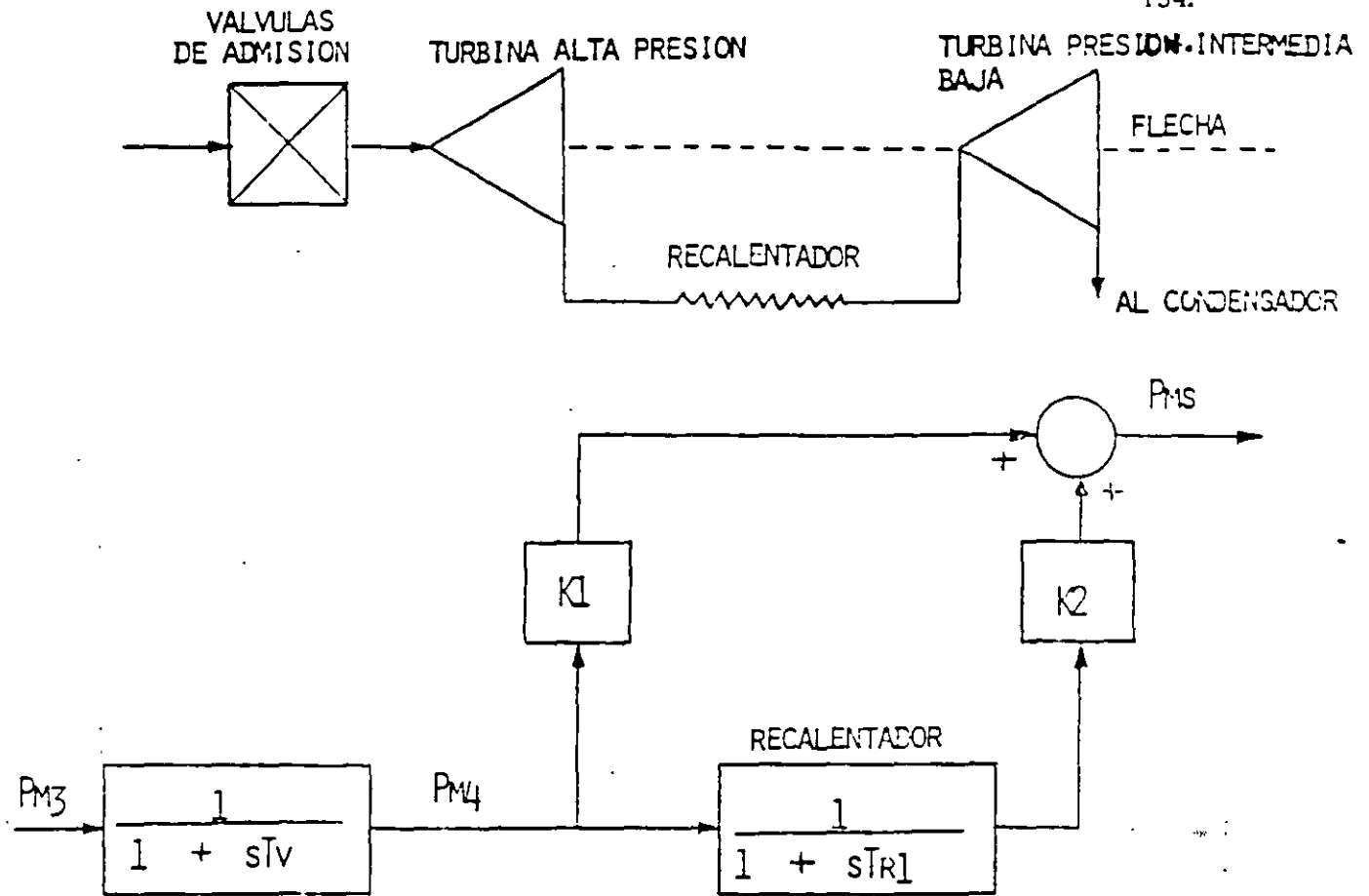


DIAGRAMA DE BLOQUES PARA TURBINAS DE VAPOR

$T_V$  - CONSTANTE DE TIEMPO DEL VOLUMEN DE ENTRADA DE VAPOR.

$T_{R1}$  - CONSTANTE DE TIEMPO DEL RECALENTADOR.

$K_1, K_2$  - FRACCIONES DE POTENCIA MECÁNICA.

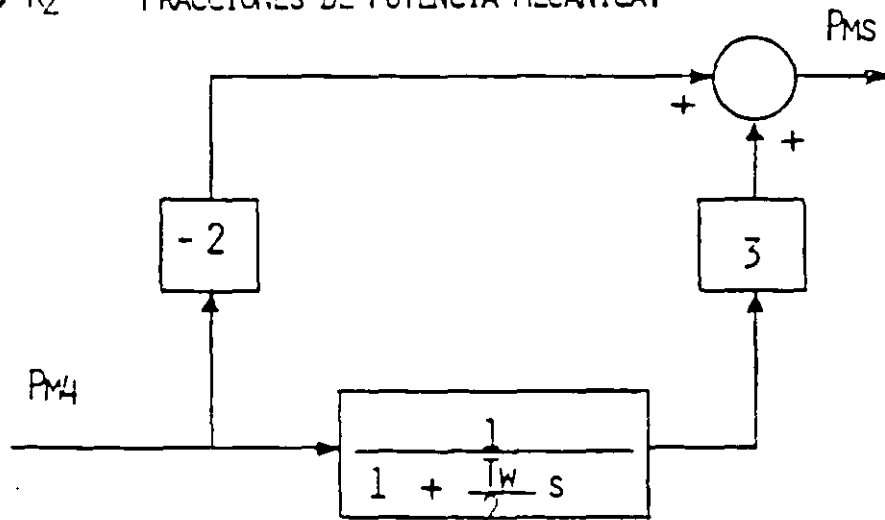


DIAGRAMA DE BLOQUES PARA TURBINAS HIDRÁULICAS

$T_W$  - CONSTANTE DE TIEMPO DE LA INERCIA DEL AGUA.



MODELACIÓN DE LA CARGA

$$P = \left( \frac{F}{F_0} \right)^{f_P} \left( \frac{V}{V_0} \right)^{v_P} P_0$$

$$Q = \left( \frac{F}{F_0} \right)^{f_Q} \left( \frac{V}{V_0} \right)^{v_Q} Q_0$$

( $P_0, Q_0$ ) - VALORES BASE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA.

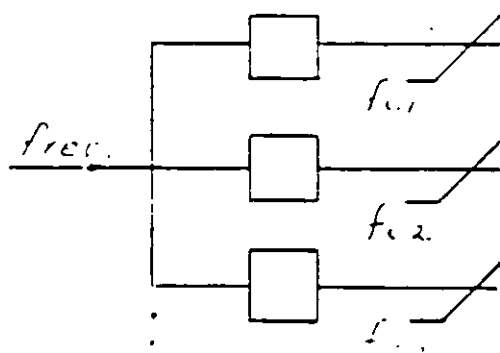
( $P, Q$ ) - VALORES DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA AFECTADOS POR VOLTAJE Y FRECUENCIA.

( $V_0, F_0$ ) - VALORES BASE DE VOLTAJE Y FRECUENCIA.

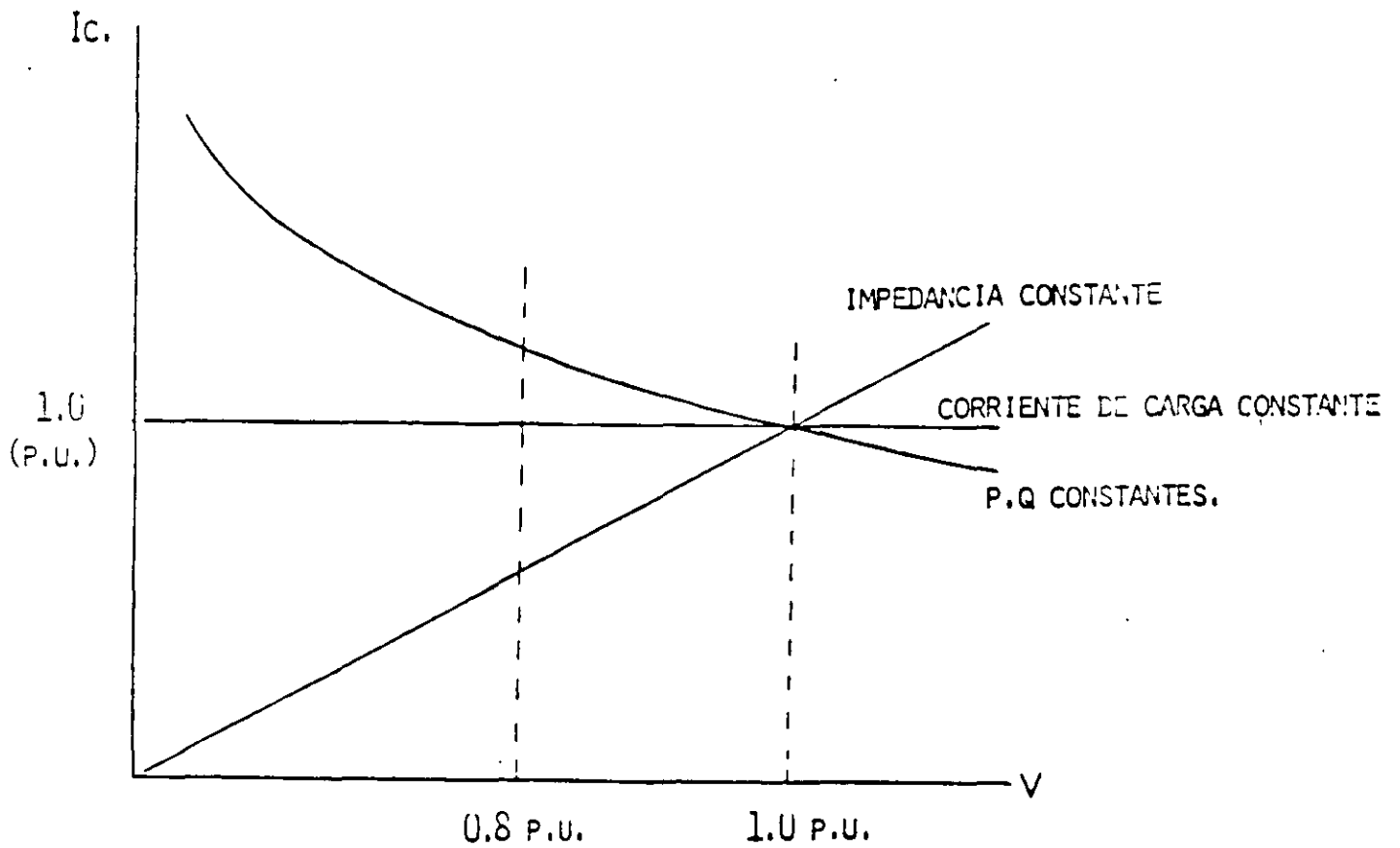
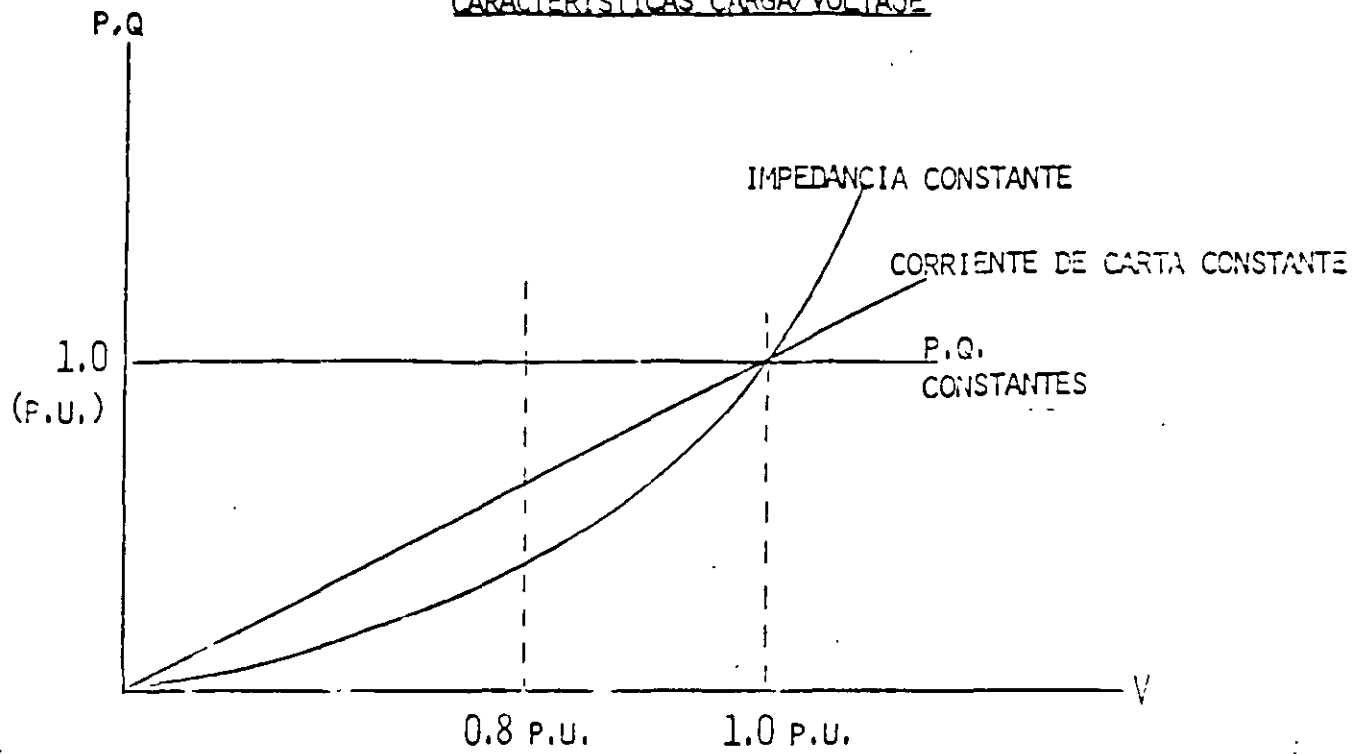
( $V, F$ ) - VALORES EN EL TIEMPO DE VOLTAJE Y FRECUENCIA.

TIPOS DE CARGA

$f_P$	$f_Q$	$v_P$	$v_Q$	C A R G A
0	0	0	0	POTENCIA CONSTANTE
0	0	1	1	CORRIENTE CONSTANTE
0	0	2	2	IMPEDANCIA CONSTANTE
1	1	0	0	DEPENDENCIA LINEAL UNITARIA DE LA FRECUENCIA

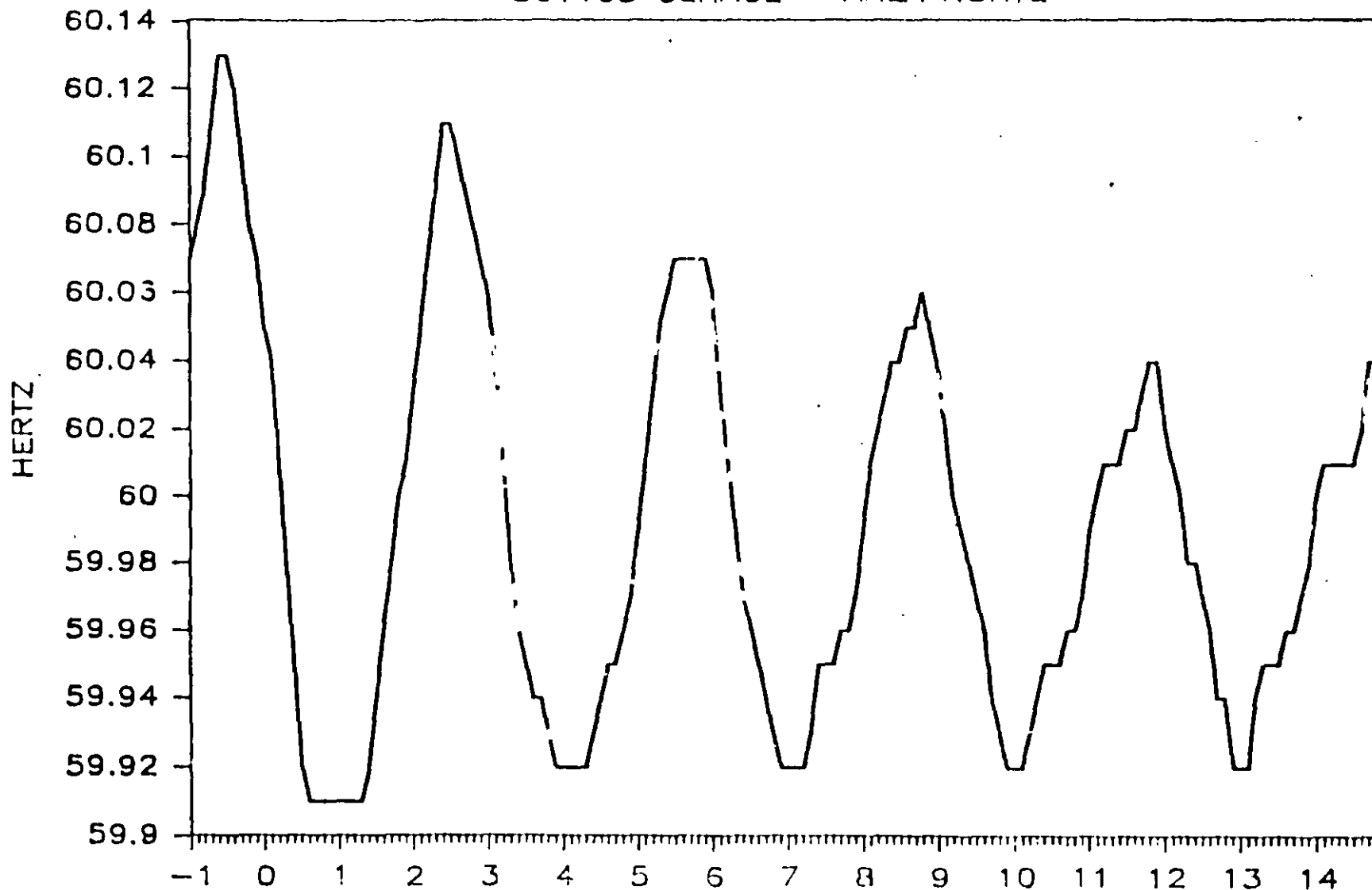
DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA

$$f_{c1} > f_{c2} > f_{c3}$$

CARACTERÍSTICAS CARGA/VOLTAJECARACTERÍSTICAS CORRIENTE DE CARGA/VOLTAJE

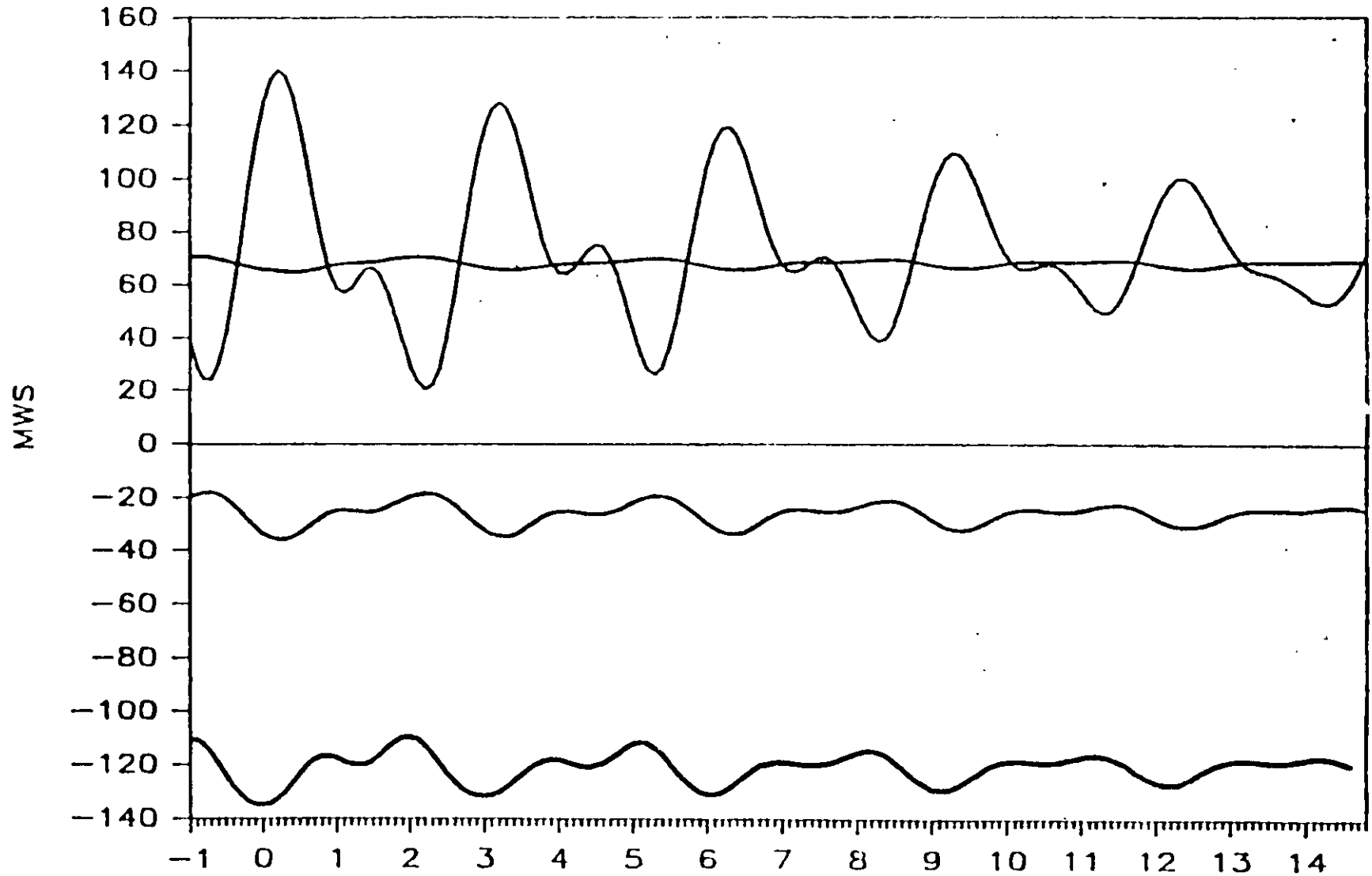
# FRECUENCIA GPL-230 POR DISP. PRD - T

861105 CENACE - AREA NORTE



— SEG.  
93020

FLUJOS LINEAS GPL \* DISP. PRD-TUL \*  
861105 CENACE - AREA NORTE



— 93020

— 93030

SEG.

— 93040

— 92980

73010

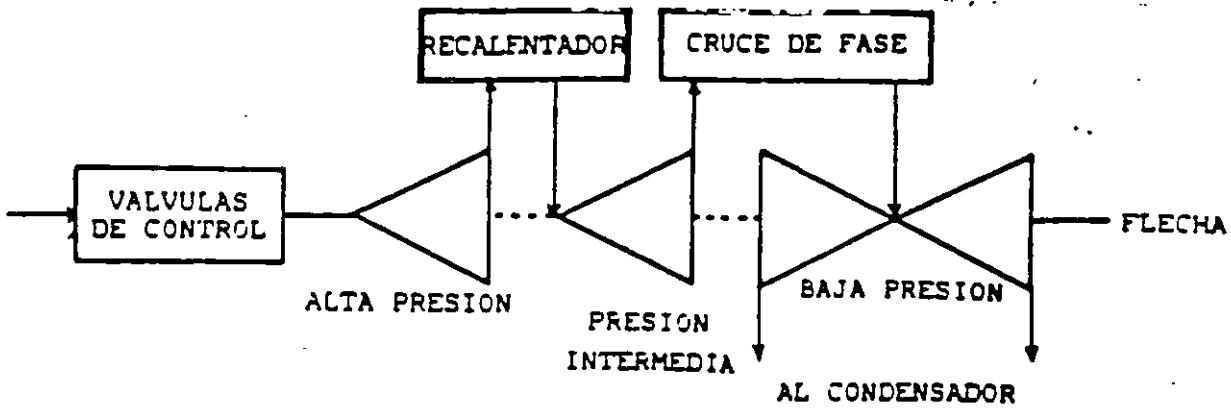


Figura 1. Diagrama esquemático de la turbina térmica con recalentamiento.

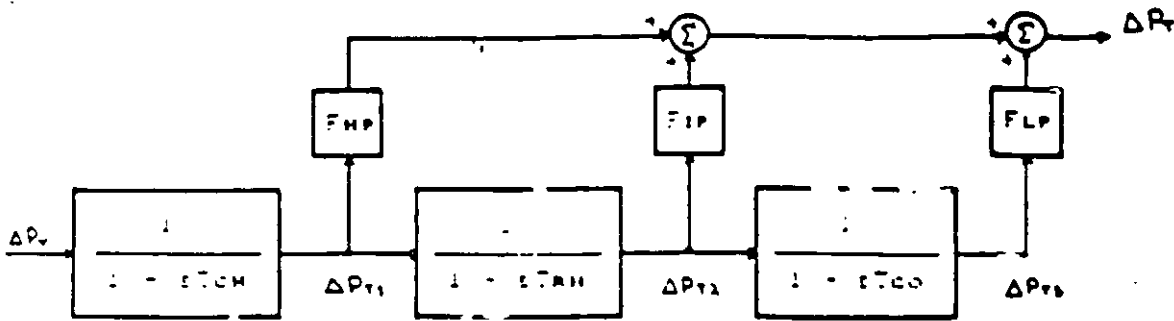


Figura 2. Modelo en bloques de la turbina térmica con recalentamiento.

$$\begin{bmatrix} \Delta F \\ \Delta P_{T3} \\ \Delta P_{T2} \\ \Delta P_{T1} \\ \Delta P_v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 T_p & FLP/P T_p & FIP/P T_p & FHP/P T_p & 0 \\ 0 & -1 T_{co} & 1 T_{co} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 T_{ah} & 1 T_{ah} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 T_{ch} & 1 T_{ch} \\ -1 P_{TH} & 0 & 0 & 0 & -1 T_H \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta F \\ \Delta P_{T3} \\ \Delta P_{T2} \\ \Delta P_{T1} \\ \Delta P_v \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} -1 P T_p \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta P_L = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 T_H \end{bmatrix} \Delta P_{REF}$$

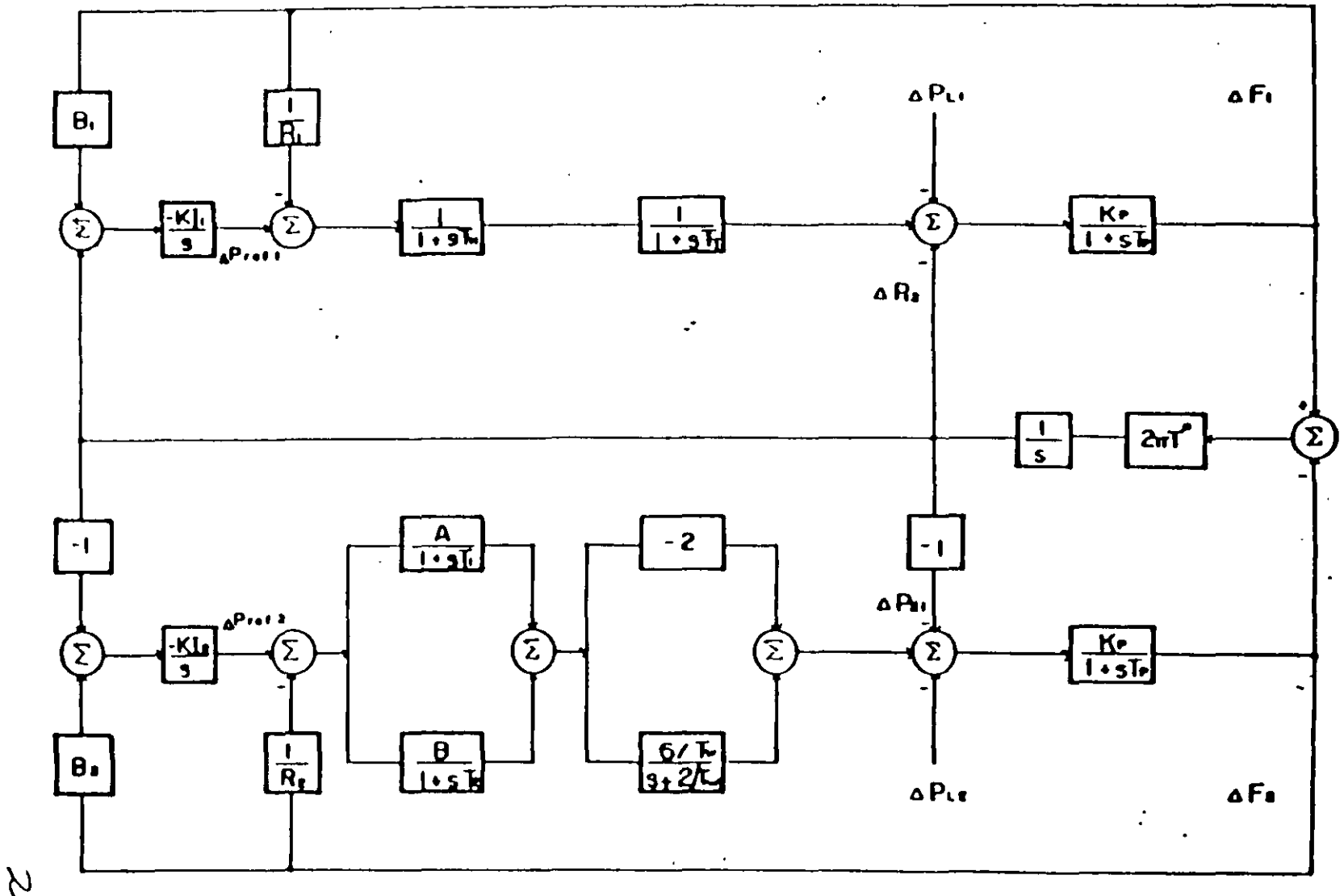


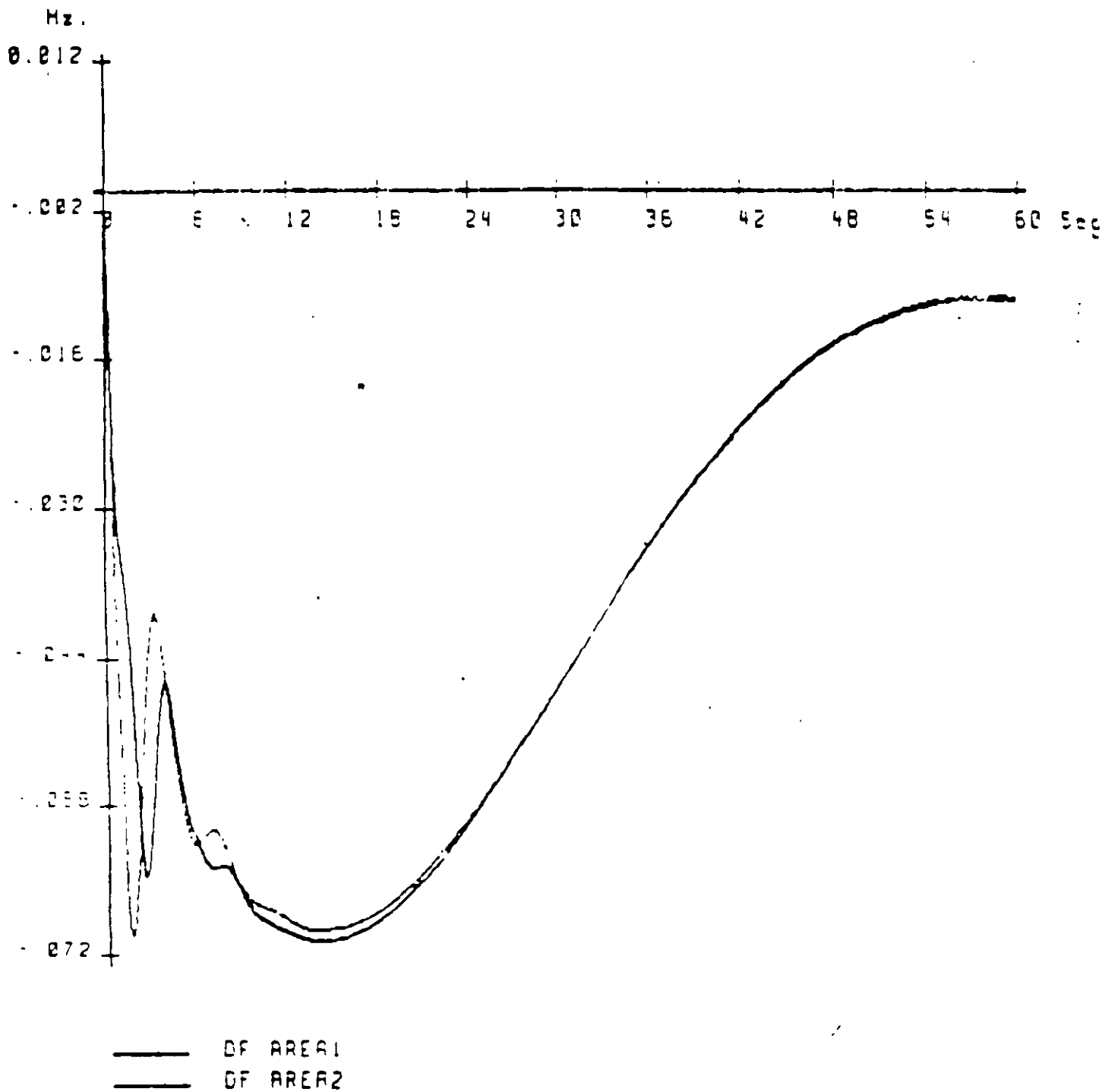
Figura 1 Regulación secundaria para dos áreas con control de interconexiones

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_P} & 0 & \frac{K_P}{T_P} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_P}{T_P} \\ 0 & -\frac{1}{T_P} & 0 & \frac{K_P}{T_P} & 0 & -2\frac{K_P}{T_P} & -2\frac{K_P}{T_P} & 0 & 0 & \frac{K_P}{T_P} \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_T} & 0 & \frac{1}{T_T} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{2}{T_V} & 0 & \frac{B}{T_V} & \frac{B}{T_V} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{R_1 T_H} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_H} & 0 & 0 & \frac{1}{T_H} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{A}{R_2 T_1} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_1} & 0 & 0 & \frac{1}{T_1} & 0 \\ 0 & -\frac{B}{R_2 T_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_2} & 0 & \frac{B}{T_2} & 0 \\ -K_{I1} B_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -K_{I1} \\ 0 & -K_{I2} B_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & K_{I2} \\ \Delta T^0 & -\Delta T^0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$X = \begin{bmatrix} \Delta F_1 \\ \Delta F_2 \\ \Delta P_T \\ \Delta P_{T1} \\ \Delta P_V \\ \Delta P_{V1} \\ \Delta P_{V2} \\ \Delta P_{r1} \\ \Delta P_{r2} \\ \Delta P_{12} \end{bmatrix}$$

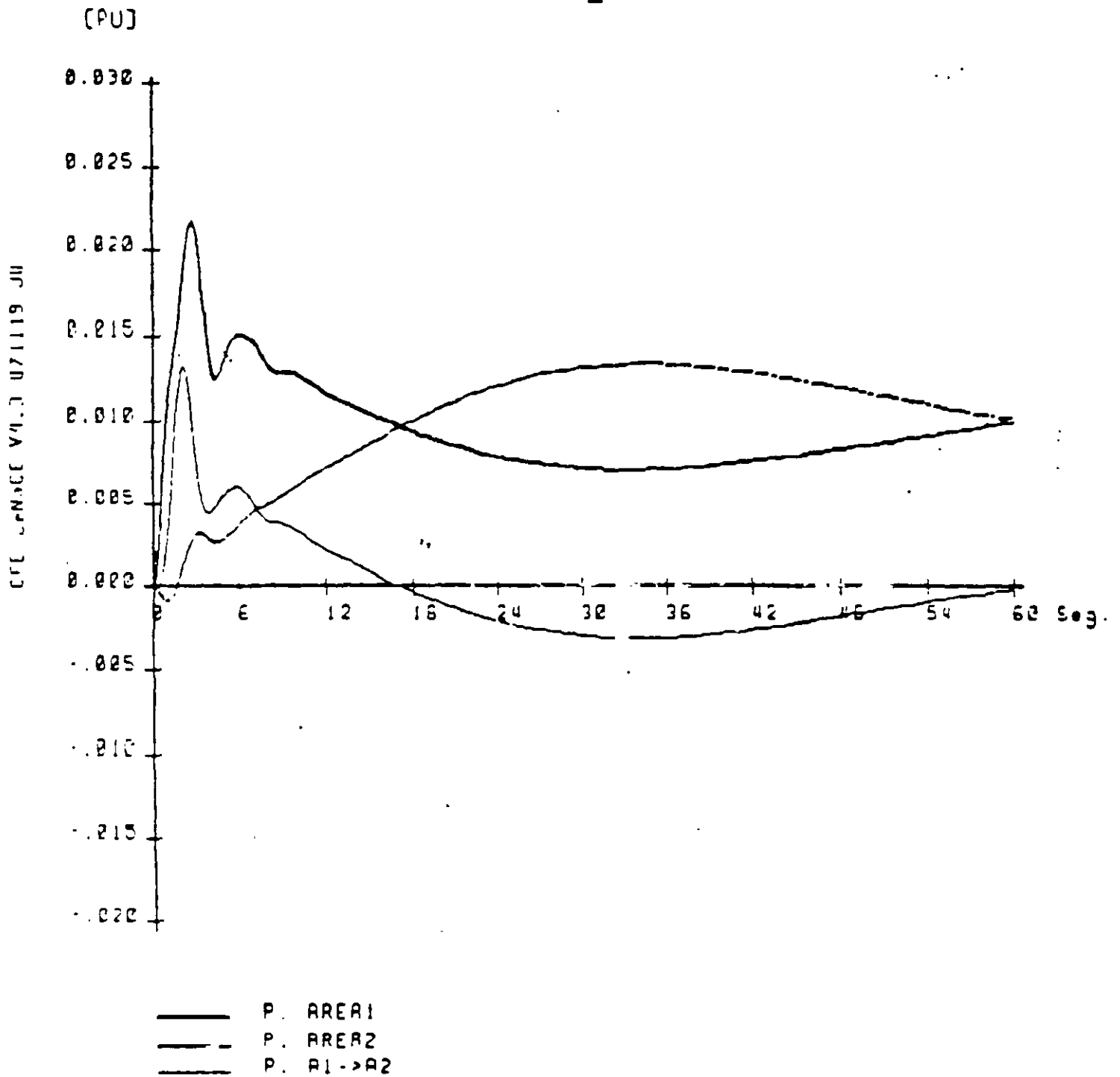
$$BU = \begin{bmatrix} -K_P/T_P \Delta P_{11} \\ -K_P/T_P \Delta P_{12} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

### GRAFICAS DE VARIACION DE FRECUENCIA ( caso 2 )





VARIACION DE POTENCIA MECANICA Y DE POTENCIA  
DE INTERCONEXION  
( caso 2 )





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**VIII CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**MÓDULO II  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA:**

**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO SOBRETENSIONES  
DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**CONFERENCISTA  
ING. ARTURO MORALES COLLANTES  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**

## ***SOBRETENSIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA***

Las sobretensiones en los sistemas eléctricos de potencia, actualmente representan uno de los mayores problemas tanto de diseño como de operación que estos sistemas adolecen, son la causa principal de reducción de la vida de prácticamente todo el equipo que lo constituye, así como de la presencia de uno de los mas severos eventos durante la operación de dichos sistemas denominado "disturbio", que afecta notablemente a la continuidad, uno de las principales parámetros de la calidad de suministro de energía.

Las sobretensiones aparecieron casi simultáneamente con el inicio de los incipientes sistemas de potencia, cuyas líneas entraron en operación comercial a fines del siglo pasado y que rápidamente alcanzaron extensiones de cientos de kilómetros; lo cual propicio que las descargas atmosféricas iniciaran sus severos efectos en ellas; afortunadamente a principios de siglo se inventó y desarrolló el osciloscopio de rayos catódicos, que permitió llevar a cabo un estudio sistemático del rayo como descarga atmosférica y primera manifestación importante de las sobretensiones y sus efectos sobre los sistemas eléctricos.

Alemania, Suecia y Estados Unidos, junto con otros países iniciaron la observación y registro del fenómeno, no solo en las líneas de transmisión, sino también en estructuras expuestas al mismo o específicamente construidas para tales fines, ya que se deseaba conocer la forma de onda del rayo, así como medir y registrar su intensidad de corriente.

Mas tarde con el desarrollo de los grandes sistemas, la elevación de los voltajes de operación de las redes, originadas por el enorme crecimiento de la demanda y la creación de grandes estaciones generadoras requeridas para satisfacerla; así como para mejorar los problemas de regulación existentes y la interconexión con otros sistemas, dió lugar a la presencia de otros tipos de sobretensiones derivadas de las características de operación de los sistemas y de la existencia de ciertos equipos eléctricos constitutivos de los mismos y de sus características.

Con objeto de tener una dimensión de lo que representan las sobretensiones, a continuación presentamos una tabla de las causas mas frecuentes de interrupción de los circuitos de transmisión que se registraron en la división centro Sur de la Comision Federal de Electricidad durante los años 1987 a 1990.

**TABLA 1 CAUSAS MAS FRECUENTES DE INTERRUPCION EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA NACIONAL**

CAUSAS DE INTERRUPCIÓN	INTERRUPCIONES	%
Descargas atmosféricas	1398	28
Vegetación	785	16
Objetos s/líneas	710	15
Viento	558	11
Vandalismo	394	8
Tormentas	335	7
Choque o golpe	273	6
Contaminación	166	4
Animales	124	3
Operación anormal de equipo	110	2

En la estadística anterior, solo se consideraron las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, ya que son las que mas directamente inciden en las salidas de los circuito de transmisión y distribución, y como se observa representaron el mayor porcentaje 38% de causas de interrupción.

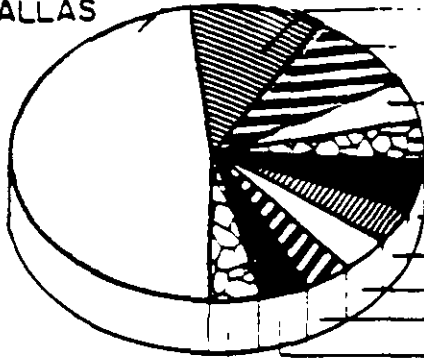
Los otros tipos de sobretensiones que en general se deben a las características de operación de los sistemas eléctricos, no necesariamente provocan interrupciones directamente como las anteriores, pero influyen considerablemente en las causas de interrupción por otros eventos, pero lo que es mas importante someten al sistema permanentemente a condiciones desfavorables desde el punto de vista de aislamiento.



# DISTRIBUCION DE SALIDAS POR FALLA EN LINEAS DE TRANSMISION PARA EL PERIODO 1990

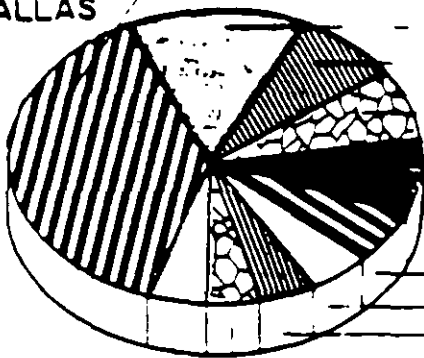
FIG. No 20

LT'S 400 KV  
140 FALLAS



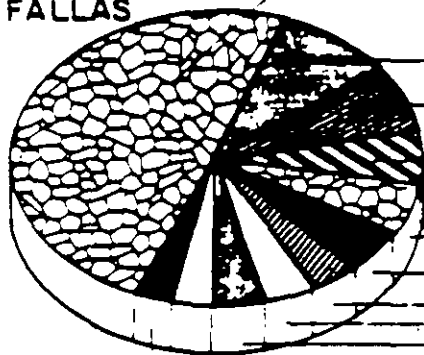
DESCARGAS ATMOSFERICAS	53.97 %
CONTAMINACION	10.71 %
IGNORADAS	10.00 %
QUEMA DE VEGETACION	5.71 %
HILO DE GUARDA	5.71 %
VIENTOS FUERTES	5.00 %
ESTRUCTURAS	2.14 %
BRECHA	2.14 %
QUEMA DE CAÑA	2.14 %
HERRAJES	1.43 %
CONDUCTOR	1.43 %

LT'S 230 KV  
269 FALLAS

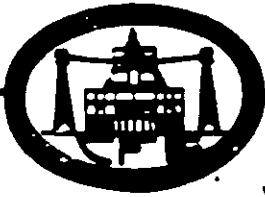


DESCARGAS ATMOSFERICAS	46.10 %
CONTAMINACION	21.56 %
IGNORADAS	7.06 %
VIENTOS FUERTES	5.95 %
QUEMA DE VEGETACION	5.58 %
BRECHA	3.72 %
HILO DE GUARDA	3.35 %
ESTRUCTURAS	1.86 %
QUEMA DE CAÑA	1.11 %
CONDUCTOR	0.74 %

LT'S 161-115 KV  
765 FALLAS



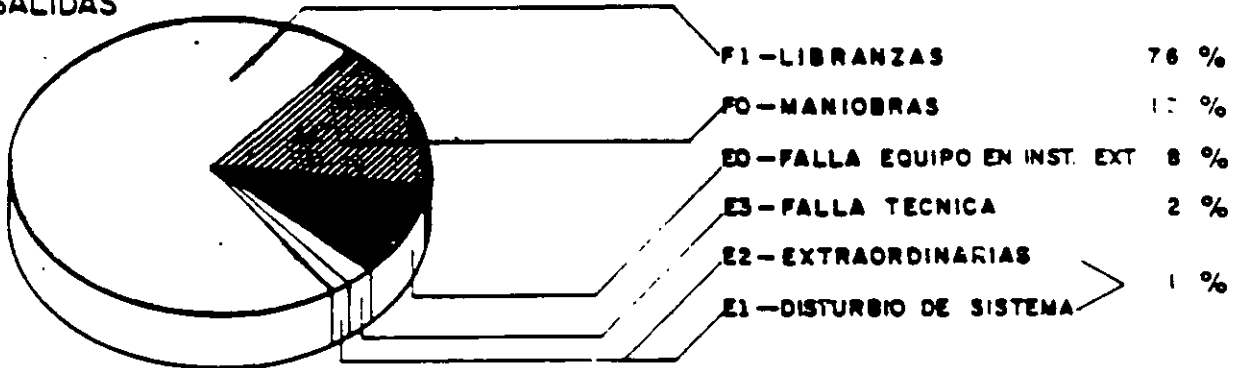
DESCARGAS ATMOSFERICAS	62.88 %
CONTAMINACION	10.33 %
IGNORADAS	6.67 %
HILO DE GUARDA	3.67 %
VIENTOS FUERTES	3.14 %
AISLADORES	2.35 %
BRECHA	2.35 %
QUEMA DE CAÑA	2.22 %
CONDUCTOR	2.09 %
ESTRUCTURAS	1.83 %
QUEMA DE VEGETACION	1.44 %



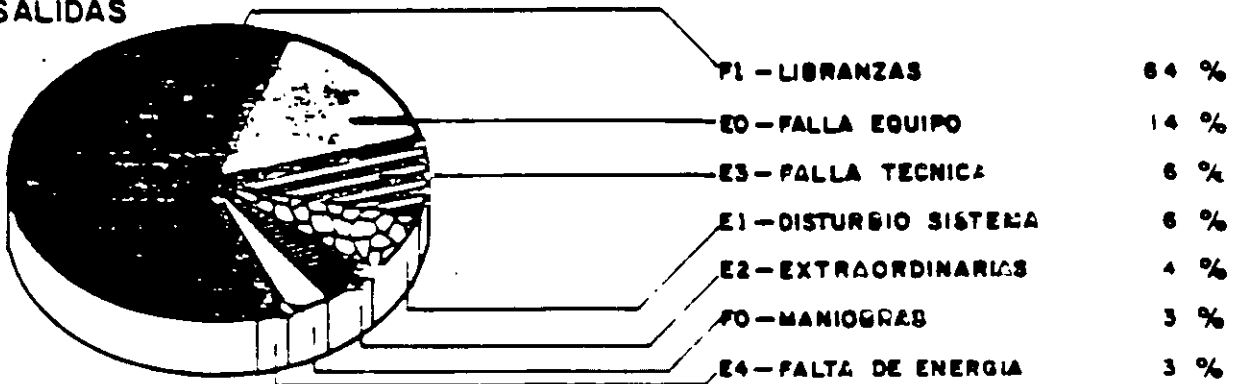
DISTRIBUCION DE SALIDAS POR CAUSAS AJENAS  
Y MANIOBRAS EN LINEAS DE TRANSMISION  
AÑO 1990

FIG. N.º 21

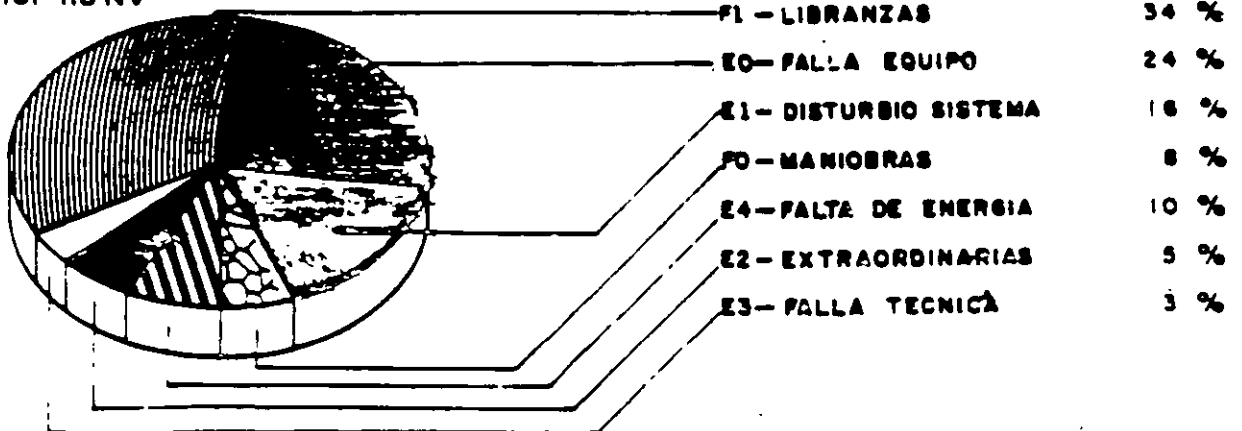
LT'S 400 KV  
323 SALIDAS



LT'S 230 KV  
522 SALIDAS



LT'S 161-115 KV



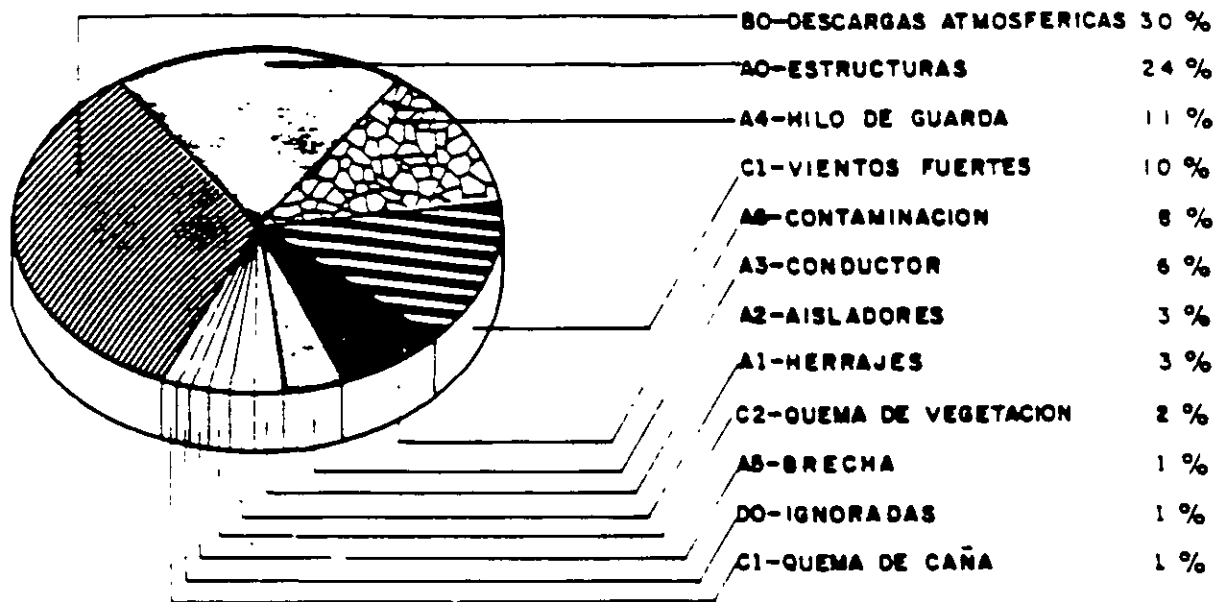


# DISTRIBUCION EN PORCIENTO DEL TIEMPO QUE LAS LINEAS DE TRANSMISION, ESTUVIERON FUERA POR FALLA CAUSAS AJENAS , MANIOBRAS Y LIBRANZAS EN 1990

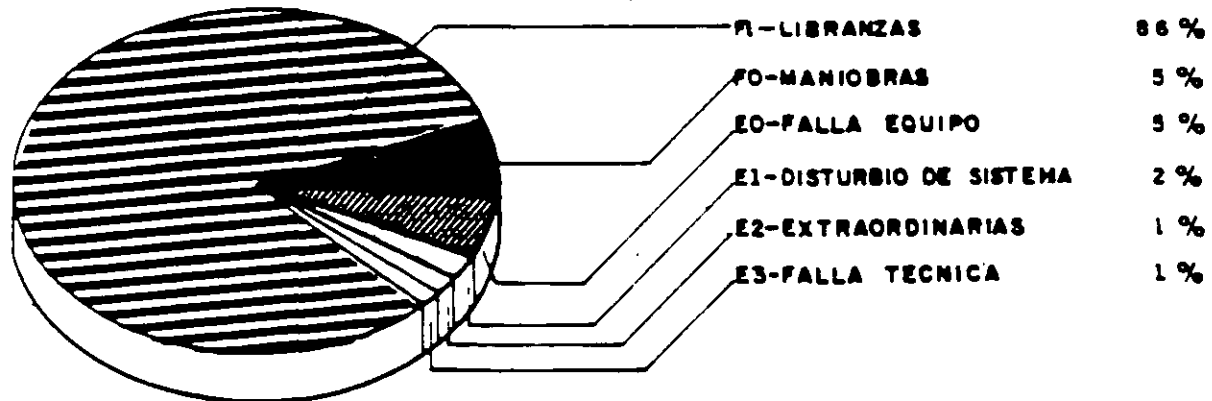
LT'S 400-115 KV

FIG. N° 22

TIEMPO FUERA POR FALLA: 2964:53 Hrs.: Min.



TIEMPO FUERA POR CAUSAS AJENAS, MANIOBRAS Y LIBRANZAS: 18953:12 Hr. Min.



# 1. WAVE PROPAGATION

## 1.1. INTRODUCTION

### 1.1.1. TYPES OF OVERVOLTAGES

- LIGHTNING STROKES
- SWITCHING SURGES
- ARCING GROUNDS
- RESONANCE VOLTAGES

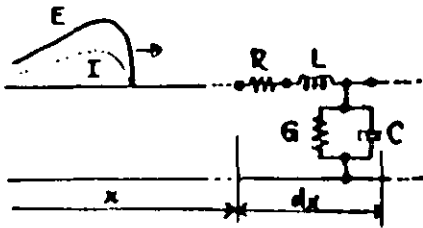
### 1.1.2. LIGHTNING STROKES

- FREQUENCY OF OCCURRENCE
- STATISTICAL DATA

- MAGNITUDE
- DURATION
- RELEVANT PARAMETERS

### 1.1.3. MODELING LINES

- DISTRIBUTED PARAMETERS
- TRANSMISSION LINE DIFF. EQUATIONS



$$\frac{\partial^2 E}{\partial x^2} = \gamma^2 E$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = \gamma^2 I$$

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{(R+sL)(G+sC)}$$

## 1.2. IMPORTANT PARAMETERS

### 1.2.1. PROPAGATION CONSTANT

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{Z_{LINE} Y_{LINE}}$$

- $\alpha$  = ATTENUATION CONSTANT
- $\beta$  = PHASE CONSTANT

### 1.2.2. CHARACTERISTIC (SURGE) IMPEDANCE

$$Z_0 = \sqrt{\frac{Z_{LINE}}{Y_{LINE}}} \quad e = Z_0 i \quad Y_0 = \frac{1}{Z_0}$$

### 1.2.3. LOSSLESS LINE: $R=0, G=0$

$$\gamma = s\sqrt{LC}$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

### 1.2.4. DISTORTIONLESS LINE: $\frac{L}{R} = \frac{C}{G}$

## 1.3. LINE PARAMETERS, SIMPLE CASES

### 1.3.1. OVERHEAD CONDUCTOR

$$L = 2 \left( \frac{1}{4} + \ln \frac{2h}{r} \right) 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = \frac{10^{-6}}{18 \ln \frac{2h}{r}} \text{ F/km}$$

### 1.3.2. CABLE (ONE CONDUCTOR)

$$L \approx 2 \left( \frac{1}{4} + \ln \frac{R}{r} \right) 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = k \frac{10^{-6}}{18 \ln \frac{R}{r}} \text{ F/km}$$

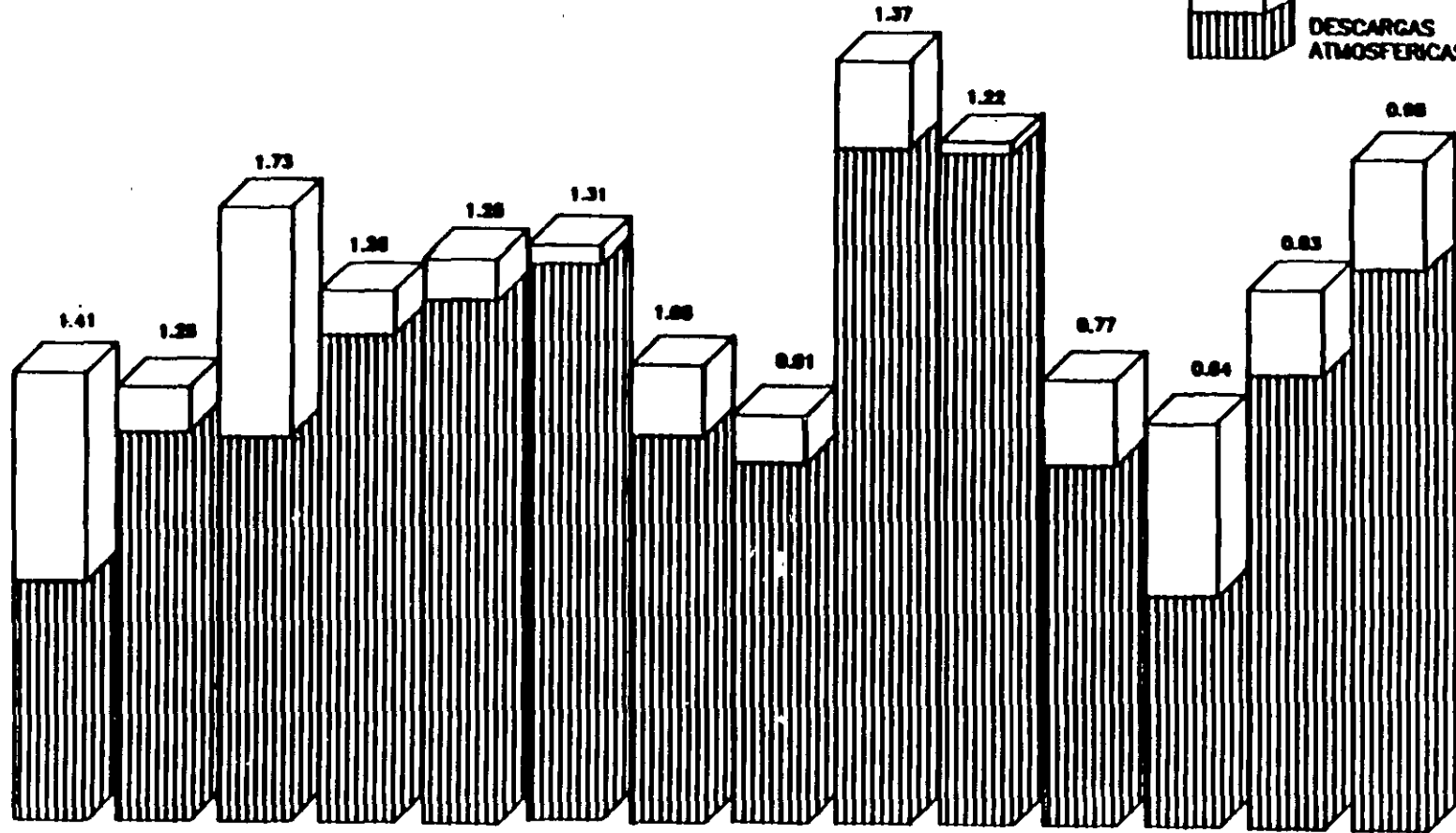
### 1.3.3. THREE PHASE SYSTEMS





**INDICE DE SALIDAS EN LINEAS DE TRANSMISION  
POR : DESCARGAS ATMOSFERICAS E IGNORADAS DE 400 kV  
PERIODO 1977-1990  
FIG. No. 10**

IGNORADAS (Do)  
DESCARGAS ATMOSFERICAS (Bo)



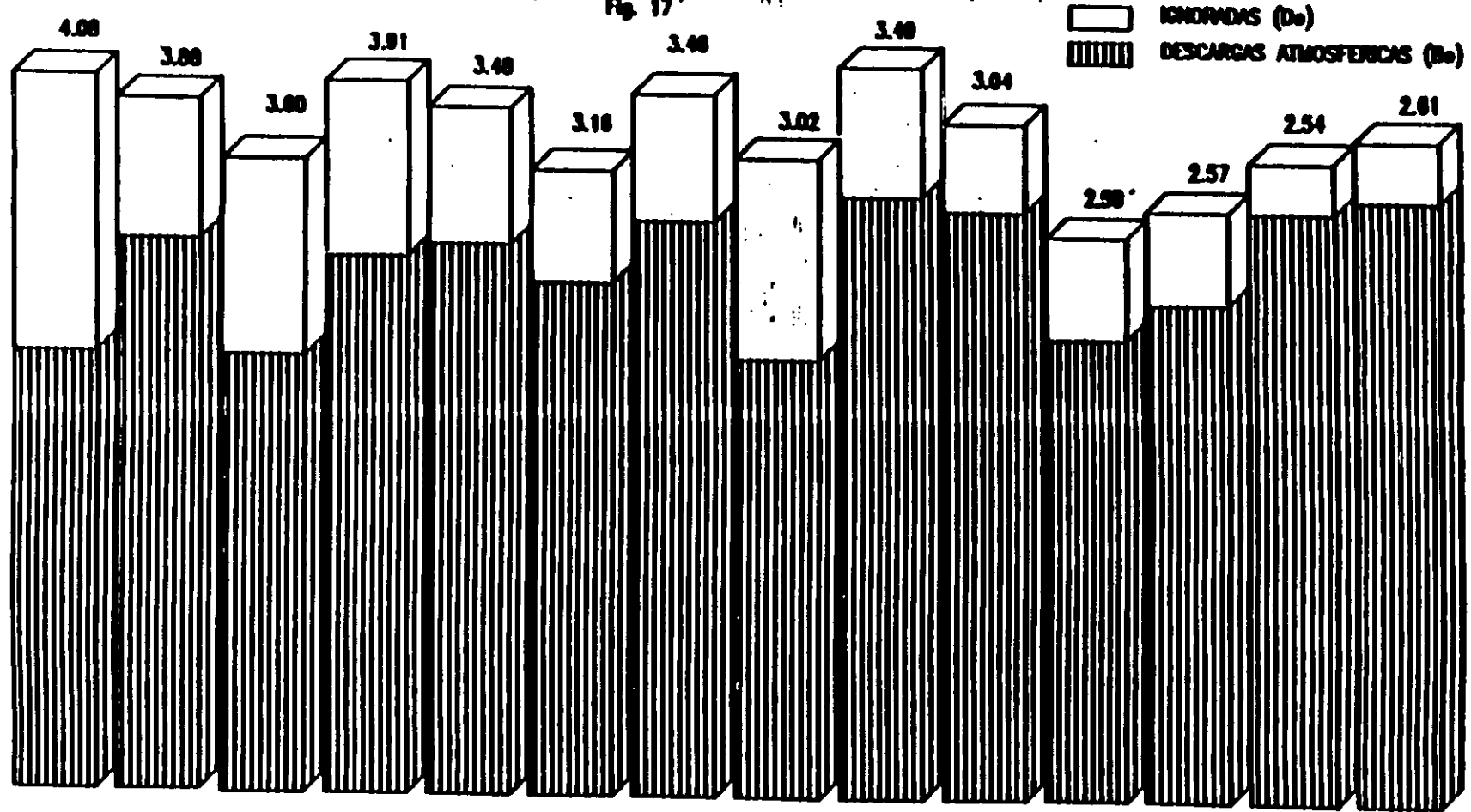
AÑO	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
No. SALIDAS (Bo)	32	53	51	65	70	75	53	40	92	91	49	31	61	75
No. SALIDAS (Do)	28	06	31	07	05	04	11	08	12	02	12	23	12	14
TOTAL	60	59	82	72	75	79	64	57	104	93	61	54	73	89
INDICE	1.41	1.25	1.73	1.26	1.28	1.31	1.06	0.91	1.37	1.22	0.77	0.84	0.83	0.98
KILOMETROS	4245	4737	4741	5695	5997	6035	6080	6287	7610	7855	7908	8378	8811.5	8999.1





# INDICE DE SALIDAS EN LINEAS DE TRANSMISION MENORES DE 230 kV. POR: DESCARGAS ATMOSFERICAS Y E IGNORADAS

PERIODO 1977-1990

Fig. 17

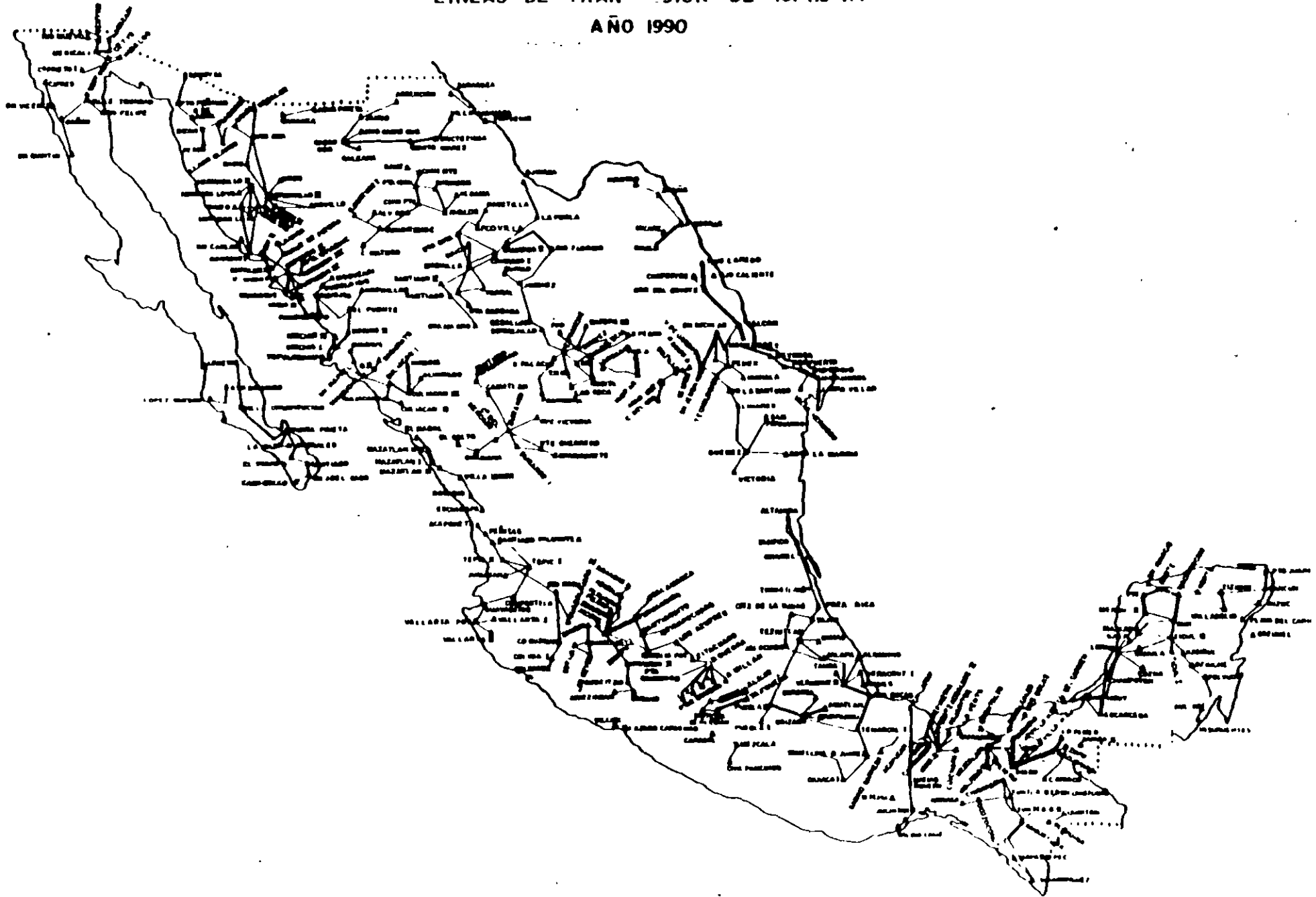


 IGNORADAS (Do)  
 DESCARGAS ATMOSFERICAS (Da)

AÑO	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Nº SALIDAS (Da)	98	110	158	148	126	100	102	138	105	88	85	70	42	51
Nº SALIDAS (Do)	573	548	505	573	568	405	542	811	588	538	450	470	513	532
TOTAL	4.08	3.88	3.80	3.91	3.48	3.18	3.48	3.02	3.49	3.04	2.50	2.57	2.54	2.81
INDICE KILOMETROS	14000	14137	14043	14838	16247	15845	16282	16029	16808	17888	18015	18308	20120.33	20358



FIG. 7  
LINEAS DE TRANSMISION DE 161-115 KV  
AÑO 1990





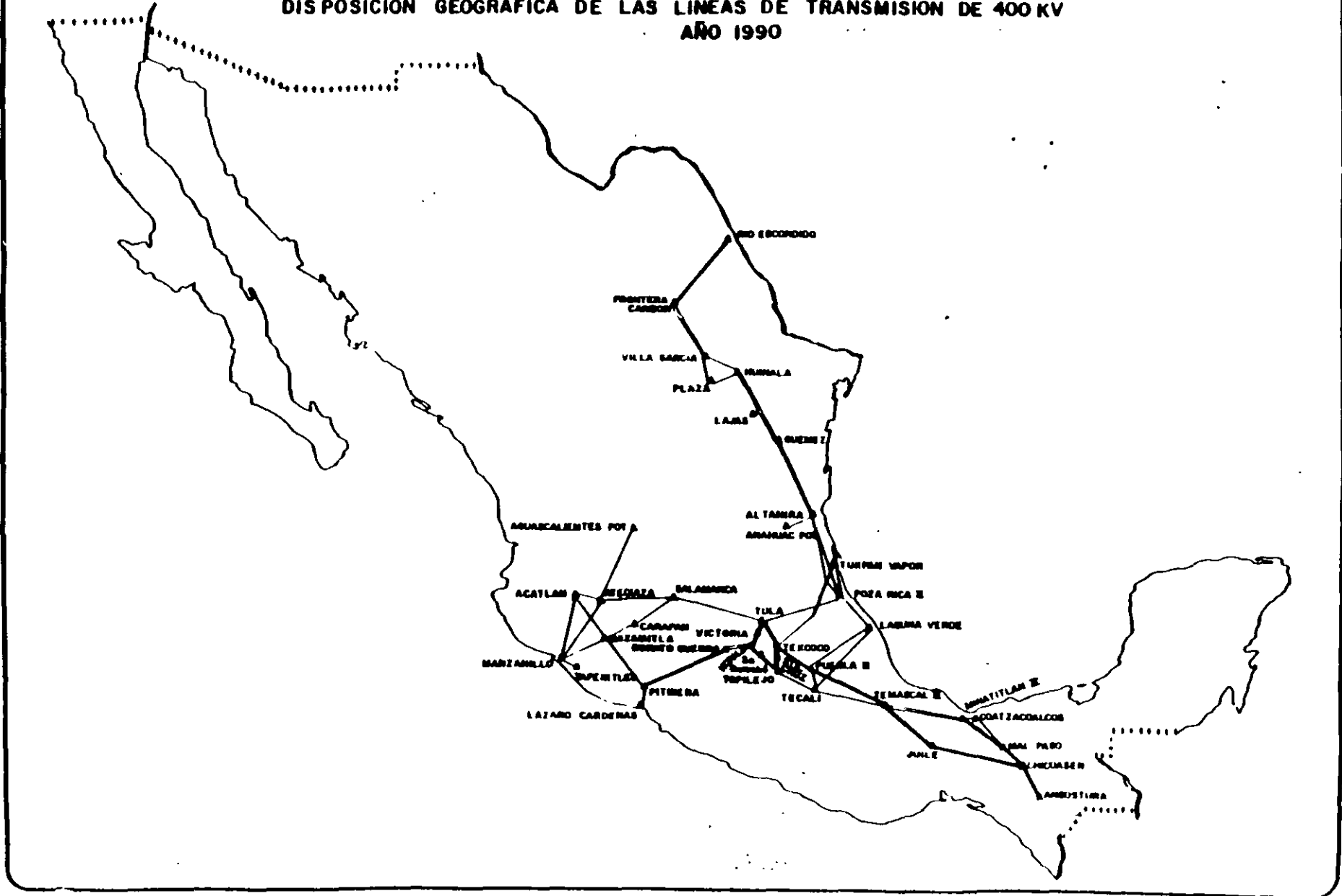
### DISPOSICION GEOGRAFICA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 230 KV AÑO 1990





COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
SUBDIRECCION DE PRODUCCION  
GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

FIG. No. 1  
DISPOSICION GEOGRAFICA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 400 KV  
AÑO 1990



Universidad Nacional Autónoma de México  
División de Educación Continua

Curso Sistemas de Potencia II

Tema: Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento

Profesor Víctor Federico Hermosillo Worley

M S E E , Teck I.l.c Elek

## TEMARIO

### 1a Sesión:

- 1 Introducción  
Fallas de L.T. en la Red Troncal del Sistema Mexicano  
Clasificación de sobretensiones
- 2 Ondas viajeras en líneas de transmisión  
Distorsión y atenuación de ondas viajeras
- 3 Modelos de líneas de transmisión  
Componentes modales
- 4 Sobretensiones por descargas atmosféricas  
Física y parámetros de descargas atmosféricas  
Blindaje de líneas de transmisión  
Modelo de una descarga directa  
Descarga directa al hilo de guarda  
Sobretensiones inducidas

### 2a Sesión

5. Clasificación de sobretensiones por maniobra  
Cierre y recierre de líneas de transmisión  
Interrupción prematura de pequeñas corrientes inductivas  
Interrupción de corrientes capacitivas  
Sobretensiones temporales  
Transitorios en subestaciones encapsuladas (SF6)
6. Coordinación de aislamiento  
Nociones de probabilidad y estadística  
Equipo de protección contra sobretensiones  
Selección de apartarrayos  
Nivel de aislamiento del equipo  
Estándares internacionales para coordinación de aislamiento

## DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las descargas atmosféricas es uno de los fenómenos de sobretensiones que produce más salidas de circuitos eléctricos 26% correspondientes a las líneas de 230 kV 65% correspondientes a las líneas de 345 kV según un reporte de las 42 Compañías Eléctricas de los Estados Unidos y Canadá obtenidos de un total de 386 circuitos de alto voltaje con un total de 25499 millas de líneas de transmisión. Un segundo estudio es el de los sistemas de distribución de hasta 34.5 kV de Kingston que en un período de 14 años en el que se presentaron 50,000 reportes de salidas, de los cuales 478 fueron originados por descargas atmosféricas.

Efecto reactivo producido por una nube paralela a tierra

$$L = 2 \times 10^{-7} \int_n^{r_2} \left(1 - \frac{x^2}{r^2}\right) \frac{dx}{x} \text{ H / m}$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{r_2}{r_1} \text{ H / m}$$

Si  $r_1 = 1 \text{ cm}$ ,  $r_2 = 1 \text{ km}$ , en una trayectoria de 1 km de longitud  $L = 2.18 \text{ mH}$  y la capacitancia será:

$$C = \frac{\epsilon_0 A}{d} = \frac{8.854 \times 10^{-12} \times \pi \times 10^6}{10^3 \times 4} = 6.95 \times 10^{-9} \text{ F}$$

## CLASIFICACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES

Por la forma en que se manifiestan las sobretensiones se pueden clasificar como **internas o externas**.

Son **sobretensiones de origen interno** aquellas producidas dentro de las estaciones o subestaciones de producción, seccionadoras o de transformación de energía eléctrica.

Son **sobretensiones de origen externo** las debidas a efectos externos de las estaciones o subestaciones, pero que pueden incidir en ellas y su equipo.

El subcomite 23 de **Coordinación de aislamiento de CIGRE** especifica las clases y formas de tensiones de esfuerzo y las sobretensiones de acuerdo con sus características de forma de onda y duración en los siguientes grupos:

**Transitorias.-** Son las sobretensiones de mas alta frecuencia producidas súbitamente cuyos limites de las formas de tensión oscilan entre los microsegundos y los nanosegundos, incluye tanto sobretensiones de origen interno maniobra de interruptores, como externo descargas atmosféricas. se les clasifica como transitorios de frente lento prueba de impulso por maniobra, de frente rápido prueba de impulso de rayo y de frente muy rápido descargas atmosféricas.

1

**Temporales .-** Las sobretensiones temporales son en la actualidad fenómenos cotidianos de los modernos sistemas eléctricos de potencia, cuyos severos efectos se dejan sentir durante la operación de los mismos; son sobrevoltajes oscilatorios que tienen una duración relativamente larga, no amoriguados o ligeramente amortiguados.

Las sobretensiones temporales son sobretensiones de carácter probabilístico debido a los factores aleatorios involucrados en los fenómenos que las producen; los factores están asociados con la forma en que se opera el sistema y la configuración del mismo, tales como maniobras de operación de interruptores, perturbaciones de carga, variaciones de voltaje, la aleatoriedad de los puntos sobre la línea donde se producen las fallas, etc.; en la practica



estas sobretensiones ocurren como consecuencia de maniobras en los sistemas debidas a fallas o acciones correctivas y de operación.

Por otro lado, existe una alta probabilidad de coincidencia de sobretensiones temporales y de maniobra o por descargas atmosféricas. que obviamente es mas severa que cualesquiera de las independientes; la sobretensión resultante incluye dos o mas componentes, una a frecuencia muy cercana a la fundamental y otra transitoria denominada sobretensión por maniobra estandarizada como impulso 250/2,500  $\mu$ s, y/o una sobretensión por descarga atmosférica estandarizada como impulso por descarga atmosférica de 1.2/50 $\mu$ s.

La magnitud de las sobretensiones temporales somete a los componentes de los sistemas eléctricos y a sus elementos de protección, los apartarrayos, a requerimientos muy severos en su capacidad de descarga y su estabilidad térmica, por lo que es fundamental una estimación correcta de la probabilidad de ocurrencia y de las características de las sobretensiones esperadas, para determinar a su vez las características con que deber de contar los apartarrayos como elementos de protección.

La sobretensiones temporales se pueden clasificar en tres diferentes grupos de acuerdo con los niveles de los componentes de la frecuencia de la sobretensión:

- a) Sobretensiones temporales con frecuencia de oscilación cercana a la frecuencia de operación del sistema en condiciones de estado estable.
- b) Sobretensiones temporales con frecuencia de oscilación mayor a la frecuencia de operación del sistema.
- c) Sobretensiones temporales subarmónicas

La presencia de las sobretensiones temporales en los sistemas eléctricos se debe a su rápido crecimiento y a la interconexión de los mismos entre las diferentes áreas de operación de los grandes sistemas eléctricos, que a su vez elevan los niveles de corto circuito y en muchos casos dificultan el adecuado control de algunos de sus parámetros; a las condiciones de operación de los mismos, sobretodo cuando no se cuenta con los elementos de apoyo suficientes para lograrlo, a la presencia de algunos elementos fundamentales en la operación de los sistemas eléctricos, así como a los modernos equipos empleados por los usuarios.

Tomando en cuenta que el desarrollo de los sistemas eléctricos modernos tiende a la interconexión de las diferentes áreas de control, a que la calidad de servicio depende de la continuidad y de la confiabilidad y que estas a su vez requieren en alguna medida de la redundancia de los elementos constitutivos del sistema, y aceptando que las características de los factores asociados a los fenómenos que producen las sobretensiones temporales, están íntimamente ligados con este tipo de políticas de expansión de los sistemas eléctricos, podemos inferir que las sobretensiones temporales forman parte medular de la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

### **Voltajes Normalizados**

En México no se cuenta aún con una normalización oficial de tensiones, el desarrollo que al respecto se tiene en este campo se ha llevado a cabo siguiendo ejemplos de actuación de países mas desarrollados, pero actualmente se ha integrado en la ANCE un Subcomite de Normalización de Tensiones que analiza este tema y que junto con el de Coordinación de Aislamiento quien ha estado sesionando desde hace 12 meses abordan y analizan problemas de este tipo. Los voltajes normalizados en los estandares de ANSI IEEE y los empleados en México se muestran en la siguiente tabla:

**TABLA 2 VOLTAJES NORMALIZADOS Y EMPLEADOS EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

Aplicaciones	ANSI,IEEE	Uso Nacional
Baja tensión	hasta 1,000 volts	hasta 1,000 volts
Media tensión	1,000 a 69,000	1,000 a 34,500 volts
Alta tensión	69,000 a 230,000	69,000 a 230,000 volts
Extra alta tensión	230,000 a 750,000	230,000 a 400,000 volts
Ultra alta tensión	mas de 750,000	

Hasta los años recientes los requerimientos de aislamiento de los sistemas eléctricos, habían sido basados en criterios de descargas atmosféricas, el dimensionamiento de los estaciones y subestaciones electricas el tamaño de los mufas terminales y número de aisladores de las cadenas y claros de las torres y estructuras, así como las pruebas de aislamiento de los equipos se llevaban a cabo solo con criterios de voltajes de forma de onda de las descargas de impulso por rayo; actualmente con los altísimos voltajes de operación de los modernos sistemas, los transitorios durante los maniobras de interruptores o cierre y apertura de los disyuntores de circuitos tienen mayor relevancia sobretodo para sistemas con voltajes de operación de 500 kV y superiores.

La actividad que se encarga de homologar los efectos de las sobretensiones con los medios disponibles para contrarrestarlas se conoce como **coordinación de aislamiento**, dicha actividad tiene por objeto correlacionar los efectos producidos por ambos eventos.

La coordinación de aislamiento de las instalaciones eléctricas nace desde el dimensionamiento de las instalaciones, para el cual es necesario tomar en cuenta una serie de eventos que regulan o afectan de alguna manera el comportamiento de los sistemas eléctricos, de entre los cuales algunos de los mas importantes son los siguientes:

Proteger un sistema eléctrico contra sobretensiones es realmente un problema de economía, en el cual es posible elegir por ejemplo un criterio de sobretensiones contra descargas atmosféricas, o un criterio de protección contra sobretensiones por condiciones de operación normales, ya que ambos son poco realistas considerando la posibilidad de presencia de eventos simultáneos, o simplemente los no tomados en cuenta.

El objetivo de la coordinación de aislamiento es diseñar el aislamiento de los sistemas de potencia con todos sus componentes, de tal manera que se minimice riesgo para el equipo e interrupciones de servicio como una consecuencia de operación en estado estable, dinámico y transitorio de la manera mas económica. Para lograr estos objetivos es necesario tener en cuenta los siguientes eventos:

- 1.- **Tomar en cuenta** la magnitud de las descargas atmosféricas, de los efectos de las maniobras subitas de interrupción, etc a que el equipo de los sistemas eléctricos pueda ser sometido, así como la frecuencia de ocurrencia de dichos eventos; es sumamente importante investigar tan profundamente como sea posible el comportamiento de las ondas entre los componentes del sistema.

- 2.- La capacidad que son capaces de soportar los dieléctricos (sólidos, líquidos o gaseosos) de los equipos del sistema, los esfuerzos a que se verán sometidos durante el transitorio, para poder preservar su integridad eléctrica del sistema.
- 3.- Seleccionar los elementos de protección que sean capaces de eliminar o reducir los efectos de las sobretensiones.
- 4.- Analizar las condiciones de operación y de ser posible establecer reglamentos que hagan posible reducir los efectos de las sobretensiones temporales
- 5.- El costo de los diferentes desarrollos o estrategias aplicados para la solución de los tres puntos anteriores deberá ser una adecuada solución económica.

Para lograr buenos resultados de una coordinación de aislamiento es necesario tomar en cuenta entre otros, algunos de los siguientes pasos::

- 1.- Elegir el criterio de diseño de la coordinación de aislamiento.
- 2.- Dimensionar adecuadamente las estructuras de las estaciones, subestaciones y líneas de transmisión, subtransmisión y distribución.
- 3.- Determinar los niveles cerámicos de las áreas por donde se alojaran las instalaciones.
- 4.- Seleccionar los BIL y BSL correspondientes a los niveles de tensión involucrados y a los criterios de diseño seleccionados
- 5 - Seleccionar el rango adecuado del apartarrayos

### **Nivel basico de aislamiento al impulso**

El Nivel Básico de aislamiento al impulso se refiere al voltaje que debe resistir un equipo especificado con un voltaje máximo de operación, para una longitud de tiempo dada o un número de aplicaciones sin que se presente una descarga disruptiva, por ejemplo un voltaje de 400 kV tiene un voltaje máximo de operación de:

$$V_m = \sqrt{2} * \frac{400}{\sqrt{3}} = 326.6 \text{ kV} = 1 \text{ PU}$$

Por lo que para un BIL de 2.7 pu, el voltaje máximo será:  $V_m = 881.82 \text{ kV}$ .

Las formas básicas de las ondas de impulso pueden ser tipo escalón, rampa, o las normalizadas para descargas atmosféricas  $1.2 \times 50 \mu\text{s}$  o maniobras de interruptores  $200 \times 2500 \mu\text{s}$ .

### **Voltaje crítico de falmeo**

El el valor del voltaje pico para un cincuenta porciento de probabilidad de flameo o descarga disruptiva.

### **Relación de impulso**

Es el valor de la relación por rayo o perforación de aislamiento, Voltaje pico de impulso entre el voltaje de cresta a la frecuencia fundamental que produce flameo o perforación.

Las pruebas de impulso generalmente son realizadas con el valor del impulso de descarga normalizado de  $1.2 \times 50 \mu\text{s}$ .

### **Efecto Corona**

Un fenómeno mas producido por la sobretensiones es el conocido como efecto Corona, el cual generalmente se presenta durante condiciones atmosféricas normales y rompe a  $30 \text{ kV/cm}$  cresta; para cilindros lisos este esfuerzo se puede determinar mediante la siguiente expresión:

# BLINDAJE DE LINEAS DE TRANSMISION

Las líneas de transmisión después de dimensionadas tanto eléctrica como mecánicamente se somete al segundo proceso de coordinación mediante su blindaje, el cual consiste en la instalación de un conductor llamado hilo de guarda que se coloca sobre las estructuras que soportan a la línea; su posición depende de la topología de la línea, del número de circuitos que contenga, etc., el criterio que generalmente se usa para dicho proceso es el método electrogeométrico, que consiste en aplicar un criterio conocido como el de la distancia directa "S" del objeto blindado y del hilo de guarda a un punto, mediante el cual se demuestra que la distancia "S" del conductor activo a un objeto aterrizado, la probabilidad de la descarga al objeto es significativamente grande comparada con la probabilidad de golpear otro objeto a una distancia mayor; el valor de "S" por supuesto es función de la corriente, y su relación se da por:

$$S = 10I^{.65}$$

para una corriente de carga de 10 kA la distancia se obtiene es de 44.7m, para una corriente de 50 kA la distancia  $S=127m$ , la siguiente figura muestra la posición relativa de el hilo de guarda y el conductor de fase relacionados por el ángulo de blindaje  $\alpha$ ; de dicha figura en la que podemos observar tres zonas la zona derecha dada por la línea horizontal QR de altura  $\beta S$ , en que según Anderson  $\beta=.8$  para líneas de EHV y  $\beta=.67$  en líneas de UHV, una segunda zona limitada por el sector de círculo PQ y una tercera zona limitada por el sector de círculo OP: en esta última zona las corrientes de magnitud I que tienden a penetrar el segmento de arco OP terminan incidiendo en el hilo de guarda, de manera similar sucede a los corrientes I que tienden a incidir en la región QR, sin embargo las corrientes de magnitud I que inciden en la región limitada por el arco PQ tienden a ser atraídas por el conductor, lo cual constituye una falla de aislamiento, que desde luego puede resolverse aumentando la distancia "S", lo cual por supuesto encarece la obra

La corriente mínima que puede manejarse bajo el criterio electrogeométrico es función del voltaje crítico de flameo y la impedancia característica y se representa mediante:

$$I_{min} = \frac{2V_{CFO}}{Z_0}$$

# SUPRESORES DE SOBREVOLTAJES SUBITOS Y APARTARAYOS

Los elementos de protección o atenuación de las sobretensiones se pueden clasificar en las siguientes grupos:

Supresores de sobretensiones  
Atenuadores de sobretensiones  
Apartarrayos

El propósito de la aplicación de los elementos de atenuación de sobretensiones, es asegurar que bajo ninguna circunstancia, el voltaje a través de ellos exceda el que el equipo protegido pueda soportar.

Las resistencias no lineales de los componentes de estos elementos, es una tal que tiene la propiedad de que su valor decrece rápidamente conforme el voltaje a través de ellas aumenta, esta característica se expresa:

$$I = k V^{\alpha}$$

la constante  $\alpha$  es una medida de no linealidad entre corriente y voltaje y depende del material que la constituye, para carburo de silicio  $2 \leq \alpha \leq 6$  y para óxidos metálicos el valor típico es  $\alpha = 20$

Su aplicación es para proteger los aislamientos de otros equipos como transformadores, reactores, interruptores, etc. sin ponerse en<sup>22</sup>

$$N_L = .0047^{1.35} (b + 4 h^{1.09})$$

- NL: número descargas  
 T: nivel ceraúnico  
 b: espacio horizontal entre hilos guarda  
 h: altura promedio

La probabilidad de exceder la corriente de choque es:

$$P_i = \frac{1}{1 + \left( \frac{I}{31} \right)^{2.6}} p u$$

La expresión anterior se ha graficado en la Fig. 14.9 en la cual se observa que 50% de las descargas exceden 31/CA.

La forma de onda de la corriente normalizada se deriva de la siguiente expresión:

$$V(t) = V_1 (\epsilon^{-\alpha t} - \epsilon^{-\beta t})$$

que representa una doble exponencial función de las constantes de atenuación fase, componentes de la constante de propagación y que da como resultado una curva formada por una línea escarpada correspondiente a un tiempo de frente de 1.2  $\mu$ S y una segunda rampa correspondiente al tiempo de cola de 50  $\mu$ S.



$$\epsilon_v = \frac{V}{r \operatorname{Ln}\left(\frac{d}{r}\right)} \quad V / cm$$

En que V es el voltaje de fase a tierra del sistema en volts, d es la distancia entre conductores en cm y r el radio del conductor en cm.

El efecto producido por el fenómeno de Corona consiste en que debido a la ionización del medio, al rebazar el valor del voltaje disruptivo  $V_v$ , se manifiesta ocularmente por una luminosidad azul violacea en la superficie de los conductores característica, de donde se deriva su nombre, audible mediante un efecto de crepitación que produce un zumbido y un olor peculiar a ozono.

El aire pierde su rigidez dieléctrica a 21.1 kVrms/cm y para buenas condiciones atmosféricas el valor del voltaje crítico disruptivo es :

$$V_v = 21.1 m \delta r \left(1 + \frac{.3}{\sqrt{r}} \operatorname{Ln}\left(\frac{d}{r}\right)\right) \quad kVrms$$

en que m es un factor que depende de las características de los conductores y delta es el factor de la densidad del aire que se obtiene de la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{3.92b}{273 + T}$$

en que b es la presión barométrica en mm de mercurio, T la temperatura en grados centígrados.

Algunos otros aspectos importantes generados por los fenómenos de sobretensiones son la radiointerferencia, etc,



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**VIII CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**MÓDULO II  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA:**

**OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**CONFERENCISTA  
ING. MARTÍN BARCENAS ESCOBAR  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**

## ÍNDICE

Introducción

- 1.- Características de operación de las centrales generadoras.
- 2.- Conceptos básicos de métodos de optimación.
- 3 - Despacho económico de unidades térmicas.
- 4 - Conceptos básicos de programación dinámica.
- 5.- Operación de sistemas hidrotérmicos.
- 6.- Planeación de la operación.

## 1. Características de operación de las centrales generadoras.

En el análisis y estudio de la operación controlada de los sistemas de potencia, existen muchos parámetros de interés para la operación económica de las unidades generadoras, por lo que a continuación se resumen las tecnologías principales utilizadas para la generación de energía eléctrica.

### 1.1 Centrales termoelectricas convencionales

En este tipo de centrales se utiliza como fuente primaria de energía el combustible o el gas natural, en este país se utiliza básicamente combustible. En estas centrales el poder calorífico del combustible se transforma, a través del generador de vapor, en energía térmica asociada al vapor de agua que se utilizara como fluido de trabajo. El vapor, después de sobrecalentarlo, es conducido a la turbina para realizar trabajo de expansión y convertirlo en energía mecánica, la que es transmitida al generador eléctrico para producir energía eléctrica.

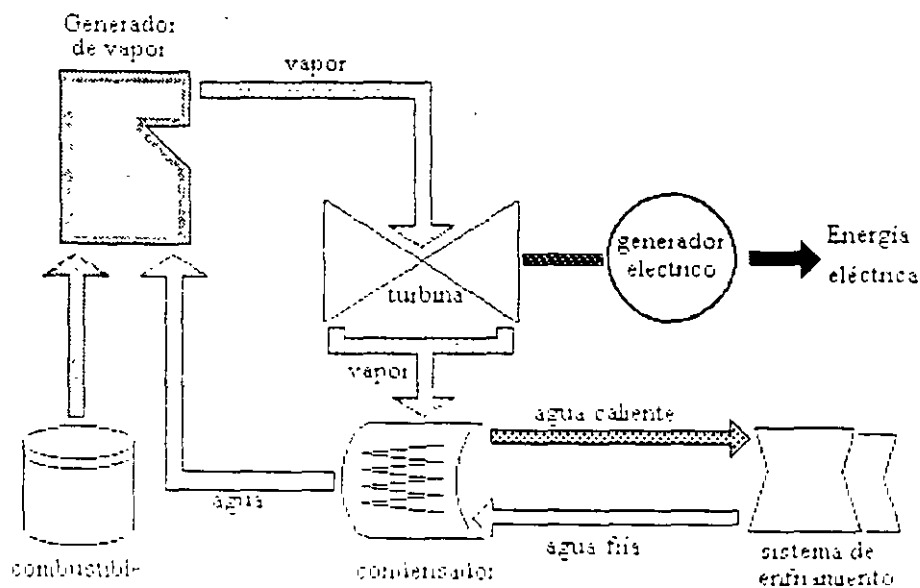


Figura 1 Ciclo Rankine con recalentamiento regenerativo

En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se tienen en operación termoelectricas convencionales de diversas capacidades: 350 MW, 160 MW, 84 MW, 37.5 MW y se ha estandarizado el instalar dos unidades similares en cada planta.

Debido a sus características de arranque y paro, en tiempos prolongados, normalmente estas plantas se utilizan para la generación de tipo base aunque su eficiencia sea baja (aproximadamente entre 30 y 35 %) y su tecnología sea "sucia" para el ambiente, esto último implica costos de inversión para la limpieza de los productos de la combustión.

## 1.2 Unidades Turbogás.

En las unidades turbogás la generación de energía eléctrica se logra aprovechando el trabajo de expansión del aire y gases de combustión en los álabes de la turbina. En estas unidades se emplea como combustible gas natural o diesel, en los modelos recientes se puede quemar combustóleo o petróleo crudo y en todos los casos los productos de la combustión, con contenido energético alto, se descargan directamente a la atmósfera, por lo que las eficiencias de estas unidades oscile entre el 26 y el 30 %. Desde el punto de vista de la operación el tiempo de arranque breve y la facilidad para seguir la demanda hacen a las unidades turbogás ventajosas para satisfacer cargas de pico o punta. Las capacidades varían en un intervalo amplio, desde 30 MW hasta 100 MW.

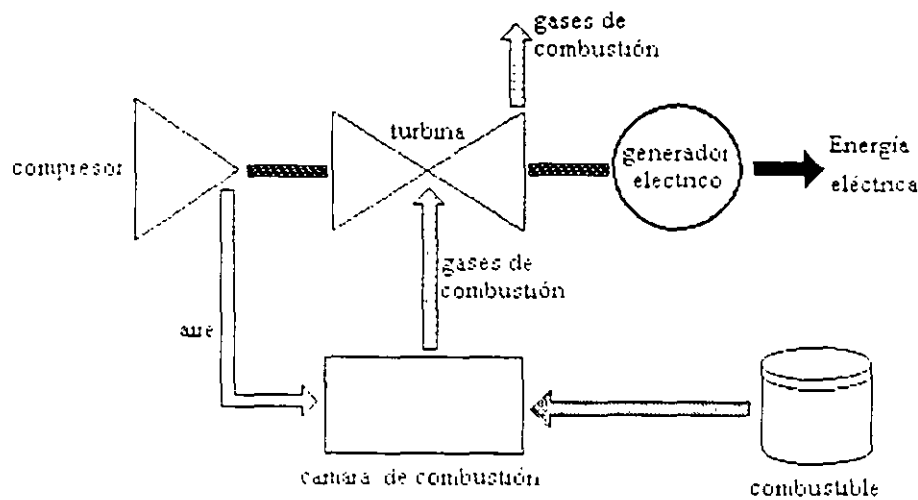


Figura 2 Ciclo Brayton de la unidad turbogás

## 1.3 Centrales de Ciclo Combinado

Están integradas por dos tipos diferentes de unidades: la turbogás y la de vapor. Primero se lleva al cabo el ciclo de la unidad turbogás y los gases desechados con contenido energético alto se aprovechan para calentar agua y llevarla a la fase de vapor, que se aprovecha para utilizar un ciclo similar al de las plantas térmicas convencionales.

El número de unidades turbogás por unidad de vapor va desde uno a uno hasta cuatro a uno, sin embargo la relación de potencias es casi invariable en proporción de dos tercios de gas y un tercio de vapor, de tal forma que se consiguen varias capacidades, en México la combinación usual es 150 MW de gas con 75 MW de vapor para un total de 225 MW de capacidad.

En lo que se refiere al diseño de la unidad de vapor existen tres variantes: a) sin quemado adicional de combustible, b) con quemado adicional de combustible para controlar la temperatura de rocío y c) con quemado adicional para elevar la temperatura y la presión del vapor.

Una ventaja de este tipo de centrales es que se pueden construir en dos etapas, primero la turbogás que puede ser terminada en plazos breves e iniciar su operación, posteriormente se puede terminar la construcción de la etapa de vapor, para completar el ciclo combinado.

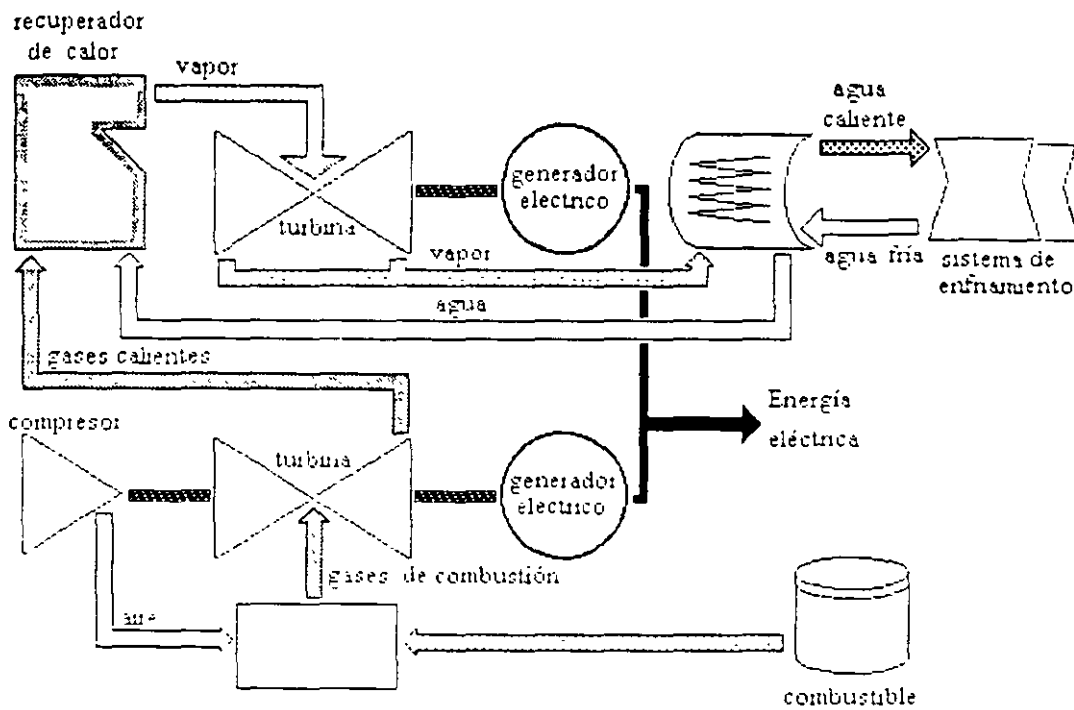


Figura 3 Central de Ciclo combinado

#### 1.4 Unidades Diesel

Se utiliza el principio de los motores de combustión interna, es decir se aprovecha la expansión recíproca de los gases de combustión para la obtención de la energía mecánica que será transformada en energía eléctrica, a través del acoplamiento de un generador a la flecha del motor diesel. Al igual que las unidades turbogas se aplican principalmente para seguir la demanda de pico o punta, además de poder instalar muy diversas capacidades.

#### 1.5 Centrales Carboeléctricas

Las centrales carboeléctricas no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales, la diferencia más significativa es el uso de carbón como fuente de energía primaria. El manejo y transporte del carbón así como de sus residuos de combustión, requieren de maniobras más complejas comparadas con los combustibles líquidos o gaseosos de las centrales termoeléctricas convencionales.

La aplicabilidad y las capacidades son muy semejantes a las termoeléctricas convencionales, es decir toman carga de tipo base y sus capacidades van desde los 37.5 MW hasta los 350 MW en el SEN.

1.6 Centrales Nucleoeléctricas

Tienen semejanza con las térmicas convencionales, pues también utilizan vapor bajo presión para mover los turbo generadores sólo que en este caso el calor se obtiene al realizar la fisión de isótopos de uranio  $U_{235}$  en el interior de un reactor

Existen diferentes tipos de reactores a partir de las combinaciones de los elementos comunes como son: combustibles, moderador y refrigerante. Las variantes más comunes son a) PWR, reactor de agua ligera a presión, b) BWR, reactor de agua ligera hirviendo y c) PHWR, reactor de agua a presión.

En el país la única central en operación es del tipo con reactor de agua ligera hirviendo o a presión (LWR), de 1 356 MW de capacidad en una unidad y con una eficiencia de aproximadamente el 34 %.

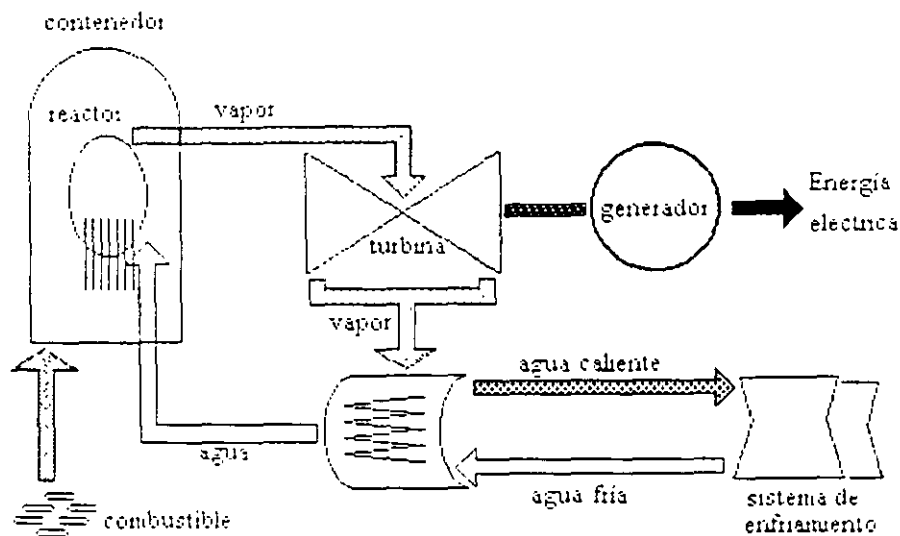


Figura 4 Central Nucleoeléctrica

1.7 Central Geotermoelectrica

Opera en forma análoga a la termoelectrica convencional, excepto que la producción de vapor es extraída del subsuelo, en una mezcla de agua y vapor que se obtiene directamente de pozos geotérmicos. La mezcla agua-vapor se envía a un separador, de donde el vapor seco se envía a la turbina para transformar su energía en energía mecánica y esta a su vez en el generador se transforma en energía eléctrica.

En Mexico las unidades de 5 MW el vapor residual que sale de las turbinas se libera directamente a la atmósfera, mientras que para unidades de 20, 37.5, 50 y 100 MW el vapor residual se envía a un sistema de condensación y el agua condensada junto con la proveniente del separador se remyecta al subsuelo o se envía a una laguna de evaporación. En este tipo de centrales es difícil calcular

la eficiencia de conversión de energía que sea comparable con los que se han mencionado hasta el momento, sin embargo cabe señalar que el costo del vapor geotérmico considera un cargo inicial debido a las instalaciones superficiales en el campo, exploración y perforación de pozos productores, además durante la vida útil de la central se generan costos debidos tanto a los reemplazos de pozos e instalaciones superficiales, como a la operación y mantenimiento del campo geotérmico. Los costos de operación y mantenimiento son particulares de cada campo, tomando como parámetro el número de pozos que se tengan que atender

### 1.8 Centrales Hidroeléctricas.

En estas centrales se utiliza el principio de aprovechamiento hidroeléctrico que consiste en convertir la energía potencial gravitatoria del agua contenida en un embalse en energía eléctrica, con un mínimo de pérdidas. Para lograr lo anterior el agua del embalse se conduce a las turbinas procurando lograr una resistencia hidráulica mínima, en la turbina la energía potencial del agua se convierte en energía mecánica que es transferida al generador eléctrico para producir electricidad

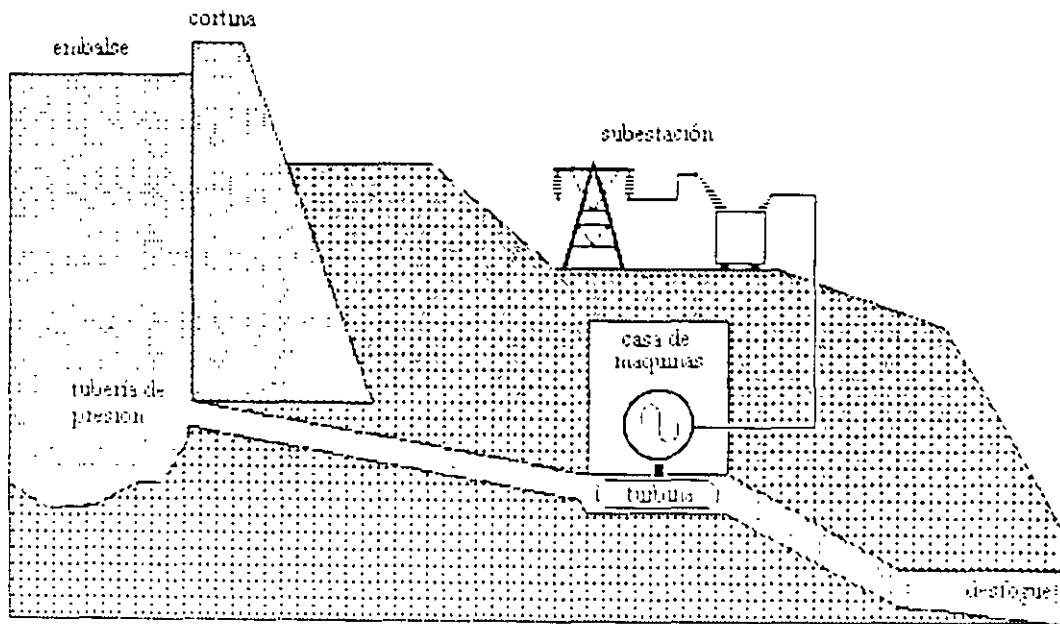


Figura 5 Central Hidroeléctrica.

Una característica importante es que para estas centrales no se puede contar con una estandarización pues la heterogeneidad de los proyectos proporciona una gran variedad de diseños, métodos constructivos y tamaños. Como en el caso de las centrales geotermoelectricas la eficiencia dependera de cada proyecto, pues para las centrales hidroelectricas el costo del combustible considera la cuota por derechos del agua turbinada que establece la ley Federal de Derechos y dicha cuota depende de la disponibilidad en donde se localiza la central



### 1.9 Centrales no convencionales

La tecnología de centrales solares y eólicas aún se encuentran en sus etapas de desarrollo e investigación y aunque ya existen centrales en operación, sus capacidades son bajas y la cantidad de energía que se obtiene actualmente es muy pequeña. La ventaja que presentan son las de ser tecnologías limpias para el ambiente y trabajar con fuentes de energía renovables o que se consideran inagotables.

En México se tienen instaladas siete unidades eólicas de 0.225 MW, en La venta, Oaxaca y la aportación en capacidad alcanza el 0.01% de la capacidad total instalada en el país. Las plantas solares usualmente se instalan en regiones de difícil acceso para las redes de distribución de energía eléctrica.

## 2. Conceptos básicos de técnicas de optimización.

Estas notas pretenden introducir en forma breve algunos conceptos de optimización de problemas **no lineales**.

El problema de programación no lineal consiste en seleccionar los valores de ciertas variables, generalmente no negativas, de manera que se maximice o minimice una función dada, sujeta a un conjunto de restricciones de igualdad y/o desigualdad.

En general, la función por optimizar puede presentar un beneficio o un costo debido al desarrollo de alguna(s) actividad(es) mediante lo cual se busca cumplir algún objetivo o alcanzar alguna meta o definir el proceso de operación de algún sistema, etc

Analíticamente, el problema de programación no lineal puede expresarse como

$$\begin{aligned}
 & \min_z F(z) \\
 & \text{sujeto a } \quad g(z) = b \quad (1) \\
 & \quad \quad \quad h(z) \leq c \\
 & \text{generalmente } z \geq 0
 \end{aligned}$$

escrito en forma detallada

$$\begin{aligned}
 & \min_{z_1, \dots, z_n} F(z_1, z_2, \dots, z_n) \\
 & \text{sujeto a } \quad g_1(z_1, z_2, \dots, z_n) = b_1 \quad h_1(z_1, z_2, \dots, z_n) \leq c_1 \\
 & \quad \quad \quad g_2(z_1, z_2, \dots, z_n) = b_2 \quad h_2(z_1, z_2, \dots, z_n) \leq c_2 \quad (1') \\
 & \quad \quad \quad \dots \quad \quad \quad \dots \\
 & \quad \quad \quad g_m(z_1, z_2, \dots, z_n) = b_m \quad h_m(z_1, z_2, \dots, z_n) \leq c_m
 \end{aligned}$$

Generalmente  $z_1 \geq 0, z_2 \geq 0, \dots, z_n \geq 0$

Para los Sistemas Electricos de Potencia normalmente las restricciones de igualdad representan leyes físicas y las de desigualdad representan limitaciones físicas y/o externas al sistema.

Las  $n$  variables  $z_1, z_2, \dots, z_n$  se definen como los  $n$  componentes reales del vector columna  $z$ . La función objetivo  $F(z)$  representa al criterio para el cual se requiere encontrar su valor mínimo

Las funciones de restricción  $g_1(z), g_2(z), \dots, g_m(z)$  son representadas por el vector columna  $g(z)$ , así como las  $h_1(z), h_2(z), \dots, h_p(z)$  involucradas en las restricciones de desigualdad se representan en el vector columna  $h(z)$ .

Las constantes  $b_1, b_2, \dots, b_m$  y  $c_1, c_2, \dots, c_p$  se denominan las constantes o términos derechos de las restricciones y se representan por los vectores columna  $b$  y  $c$  respectivamente.

Se acepta que las  $m+p+1$  funciones,  $F(z), g_1(z), g_2(z), \dots, g_m(z), h_1(z), h_2(z), \dots, h_p(z)$  son funciones dadas, constantemente diferenciables, que no contienen elementos aleatorios,  $b$  y  $c$  están formados por números reales y que  $z$  puede ser cualquier vector con  $n$  componentes reales, sujeto únicamente a las  $m+p+n$  restricciones definidas en (1), donde  $n, m$  y  $p$  son finitas

Es común designar a las variables  $z$  como los "instrumentos" del proceso que se requiere optimar. Las restricciones de desigualdad representan generalmente limitaciones físicas o de operación de algún elemento dentro del sistema o limitaciones del proceso. Cuando se trata de un sistema físico, por ejemplo, aparecen comúnmente restricciones de igualdad, las que normalmente representan leyes físicas del comportamiento del sistema, en el caso de un sistema eléctrico, estas últimas pueden ser las leyes de Kirchhoff y las primeras pueden ser voltajes o capacidades de generadores. Cuando se involucran en el problema restricciones de igualdad (leyes físicas o de comportamiento), en ocasiones es conveniente subdividir las variables  $z$  en dos tipos de variables, variables de control y variables de estado del sistema, ya en condiciones normales es posible ejercer algún tipo de control sobre el sistema para conducirlo a un estado determinado. Es conveniente notacionalmente, en ciertas ocasiones, sustituir la variable  $z$  por el par de vectores  $(x, u)$ , con lo cual el problema (1) queda como sigue

$$\begin{aligned} & \min_{x,u} F(x,u) \\ & \text{sujeto a } \quad g(x,u) = b \quad (2) \\ & \quad \quad \quad h(x,u) \leq c \\ & \text{generalmente } x \geq 0, u \geq 0 \end{aligned}$$

Notese que el conjunto de restricciones  $g(x,u) = b$  y  $h(x,u) \leq c$  es la intersección entre los conjuntos  $(x,u)$  para los cuales se cumplen simultáneamente el conjunto de restricciones

$$\begin{aligned} g_i(x,u) &= b_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \\ h_j(x,u) &\leq c_j, \quad j = 1, 2, \dots, p \end{aligned}$$

Este conjunto  $(x,u)$  se denomina el conjunto de soluciones factibles o conjunto de oportunidades del problema

### OPTIMIZACIÓN CLÁSICA

Con el fin de iniciar en forma sencilla el análisis de las condiciones necesarias o requisitos para que  $(x,u)$  sea un punto óptimo se supondrá que  $m=p=0$ , es decir que no existen restricciones para  $z$ , sino que únicamente se desea encontrar un vector  $z$  real que haga mínima a la función  $F(z)$ . A este caso y al caso con restricciones de igualdad se acostumbra llamarlos como al problema de optimización clásica. La solución se encuentra al obtener el punto  $z^*$ , tal que para cualquier cambio  $\Delta z$  en el vector  $z^*$  se cumple que:

$$F(z^*) \leq F(z^* + \Delta z) \quad (3)$$

( En todo lo que sigue se supondrá que  $F$  es doble diferenciable continuamente y con derivadas finitas y continuas). Desarrollando en serie de Taylor alrededor de  $z^*$

$$F(z^* + \Delta z) = F(z^*) + \left[ \frac{\partial F}{\partial z} \right]_{z^*} \Delta z + \frac{1}{2} \Delta z \left[ \frac{\partial^2 F(z^* + \Theta \Delta z)}{\partial z^2} \right] \Delta z \quad (4)$$

$0 < \Theta < 1$

entonces, se obtiene de (2) y (3)

$$\left[ \frac{\partial F}{\partial z} \right]_{z^*} \Delta z + \frac{1}{2} \Delta z \left[ \frac{\partial^2 F(z^* + \Theta \Delta z)}{\partial z^2} \right] \Delta z \geq 0 \quad (5)$$

en donde  $\left[ \frac{\partial F}{\partial z} \right]$  es el vector gradiente de  $F(z)$

y  $\left[ \frac{\partial^2 F}{\partial z^2} \right]$  es la matriz Hessiana o de segundas derivadas

esta desigualdad se acostumbra llamar " desigualdad fundamental ", la cual debe cumplirse para cualquier variación arbitraria  $\Delta z$ , en particular, si se toma la componente  $y_i$  del vector  $\Delta z$

negativa y todas las demas nulas, tomando limites se implica  $\left[ \frac{\partial F}{\partial z_i} \right] \leq 0$  Si por el contrario se

toma  $\Delta z > 0$  y todas las demas cero, tomando limites se implica  $\left[ \frac{\partial F}{\partial z_i} \right] \geq 0$  por lo tanto :

$$\left[ \frac{\partial F}{\partial z} \right] = 0 \quad (6)$$

Ahora, usando (6), la desigualdad fundamental implica:

$$\Delta z' \left[ \frac{\partial^2 F}{\partial z^2} \right]_{z^*} \Delta z \geq 0 \quad (7)$$

es decir, la matriz Hessiana debe ser positiva semidefinida para que  $z^*$  sea un punto extremo (mínimo o punto de inflexión) o estrictamente definida para garantizar un mínimo localmente en la vecindad de  $z^*$

### OPTIMACIÓN CON RESTRICCIONES DE IGUALDAD

El problema consiste en encontrar  $z^*$  tal que se tenga  $\min F(z)$  y al mismo tiempo se cumplan las restricciones de igualdad  $g(z)=b$  es decir

$$\begin{aligned} \min F(z) \\ \text{s.t. } g(z)=b \end{aligned}$$

Para que exista solución a este problema, se requiere imponer algunas condiciones más fuertes que en el caso anterior, las cuales permiten tomar en cuenta las características de las restricciones de igualdad. La condición fundamental requerida, es que sea posible aplicar el "Teorema de la función implícita" al conjunto de restricciones de igualdad. Esto implica que si existen  $m$  restricciones, es posible efectuar una partición de las  $n$  variables o componentes de  $z$ , en un vector  $x$  con  $m$  componentes y un vector  $u$  con  $n-m$  componentes, y que, además sea posible resolver para  $x$  a partir de las  $m$  restricciones en la "vecindad" de la solución  $z^*=(x^*,u^*)$  es decir:

$$x = x(u) \quad (9)$$

en otras palabras, las relaciones funcionales (9) son equivalentes a las restricciones (8). Sustituyendo entonces (9) en la función objetivo por minimizar, el problema puede escribirse como

$$\min_z F(z) = \min_{x,u} F(x,u) = \min_u F(x(u),u) = \min_u H(u) \quad (10)$$

este último problema expresado en (10) es un problema sin restricciones que implícitamente involucra a las restricciones  $g(z)=b$  y que su espacio de soluciones se ha reducido al espacio de las  $n-m$  variables de control  $u$ . Entonces las condiciones del óptimo pueden obtenerse en forma sencilla como sigue

La condición necesaria para un mínimo local es.

---

NOTA Para garantizar la existencia de (9), es necesario que el Jacobiano de las restricciones con respecto a  $x$  sea de rango  $m$

$$\frac{\partial H'}{\partial u} = \frac{\partial F(x,u)'}{\partial u} = \frac{\partial F'}{\partial u} + \frac{\partial F'}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial u} \quad (11)$$

Puesto que las restricciones  $g(x,u)=b$  se pueden escribir como una identidad.

$$g(x,u) \equiv b \quad (12)$$

derivando.

$$\frac{\partial g}{\partial u} + \frac{\partial g}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial u} = 0 \quad (13)$$

como la matriz  $\begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial x} \end{bmatrix}$  es no singular, se puede resolver para la matriz

$$\frac{\partial x}{\partial u} = - \left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \left( \frac{\partial g}{\partial u} \right) \quad (14)$$

y la condición (11) se puede escribir como.

$$\frac{\partial H'}{\partial u} = \frac{\partial F'}{\partial u} - \frac{\partial F'}{\partial x} \left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \left( \frac{\partial g}{\partial u} \right) = 0 \quad (15)$$

obviamente.

$$\frac{\partial F'}{\partial u} - \frac{\partial F'}{\partial x} \left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \left( \frac{\partial g}{\partial u} \right) = 0 \quad (16)$$

se puede definir el vector  $\lambda$  llamado de multiplicadores de Lagrange como sigue

$$\lambda' = [\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m] = - \frac{\partial F'}{\partial x} \left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \quad (17)$$

por lo tanto, las condiciones necesarias (15) y (16) se pueden escribir como

$$\frac{\partial F'}{\partial u} + \lambda' \left( \frac{\partial g}{\partial u} \right) = 0 \quad (15')$$

$$\frac{\partial F'}{\partial x} + \lambda' \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right) = 0 \quad (16')$$

o en forma global con  $z$  en lugar de  $(x, u)$  :

$$\frac{\partial F'}{\partial z} + \lambda' \left( \frac{\partial g}{\partial z} \right) = 0 \quad (18)$$

si se observa la condición (18), puede observarse que las condiciones necesarias junto con las restricciones originales  $g(z) = b$  puede obtenerse derivando la función  $F'(z) + \lambda' (g(z) - b)$  con respecto a las variables  $z$  y  $\lambda$ . Este último resultado corresponde a la técnica de los multiplicadores de Lagrange aplicada al problema general de optimización clásica, esta técnica consiste en la aplicación de los tres pasos siguientes:

1. Se introduce un nuevo vector de variables  $\lambda$  con  $m$  componentes
2. Se define la función de Lagrange formada por la suma de la función objetivo  $F'$  y el producto interno del vector  $\lambda$  de los multiplicadores de Lagrange por las restricciones de igualdad  $g(z) - b = 0$ .

$$L(z) = F'(z) + \lambda' [g(z) - b] \quad (19)$$

$$L(x, u) = F'(x, u) + \lambda' [g(z) - b] \quad (19')$$

3. Se encuentra el punto  $(z^*, \lambda^*)$  ó  $(x^*, u^*, \lambda^*)$  para el cual se anulan todas las derivadas parciales de primer orden, es decir

$$\begin{aligned} \frac{\partial L'}{\partial z} = \frac{\partial F'}{\partial z} + \lambda' \left( \frac{\partial g}{\partial z} \right) &= 0 && n \text{ ecuaciones} \\ \frac{\partial L'}{\partial \lambda} = g(z) - b &= 0 && m \text{ ecuaciones} \end{aligned} \quad (20)$$

al analizar estas últimas condiciones debe notarse que las primeras  $n$  condiciones implican que el gradiente de la función objetivo evaluado en el punto óptimo, es una combinación lineal de los gradientes de las funciones de restricción, en la cual los coeficientes constituyen los multiplicadores de Lagrange. Las últimas  $m$  condiciones simplemente representan a las restricciones de igualdad, por lo tanto, las condiciones (20) implican que  $z^*$  esta en el conjunto factible de las restricciones o conjunto de oportunidades del problema, y que la dirección preferente de variación para la función objetivo es una combinación lineal de los vectores normales (gradientes) a las curvas de restricciones. Esta interpretación geométrica puede observarse a partir de la diferencial de las ecuaciones de restricción  $g_i(z) - b_i = 0$  ya que

$$dg_i = \sum_{i=1}^n \frac{\partial g_i}{\partial z_i} dz_i = 0 \quad (21)$$

y puesto que los  $\Delta z_i$  están en la dirección tangente a la curva, el vector  $\frac{\partial g_i}{\partial z_i}$  es normal a la curva  $g_i(z) - b_i = 0$

Las condiciones de segundo orden establecen que la matriz Hessiana del Lagrangeano debe ser positiva definida cuando se evalúa en el punto mínimo local sujeta a las condiciones de que la dirección de evaluación se encuentre sobre el hiperplano tangente a las superficies de restricción, lo cual analíticamente puede expresarse según (22) y (23).

$$\Delta z' \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial z_1^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial z_1 \partial z_2} & \dots & \dots \\ \frac{\partial^2 L}{\partial z_2 \partial z_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial z_2^2} & \dots & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 L}{\partial z_n \partial z_1} & \dots & \dots & \frac{\partial^2 L}{\partial z_n^2} \end{bmatrix} \Delta z \quad (22)$$

sujeta a 
$$\Delta g = \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial z} \end{bmatrix} \Delta z = 0 \quad (23)$$

cuando la matriz Hessiana es positiva definida, sujeta a las condiciones (23), las condiciones (20) son suficientes. Nótese que las condiciones de segundo orden no implican que la matriz Hessiana de la función objetivo sea positiva definida, sino que, esto debe cumplirse para la matriz Hessiana de la función de Lagrange

### INTERPRETACION DE LOS MULTIPLICADORES DE LAGRANGE

Se ha visto que la solución del problema de optimización nos proporciona además de los valores de las variables  $z$ , los valores de los multiplicadores de Lagrange  $\lambda$ , que tienen mucha importancia, ya que proporcionan una medida de la sensibilidad del valor óptimo de la función objetivo para pequeñas variaciones en las constantes  $b$  y  $c$  de las restricciones, es decir:

$$\lambda^* = \frac{\partial F^*}{\partial b} \quad (24)$$

Para probar lo anterior, debe probarse antes que si se tratan las  $b$ 's como variables, es posible resolver a partir de las condiciones de primer orden (20), para las variables  $z$  y  $\lambda$  en función de las variables  $b$ . Para esto, se pueden considerar las condiciones (20) como sigue:

$$\begin{aligned} g(z) - b &= 0 \\ \frac{\partial F^*}{\partial z} - \lambda \left( \frac{\partial g}{\partial z} \right) &= 0 \end{aligned} \quad (20')$$



las que forman  $m+n$  ecuaciones con  $2m+n$  variables  $(b, \lambda, z)$ , entonces la matriz Jacobiana del sistema es:

$$\begin{bmatrix} -I & 0 & \frac{\partial g}{\partial z} \\ 0 & \frac{\partial g}{\partial z} & \frac{\partial^2 L}{\partial z^2} \end{bmatrix} \quad (25)$$

la cual, aceptando la no singularidad impuesta a  $\frac{\partial g_i}{\partial z_i}$ , es de rango  $m+n$  por lo tanto, por el teorema de la función implícita es posible resolver para  $\lambda$  y  $z$  en función de  $b$

$$\lambda = \lambda(b), \quad z = z(b) \quad (26)$$

sustituyendo en la función de Lagrange

$$L(b) = F(z(b)) + \lambda'(b)(g(z(b)) - b) \quad (27)$$

derivando con respecto a  $b$

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial b} &= \frac{\partial F}{\partial z} \frac{\partial z}{\partial b} + \lambda' \frac{\partial g}{\partial z} \frac{\partial z}{\partial b} + [g(z) - b]' \frac{\partial \lambda}{\partial b} - \lambda \\ \frac{\partial L}{\partial b} &= \left[ \frac{\partial F}{\partial z} + \lambda' \frac{\partial g}{\partial z} \right] \frac{\partial z}{\partial b} + [g(z) - b]' \frac{\partial \lambda}{\partial b} - \lambda \\ \frac{\partial L}{\partial b} &= -\lambda^* \end{aligned} \quad (28)$$

en el punto de la solución óptima  $(z^*, \lambda^*)$ , los dos primeros términos se anulan por lo tanto

$$\frac{\partial L(z^*, \lambda^*)}{\partial b} = \left( \frac{\partial F^*}{\partial b} \right) = -\lambda^* \quad (29)$$

debido a (29), al obtener la solución óptima a un problema de la forma (8), se obtiene además una medida de la sensibilidad, ya que los multiplicadores de Lagrange indican que tan sensible es el valor óptimo de la función objetivo a los cambios en las constantes de las restricciones. Estas constantes generalmente representan la cantidad de recursos disponibles o requeridos para la operación de un sistema. El significado anterior de los multiplicadores también es válido para las constantes  $c$  de las restricciones de desigualdad en el problema (1)

PROBLEMA GENERAL DE PROGRAMACIÓN NO LINEAL

Este caso está representado por el problema (1), que además de  $m$  restricciones de igualdad contiene  $p$  restricciones de desigualdad. El establecimiento de las condiciones que se deben cumplir en el punto óptimo o en la solución, requiere de una generalización de la aplicación de los multiplicadores de Lagrange, la cual conduce a la obtención del teorema de Kuhn y Tucker, que nos introduce al problema general de programación no lineal en variables reales (o en el espacio euclidiano  $n$  dimensional). Existen diversas teorías sobre este problema, las cuales son encaminadas a la obtención de proposiciones generales y definitivas de las condiciones necesarias y suficientes en la solución. Cabe notar que tales resultados no se pretenda obtenerlos mediante una simple extensión de la teoría aplicable a los problemas que contienen únicamente restricciones de igualdad. Dado el carácter introductorio de estas notas, la incorporación de las restricciones de desigualdad se hará en forma sencilla para facilitar el desarrollo del tema. Si se observa el problema (1), las restricciones de desigualdad pueden convertirse a restricciones de igualdad mediante la adición de un término positivo en cada restricción de desigualdad definido como

$$s_i^2 = c_i - h_i(z) \quad (30)$$

debe notarse que para que el vector  $z$  esté contenido en el conjunto factible, se debe cumplir que  $s_i^2 \geq 0$ , ya que  $h_i(z) \leq c_i$ , es decir, las componentes  $s_i$ , deben ser reales.

Entonces, el problema (1) puede expresarse como:

$$\begin{aligned} \min F(z) \\ \text{s. a. } g(z) = b \\ h_i(z) + s_i^2 = c_i \quad i = 1, 2, 3, \dots, p \end{aligned} \quad (31)$$

este problema con  $p$  variables adicionales de holgura contiene únicamente restricciones de igualdad, por lo tanto se puede aplicar la técnica de los multiplicadores de Lagrange. Los problemas (1) y (31) son equivalentes aun cuando este último contiene  $p$  variables adicionales.

Se forma la función de Lagrange

$$L(z) = F(z) + \lambda [g(z) - b] - \sum_i \mu_i [h_i(z) + s_i^2 - c_i] \quad (32)$$

cuyas variables son  $(z, \lambda, \mu, s)$  o  $(x, u, \lambda, \mu, s)$ , las condiciones de primer orden son

$$\frac{\partial L}{\partial z} = \frac{\partial F}{\partial z} + \lambda \frac{\partial g}{\partial z} - \sum_i \mu_i \frac{\partial h_i}{\partial z} = 0 \quad n \text{ ecu.} \quad (33)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = g(z) - b = 0 \quad m \text{ ecs} \quad (34)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i} = h_i(z) + s_i^2 - c_i = 0 \quad p \text{ ecs.} \quad (35)$$

$$\frac{\partial L}{\partial s_i} = 2\mu_i s_i = 0 \quad p \text{ ecs.} \quad (36)$$

Eliminando la variable  $s_i$  de las condiciones (35) y (36), éstas se pueden englobar en una sola condición, llamada de exclusión o de holgura complementaria, la cual se puede expresar como

$$\mu_i [h_i(z) - c_i] \quad i = 1, 2, \dots, p \quad (37)$$

Es posible probar que los multiplicadores  $\mu_i$  de Kuhn y Tucker asociados a las restricciones de desigualdad están restringidos en su signo mediante condiciones de no negatividad. Tomando en cuenta la condición (33), la ecuación (23) y la desigualdad fundamental, así como el hecho de que para una restricción de desigualdad activa (en su límite) se cumple que para un movimiento factible  $\Delta z$

$$\Delta h_i = \frac{\partial h_i}{\partial z} \Delta z \leq 0 \quad (38)$$

se obtiene en el punto óptimo

$$\frac{\partial F(z^*)}{\partial z} \Delta z = -\mu_i \frac{\partial h_i(z^*)}{\partial z} \Delta z = -\mu_i \Delta h_i^* \geq 0 \quad (39)$$

de (38) y (39) se concluye que  $\mu_i \geq 0$  (40)

resumiendo los resultados anteriores se puede enunciar el

TEOREMA DE KUHN Y TUCKER

Sea  $z^*$  un punto mínimo local regular<sup>1</sup> del problema (1), entonces existe un vector  $\lambda$ , n-dimensional y un vector  $\mu$ ,  $\mu_i \geq 0$ , p-dimensional tal que

$$\frac{\partial F(z^*)}{\partial z} - \lambda' \frac{\partial g(z^*)}{\partial z} + \mu' \frac{\partial h(z^*)}{\partial z} = 0 \quad (41)$$

$$\mu' [h(z^*) - c] = 0 \quad (42)$$

si se comparan (41) y (42) y la formulación del problema (1) con las condiciones de Lagrange

<sup>1</sup> La regularidad de  $z$  implica la no singularidad de la matriz cuyos renglones son los gradientes de  $h$  y  $g$ .

---

nótese la similitud existente a través de las condiciones (41), ya que estas pueden obtenerse a partir de la función de Kuhn y Tucker definida como :

$$F(z, \lambda, \mu) = F(z) + \lambda'[g(z) - b] + \mu'[h(z) - c] \quad (43)$$

sin embargo, existe una diferencia muy importante a través de las condiciones (42), así como la no negatividad de los multiplicadores  $\mu$  de Kuhn y Tucker, ya que esto no se presenta en el caso de Lagrange

## EL MÉTODO DEL GRADIENTE

### EL CONCEPTO DE DIRECCIÓN

Cualquier vector n-dimensional puede servir como una dirección. Dado un punto  $x$ , se puede generar una línea recta que pasa por  $x$  si se aplica una dirección  $d$  (vector con  $n$  componentes  $d_1, d_2, \dots, d_n$ ) y un escalar  $\tau$  tal que  $-\infty \leq \tau \leq \infty$ , es decir, si

$$y = x + \tau d \quad (44)$$

y recorre la línea recta en la dirección  $\pm d$ , que pasa por  $x$  cuando  $\tau = 0$

Puede demostrarse que si no es nulo, el gradiente mismo apunta en una dirección tal, que un pequeño movimiento en esa dirección aumenta a la función, sea

$$f(x + \tau d) = f(x) + \nabla f(x) \tau d + \theta(\tau^2) \quad (45)$$

si la dirección  $d$  se selecciona igual al gradiente

$$f(x + \tau \nabla f(x)) = f(x) + \tau |\nabla f(x)|^2 + \theta(\tau^2) \quad (46)$$

entonces, en la vecindad de  $x$  para  $\tau > 0$

$$f(x + \tau \nabla f(x)) \geq f(x) \quad (47)$$

este último resultado sugiere un procedimiento para la búsqueda de la solución óptima al problema de programación no lineal sin restricciones. Si se trata de un problema en el que se requiere encontrar el máximo, dado un punto en la vecindad del óptimo se efectúa una corrección  $\Delta z$  tal que:

$$z + \Delta z = z + \tau \nabla f(z) \quad (48)$$

se aproxime al punto óptimo  $z^*$  mediante la selección de un valor adecuado de  $\tau$ , el cual se obtiene de

$$\max_{\tau} f[z + \tau \nabla f(z)] \quad (49)$$

en cambio, como  $-\nabla f(z)$  apunta en la dirección en que la función  $f(z)$  disminuye, si se trata de encontrar un mínimo, se efectúa una corrección  $\Delta z$  en la dirección  $-\nabla f(z)$  seleccionando el valor adecuado de  $\tau$  para obtener

$$\max_{\tau} f[z + \tau \nabla f(z)] \quad (50)$$

como esta corrección se hace a lo largo de una línea recta y la función  $F(z)$  que nos interesa es no lineal, se genera un proceso iterativo para la búsqueda de la solución óptima  $z^*$ , este procedimiento se conoce como el método del gradiente y se puede resumir como sigue:

PASO 0: Se asignan valores de arranque  $z = z_0$ , ( $z_0 = (x_0, u_0)$ )

PASO 1: Se calcula el gradiente  $\nabla F(z)$ . Si la magnitud del gradiente tiende a cero, el proceso termina y la solución es  $z^* = z$ .

PASO 2: Se obtiene  $\tau^*$  tal que  $\tau^* = \underset{\tau}{\text{arg max}} F[z - \tau \nabla F(z)]$

PASO 3: Se calcula un nuevo valor de  $z$  con la expresión:  $z_{\text{nueva}} = z + \Delta z = z - \tau^* \nabla F(z)$  y se repite el proceso aplicando de nuevo los pasos 1, 2 y 3 hasta lograr la convergencia

### MÉTODO DEL GRADIENTE REDUCIDO

Este método es directamente aplicable al problema de programación no lineal con restricciones de igualdad. Su nombre proviene de la forma particular que toma la expresión (15), ya que representar a las variables  $z$  como variables  $x$  y  $u$  (de estado y de control respectivamente), implícitamente las variables de control  $u$  toman el papel de variables del problema y este reduce su dimensionalidad a  $n-m$  variables. Bajo otro punto de vista, este enfoque también puede visualizarse como una técnica de descomposición no lineal.

El procedimiento puede visualizarse fácilmente a partir del método del gradiente ya establecido y de las relaciones (15) y (16) o (15') y (16'), así como del cumplimiento de las restricciones en el punto óptimo (condiciones de Lagrange)

### ESQUEMA DEL MÉTODO DEL GRADIENTE REDUCIDO PARA OBTENER EL MÍNIMO DE F(Z)

PASO 0: Se supone un conjunto de valores para  $u$  (valores de arranque)

PASO 1: Se calculan los valores de  $v$  a partir de

$$g(x, u) - b = 0$$

PASO 2: Se calculan los valores de  $\lambda$  a partir de la ecuación (16')

$$\lambda' = - \left( \frac{\partial F'}{\partial x} \right) \left( \frac{\partial g'}{\partial x} \right)^{-1}$$

PASO 3 · Se calculan los valores del gradiente reducido  $\frac{\partial L}{\partial u}$  que en general no serán nulos, a partir de (15) o (15').

$$\nabla L'_u = \nabla F'_u + \lambda' \nabla g_u = \frac{\partial F'}{\partial u} + \lambda' \frac{\partial g}{\partial u}$$

PASO 4 · Se toma la dirección del gradiente reducido con signo negativo y se calcula el escalar  $\tau^*$  tal que

$$\tau^* = \underset{\tau}{\left\{ \tau ; \max F [z - \tau \nabla F (z)] \right\}}$$

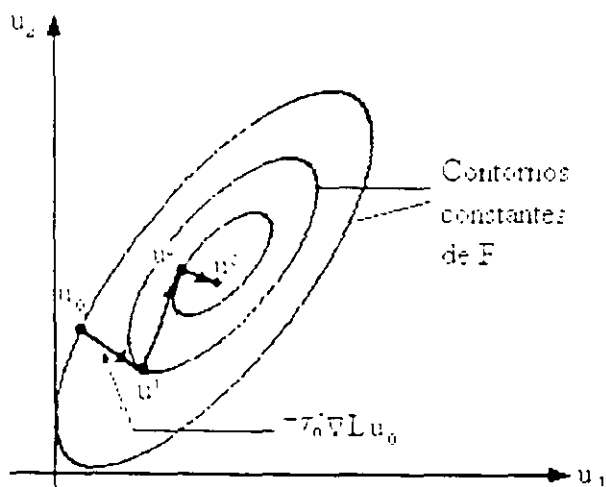
con  $\Delta u = -\nabla L_u$  y  $\Delta x = \begin{pmatrix} \frac{\partial g}{\partial x} \\ \frac{\partial g}{\partial u} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} \frac{\partial g}{\partial x} \\ \frac{\partial g}{\partial u} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial L}{\partial u} \end{pmatrix}$

PASO 5 · Se calculan los nuevos valores de  $u$  aplicando el valor de  $\tau^*$

$$u_{nueva} = u + \tau^* \Delta u = u - \tau^* \nabla L_u$$

PASO 6 · Se prueba la convergencia del proceso. si la magnitud del gradiente reducido tiende a cero, el proceso termina. En caso contrario se repite el proceso con los nuevos valores de  $u$  a partir del paso 1

Geométricamente, en el espacio de las variables de control  $u$ , el proceso puede visualizarse como se muestra en la figura siguiente



Representación geométrica del proceso de disminución de la función  $F(z)$

**EJEMPLO DEL MÉTODO DEL GRADIENTE**

Minimizar la función  $F(x, u) = x^2 + u^2$  sin restricciones:

$$\min F(x, u) = x^2 + u^2$$

Paso 0 Valores de arranque

$$z_0 = (x_0, u_0) = (1, 1)$$

Paso 1 Cálculo del gradiente

$$\nabla F = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial x} \\ \frac{\partial F}{\partial u} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2x \\ 2u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 \\ 2 \end{bmatrix} \neq \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Paso 2 Obtención de  $t^*$

$$\min_t F \left[ \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix} - t \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial x} \\ \frac{\partial F}{\partial u} \end{bmatrix} \right] = \min F \left[ \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix} - t \begin{bmatrix} 2 \\ 2 \end{bmatrix} \right]$$

$$\min_t F \begin{bmatrix} 1 - 2t \\ 1 - 2t \end{bmatrix} = \min_t \left[ (1 - 2t)^2 + (1 - 2t)^2 \right]$$

$$\min_t \left[ 2(1 - 2t)^2 \right] = \frac{d}{dt} 2(1 - 2t)^2 = 0$$

$$4(1 - 2t)(-2) = 0, \quad t^* = \frac{1}{2}$$

Paso 3 Cálculo de  $z_{\min}$

$$z_{\min} = z - t^* \nabla F(z) = \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix} - t^* \begin{bmatrix} 2 \\ 2 \end{bmatrix}$$

$$z_{\min} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix} - \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 2 \\ 2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\nabla F = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial x} \\ \frac{\partial F}{\partial u} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2x \\ 2u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2(0) \\ 2(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$



---

**EJEMPLO DEL MÉTODO DEL GRADIENTE REDUCIDO**

Minimizar la función  $F(x, u) = x^2 + u^2$  sujeto a  $x + u = 1$

$$\begin{aligned} \min F(x, u) &= x^2 + u^2 \\ \text{s.a. } x + u &= 1 \end{aligned}$$

Función de Lagrange  $L(x, u, \lambda) = x^2 + u^2 + \lambda(x + u - 1)$

Paso 0. Valores de arranque  $u = 1$

Paso 1. Cálculo del valor de  $x$   $x + u = 1$ ,  $x = 1 - u = 0$

Paso 2. Cálculo de  $\lambda$ .

$$\lambda = - \frac{\hat{c} F}{\hat{c} x} \left[ \frac{\hat{c} g}{\hat{c} x} \right]^{-1} = 0$$

ya que

$$\frac{\hat{c} F}{\hat{c} x} = 2x = 2(0) = 0$$

$$\frac{\hat{c} g}{\hat{c} x} = 1$$

Paso 3. Gradiente reducido

$$\nabla L_u = \frac{\hat{c} L}{\hat{c} u} = \frac{\hat{c} F}{\hat{c} u} + \lambda \frac{\hat{c} g}{\hat{c} u} = 2$$

ya que

$$\frac{\hat{c} F}{\hat{c} u} = 2u = 2$$

$$\frac{\hat{c} g}{\hat{c} u} = 1$$

$$\lambda = 0$$

Paso 4. Se obtiene  $t^*$  a partir de

$$\min L \left[ x + t \left[ \frac{\hat{c} g}{\hat{c} x} \right]^{-1} \left[ \frac{\hat{c} g}{\hat{c} u} \right] \left[ \frac{\hat{c} L}{\hat{c} u} \right], u + t \left[ - \frac{\hat{c} g}{\hat{c} x} - \lambda' \frac{\hat{c} g}{\hat{c} u} \right] \right]$$

$$\min L \left[ 0 - t(1)^{-1}(1)(2), 1 + t[-2 - (0)(1)] \right]$$

$$\min L \left[ 2t, 1 - 2t \right]$$

Como  $L(x, u, \lambda) = x^2 + u^2 + \lambda(x + u - 1)$  entonces :

$$\min L[2t, 1-2t] = (2t)^2 + (1-2t)^2 + \lambda[2t + 1 - 2t - 1]$$

$$\frac{dL}{dt} = 2(4t) + 2(1-2t)(-2) = 0$$

$$8t - 4 + 8t = 0$$

$$t = \frac{1}{4}$$

Paso 5 Cálculo de  $u_{nuevo}$

$$u_{nuevo} = u - t * \nabla L_u$$

$$u_{nuevo} = 1 - \frac{1}{4}(2) = \frac{1}{2}$$

$$\nabla L_u = \frac{\partial L}{\partial u} = 2u = 2\left(\frac{1}{2}\right) = 1$$

aún no converge.

Segunda iteración con  $u = 1/2$

Paso 1. Cálculo del valor de  $x$   $x + u = 1$ ,  $x = 1 - u = 1/2$

Paso 2 Cálculo de  $\lambda$ .

$$\lambda = - \frac{\partial F}{\partial x} \left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} = -1$$

ya que

$$\frac{\partial F}{\partial x} = 2x = 2(1/2) = 1$$

$$\frac{\partial g}{\partial x} = 1$$

---

Paso 3. Gradiente reducido

$$\nabla L_u = \frac{\partial L}{\partial u} = \frac{\partial F}{\partial u} + \lambda \frac{\partial g}{\partial u} = 0$$

ya que:

$$\frac{\partial F}{\partial u} = 2u = 1$$

$$\frac{\partial g}{\partial u} = 1$$

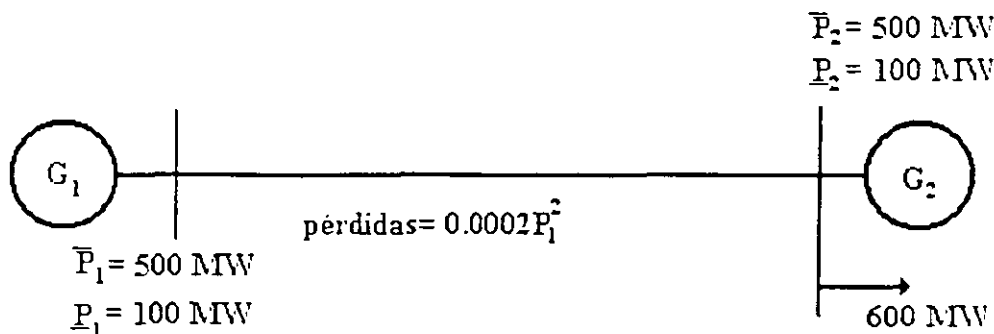
$$\lambda = -1$$

Como el gradiente de  $L_u$  es igual con cero el método converge, por lo que el mínimo de  $F$  es

$$\min F(x,u) = (1/2)^2 + (1/2)^2 = 1/2$$

**EJEMPLO.**

Aplique el método del gradiente reducido para obtener la generación óptima en las máquinas del sistema eléctrico que se muestra en la figura siguiente



La función que describe el costo asociado a la potencia generada es

$$F_1(P_1) = F_2(P_2) = 1000 + 10P + 0.003P^2$$

La función objetivo a minimizar será

$$\min F(x, u) = 1000 + 10x + 0.003x^2 + 1000 + 10u + 0.003u^2$$

$$\text{s.a. } x + u - 0.0002x^2 - 600 = 0$$

$$\text{donde } \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix}$$

$$P_1 + P_2 - 0.0002P_1^2 = 600$$

Utilizando el método del gradiente reducido tenemos que

Paso 0  $u_0 = 400 \text{ MW}$

Paso 1  $x - 0.0002x^2 = 600 - u_0 = 200$

$$-0.0002x^2 + x - 200 = 0$$

$$x_{1,2} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} = \frac{-1 \pm \sqrt{1 - 4(-0.0002)(-200)}}{2(-0.0002)}$$

$$x_1 = 208.71 \text{ A MW} \leftarrow$$

$$x_2 = 4791.28 \text{ A MW}$$

$$\underline{x_1 = 208.71 \text{ A MW}}$$

Paso 2 .

$$\lambda = -\frac{\hat{c} F}{\hat{c} x} \left[ \frac{\hat{c} g}{\hat{c} x} \right]^{-1}$$

donde:

$$\frac{\hat{c} F}{\hat{c} x} = 10 + 0.006x = 10 + 0.006(208.71) = 11.25$$

$$\frac{\hat{c} g}{\hat{c} x} = 1 - 0.0004x = 1 - 0.0004(208.71) = 0.91652$$

$$\lambda = -(11.25)(0.91652)^{-1} = -12.2749$$

Paso 3 .

$$\frac{\hat{c} F}{\hat{c} u} = 10 + 0.006u = 10 + 0.006(400) = 12.4$$

$$\frac{\hat{c} g}{\hat{c} u} = 1$$

$$\nabla L_u = \frac{\hat{c} F}{\hat{c} u} + \lambda' \frac{\hat{c} g}{\hat{c} u} = 12.4 + (-12.2749)(1) = 0.1251$$

Paso 4 .

$$\min_{\tau} L[x + \tau \Delta x, u + \tau \Delta u]$$

donde

$$\Delta x = \left[ \frac{\hat{c} g}{\hat{c} x} \right]^{-1} \left[ \frac{\hat{c} g}{\hat{c} u} \right] \frac{\hat{c} L}{\hat{c} u} = (0.91652)^{-1} (1) (0.1251) = 0.1418$$

$$\Delta u = -\nabla L_u = -0.1251$$

por lo que

$$\min_{\tau} L[(x + 0.1418\tau), (u - 0.1251\tau)]$$

donde  $x_0 = 208.71$  y  $u_0 = 400$ , que al sustituirlos en la función de Lagrange nos queda .

$$L(x, u) = F(x, u) + \lambda'[g(x, u) - b]$$

$$L(x, u) = \left[ \begin{array}{l} 1000 + 10(208.71 + 0.1418\tau) + 0.003(208.71 + 0.1418\tau)^2 \\ + 1000 + 10(400 - 0.1251\tau) + 0.003(400 - 0.1251\tau)^2 \\ + (-12.2749)(208.71 + 0.1418\tau + 400 - 0.1251\tau - 0.0002[208.71 + 0.1418\tau]^2 - 600) \end{array} \right]$$

donde :

$$\min_{\tau} L = \frac{dL}{d\tau} = 0$$

$$\frac{dL}{d\tau} = 0.65 + 0.000128\tau = 0$$

$$\text{donde: } \tau = \frac{-0.65}{0.000128} = -5096.59$$

Paso 5  $u_{nueva} = u_0 + \tau * \Delta u = 400 + (-5096.59)(-0.1251) = 1037.58$

Como este nuevo valor de  $u$  excede el límite de generación tomamos el límite superior, es decir  $u_i = 500$  MW con lo que:

Paso 1  $x - 0.0002x^2 = 600 - u_i = 100$

$$-0.0002x^2 + x - 100 = 0$$

$$x_{1,2} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} = \frac{-1 \pm \sqrt{1 - 4(-0.0002)(-100)}}{2(-0.0002)}$$

$$x_1 = 102.0842 \text{ MW} \leftarrow$$

$$x_2 = 4897.91 \text{ MW} *$$

$$x = 102.0842 \text{ MW}$$

Paso 2

$$\lambda = - \frac{\frac{\partial F}{\partial x} \left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1}}{\frac{\partial x}{\partial x}}$$

donde

$$\frac{\partial F}{\partial x} = 10 + 0.0006x = 10 + 0.0006(102.0842) = 10.6125$$

$$\frac{\partial g}{\partial x} = 1 - 0.0004x = 1 - 0.0004(102.0842) = 0.9592$$

$$\lambda = -(10.6125)(0.9592)^{-1} = -11.0643$$

Paso 3

$$\frac{\partial F}{\partial u} = 10 + 0.0006u = 10 + 0.0006(500) = 13.0$$

$$\frac{\partial g}{\partial u} = 1$$

$$\nabla L_u = \frac{\partial F}{\partial u} + \lambda' \frac{\partial g}{\partial u} = 13.0 + (-11.0643)(1) = 1.9357$$

Paso 4 .

$$\min_{\tau} L[x + \tau \Delta x, u + \tau \Delta u]$$

donde

$$\Delta x = \left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \left[ \frac{\partial g}{\partial u} \right] \left[ \frac{\partial L}{\partial u} \right] = (0.9592)^{-1} (1)(1.9357) = 2.0832$$

$$\Delta u = -\nabla L_u = -1.9357$$

por lo que .

$$\min_{\tau} L[(x + 2.0832\tau), (u - 1.9357\tau)]$$

donde  $x_1 = 102.0842$  y  $u_1 = 500$ , que al sustituirlos en la función de Lagrange nos queda :

$$L(x, u) = F(x, u) + \lambda^1 [g(x, u) - b]$$

$$L(x, u) = \left[ \begin{array}{l} 1000 + 10(102.0842 + 2.0832\tau) + 0.003(102.0842 + 2.0832\tau)^2 \\ + 1000 + 10(500 - 1.9357\tau) + 0.003(500 - 1.9357\tau)^2 \\ + (-110643) \left( (102.0842 + 2.0832\tau + 500 - 1.9357\tau - 0.0002[102.0842 + 2.0832\tau])^2 - 600 \right) \end{array} \right]$$

donde .

$$\min_{\tau} L = \frac{dL}{d\tau} = 0$$

$$\frac{dL}{d\tau} = -3.746872 + 0.06207\tau = 0$$

$$\text{donde: } \tau = \frac{3.746872}{0.06207} = 60.365265$$

$$\text{Paso 5 } u_{\text{mex.}} = u_1 - \tau * \Delta u = 400 + (60.365265)(-1.9357) = 283.150956 \text{ MW}$$

Siguiendo el procedimiento se puede comprobar que el valor óptimo de  $u^*$  es muy próximo a 390 MW, con lo que  $z^* = (x^*, u^*) = (219.6492, 390) \text{ MW}$

### 3. Despacho Económico de Unidades Térmicas.

Para el análisis de la operación de los sistemas eléctricos de potencia es necesario el conocimiento de las variables que intervienen en el proceso. Los generadores eléctricos son parte importante en los sistemas de potencia y poseen características de comportamiento, tales como: tipo de pri-motor, turbina de vapor o hidráulica, tipo de combustible, limitantes en la operación de los equipos, etc

Las unidades térmicas típicas para la generación de energía eléctrica comprenden el sistema generador de vapor-turbina- generador eléctrico en bloque, como ya se mencionó, el vapor extraído del generador de vapor acciona una turbina acoplada mecánicamente al generador eléctrico. En este bloque se tiene como entrada la cantidad de energía por hora, resultado de la quema de algún combustible, y como salida se tiene la potencia eléctrica que se entrega al sistema eléctrico.

#### 3.1 Curva entrada-salida

Una de las gráficas que describen el comportamiento del bloque caldera-turbina-generador es la curva entrada-salida. Dicha curva representa la cantidad de combustible o el costo del combustible que la unidad consume por hora para la potencia a la que la unidad está generando, por lo general se expresa como un polinomio de segundo orden de la forma  $F(P) = a + bP + cP^2$ . La característica de esta curva es que siempre es creciente pues un aumento en la producción corresponde a un aumento en el consumo, los reportes técnicos indican que esta curva debe ser convexa y monótonica creciente. En la figura 3.1 se muestra la curva entrada-salida para una unidad térmica convencional

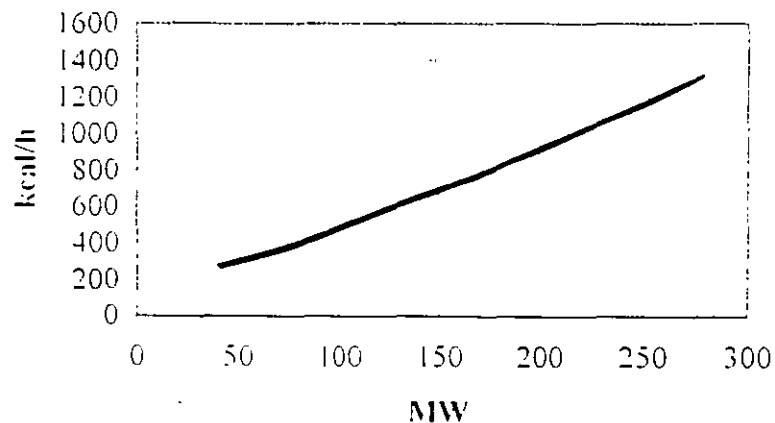


Figura 3.1 Curva entrada-salida

Los datos de la curva entrada-salida se obtienen a partir de pruebas de consumo específico o bien por medio de cálculos de diseño



### 3.2 Curva de consumo específico ( Heat rate ).

Otra gráfica de interés es la de consumo específico o Heat rate, la cual representa el costo por MWh que tiene la unidad para una determinada potencia de salida. En la figura 3.2 se muestra una curva típica de consumo específico. El método para obtener esta curva consiste en tener una carga fija en la unidad y obtener el gasto de combustible consumido en un lapso de tiempo, después se varía la carga de la unidad y se van tomando los diferentes valores de consumo de combustible.

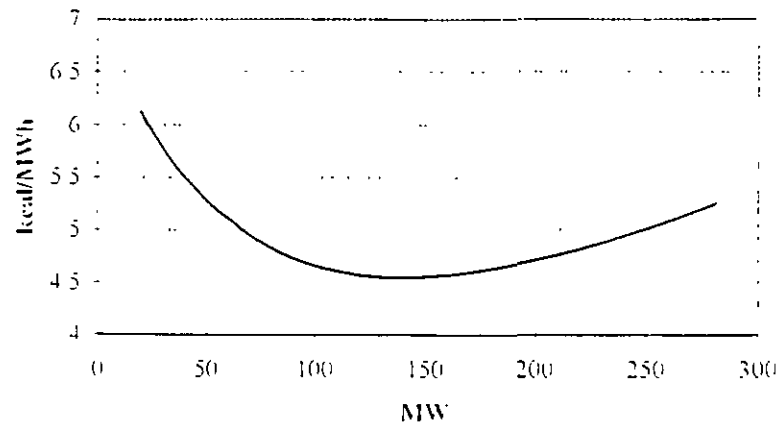


Figura 3.2 Curva de consumo específico (Heat rate).

La gráfica de consumo específico inicia con valores altos para generaciones cercanas a cero y va decreciendo hasta llegar a un mínimo, aproximadamente al 85 % de la potencia máxima y después comienza a subir, al punto mínimo se le conoce como punto de máxima eficiencia. Si se conoce el polinomio que describe la entrada-salida, se puede conocer la función del consumo específico dividiendo el polinomio entre la potencia de salida.  $HR = a/P + b + cP$

### 3.3 Costos Incrementales

La gráfica de costos incrementales representa la pendiente o primera derivada de la función entrada-salida ( $\Delta F / \Delta P$  o  $dF / dP$ ) e indica el incremento en costo o en consumo de combustible que se requiere para un incremento en la potencia de salida. Conociendo la función entrada-salida se puede determinar la función costo incremental derivando la función entrada-salida con respecto a la potencia de salida. Una curva típica de costo incremental se muestra en la figura 3.3.

Esta curva se caracteriza por ser siempre creciente, es decir que para cada aumento de producción corresponde un aumento de consumo de combustible. En las pruebas reales que se efectúan en las unidades se han encontrado picos o puntas en esta curva los cuales se suavizan mediante técnicas de segmentación. Las discontinuidades son originadas por la apertura o cierre de válvulas de la turbina, lo cual representa una restricción en la operación del generador.

La curva de costos incrementales es la más utilizada para estudios de despacho económico de generación y para la planeación de Sistemas de Potencia. Es necesario recalcar que la

característica de esta curva debe ser monótonicamente creciente, pues para estudios en donde se utilicen los multiplicadores de Lagrange, se pueden encontrar varios puntos de solución.

Cuando las curvas no presentan esta característica se pueden representar mediante segmentación por tramos rectos o trabajar con las curvas reales utilizando otra metodología para resolver el problema.

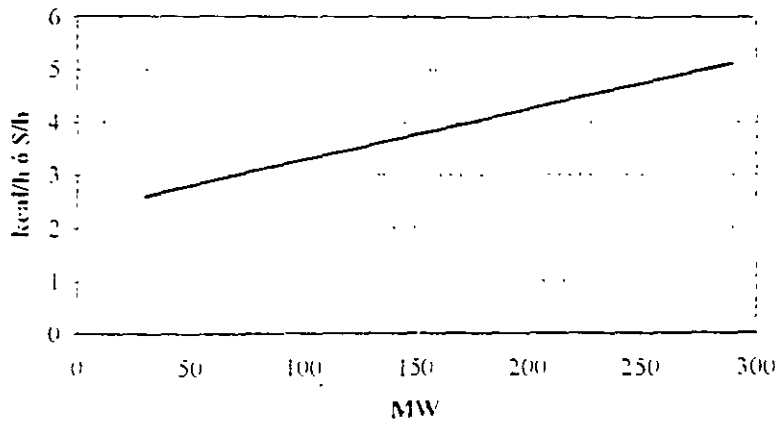


Figura 3.3 Curva de costos incrementales

Es conveniente que las curvas de entrada-salida de un generador sean expresadas de manera cuadrática dando como característica que los costos incrementales sean siempre crecientes. Los coeficientes a, b y c de las funciones se pueden obtener por medio de técnicas de estimación, si se cuenta con el número suficiente de pruebas. Una aplicación directa de la técnica de mínimos cuadrados podría originar que alguno de los coeficientes a, b y c pueda ser negativo y como requerimos una curva monótonica creciente dentro de los rangos de potencia máxima y mínima, los coeficientes negativos deben ser evitados. Incorporando un esquema apropiado de mínimos cuadrados ponderados se puede llegar a un buen resultado, en nuestro caso se describen los mínimos cuadrados directos y se deja al lector indagar los mínimos cuadrados ponderados

### 3.4 Mínimos cuadrados para la obtencion de las curvas de entrada-salida

El metodo consiste en hacer minima la suma de las distancias calculadas entre el valor de la función que aproxima  $p(x_i)$  y el valor de la función  $f(x_i)$  dada en forma tabular:

$$\sum_{i=1}^m |p(x_i) - f(x_i)| = \sum_{i=1}^m d_i \rightarrow \text{minimo}$$

Para evitar problemas de derivabilidad, se acostumbra utilizar las distancias d, elevadas al cuadrado.

$$\sum_{i=1}^m [p(x_i) - f(x_i)]^2 = \sum_{i=1}^m d_i^2 \rightarrow \text{minimo}$$

Para aproximar una función tabulada a través de un polinomio cuadrático, se plantea el problema de minimizar la expresion

$$p(x) = a + bx + cx^2 \quad \text{polinomio de aproximacion}$$

$$\text{min} \sum_{i=1}^m [a + bx_i + cx_i^2 - f(x_i)]^2$$

Para minimizar la expresión anterior, se deriva parcialmente con respecto a cada una de las variables y se igualan a cero dichas derivadas, con lo que se obtiene un sistema de tres ecuaciones algebraicas cuyas incógnitas son a, b y c, es decir:

$$\frac{\partial}{\partial a} \sum_{i=1}^m [a + bx_i + cx_i^2 - f(x_i)]^2 = 0$$

$$\frac{\partial}{\partial b} \sum_{i=1}^m [a + bx_i + cx_i^2 - f(x_i)]^2 = 0$$

$$\frac{\partial}{\partial c} \sum_{i=1}^m [a + bx_i + cx_i^2 - f(x_i)]^2 = 0$$

de donde se obtiene el sistema de ecuaciones algebraicas siguiente:

$$ma + b \sum_{i=1}^m x_i + c \sum_{i=1}^m x_i^2 = \sum_{i=1}^m f(x_i)$$

$$a \sum_{i=1}^m x_i + b \sum_{i=1}^m x_i^2 + c \sum_{i=1}^m x_i^3 = \sum_{i=1}^m f(x_i)x_i$$

$$a \sum_{i=1}^m x_i^2 + b \sum_{i=1}^m x_i^3 + c \sum_{i=1}^m x_i^4 = \sum_{i=1}^m f(x_i)x_i^2$$

al resolver el sistema de ecuaciones se obtienen los coeficientes a, b, y c, en forma matricial simplificada se puede escribir

$$\begin{bmatrix} \sum_{i=1}^m x_i^0 \\ \sum_{i=1}^m x_i^1 \\ \sum_{i=1}^m x_i^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^m f(x_i)x_i^0 \\ \sum_{i=1}^m f(x_i)x_i^1 \\ \sum_{i=1}^m f(x_i)x_i^2 \end{bmatrix}$$

donde la solución sera

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^m x_i^0 \\ \sum_{i=1}^m x_i^1 \\ \sum_{i=1}^m x_i^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^m f(x_i)x_i^0 \\ \sum_{i=1}^m f(x_i)x_i^1 \\ \sum_{i=1}^m f(x_i)x_i^2 \end{bmatrix}$$

**Ejemplo de aplicación de mínimos cuadrados.**

Obtencion de los coeficientes a, b, y c de la curva entrada-salida para los datos proporcionados de una unidad térmica convencional de 350 MW

PUNTO	MW	BTU/h	Calculo de las sumatorias				
	x	f(x)	x**2	x**3	x**4	f(x)*x	f(x)*x**2
1	87.5	10841250	7656.25	669921.875	58618164.0	94860937	8.30E+13
2	140	15890000	19600	2744000	38416000	2.22E+12	3.11E+14
3	210	22553000	44100	9261000	19448100	4.73E+12	9.93E+14
4	280	29400000	78400	21952000	61465600	8.23E+12	2.30E+15
5	350	36557500	122500	42875000	15006250	1.27E+13	4.47E+15
sumas	1067.5	11522175	272256.2	77501921.88	23540398	2.89E+13	8.17E+15

El sistema de ecuaciones quedará expresado como:

5	1067.5	272256.2
1067.5	272256.2	77501921.8
272256.2	77501921.8	23540398

a
b
c

11522175000
2.89323E+13
8.17141E+15

donde al obtener la matriz inversa y multiplicarla por el vector de términos independientes se tiene que:

7.252360	-0.072600	0.000155
-0.072600	0.000785	-1.74566E-6
0.000155	-1.74566E-6	3.99538E-9

a=	288664334.7
b=	8981246.895
c=	1804.815377

Los coeficientes están en Btu / h por lo que al escribir el polinomio en MBtu / h quedara

$$F ( P ) = 288.664 + 8.981 P + 0.002 P^2 \text{ [MBtu / h]}$$

### 3.5 El problema del despacho económico

El despacho económico se reduce a obtener los valores de las potencias a que deben generar las unidades térmicas con la condición de que sea al costo mínimo. El problema desde el punto de vista matemático se resuelve con la aplicación de los multiplicadores de Lagrange y las condiciones de Kuhn-Tucker vistas en el tema anterior.

Se establece una función objetivo  $F$ , que representa el costo total para suministrar la demanda de energía, la cual se desea minimizar y está sujeta a la condición de que la potencia generada debe ser igual a la demanda. Por el momento ignoraremos las pérdidas de energía en el sistema de transmisión y los límites de generación de las unidades por el momento no serán explícitas en la formulación del problema. El planteamiento es el siguiente:

$$F_t = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N = \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$$

$$\phi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^N P_i$$

Este es un problema de optimización con condición de igualdad, el cual puede ser resuelto formalmente usando métodos de cálculo avanzado que involucran la función de Lagrange o Lagrangeano, dicha función se expresa como

$$L = F_t + \lambda \phi$$

las condiciones necesarias para un valor extremo de la función objetivo, resultan cuando tomamos la primera derivada de la función de Lagrange con respecto a cada una de las variables independientes e igualamos las derivadas a cero.

Las  $N$  ecuaciones que resultan al derivar la función de Lagrange con respecto a la potencia de salida de cada una de las unidades se pueden resumir de la forma siguiente:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0$$

o

$$\frac{dF_i}{dP_i} - \lambda = 0$$

lo anterior quiere decir que la condición para que exista la condición de mínimo costo de operación es que el costo incremental de todas las unidades sea igual a un valor  $\lambda$ . Por supuesto, a esta condición hay que agregar la restricción de que la suma de las potencias de las unidades iguale a la demanda y que cada unidad debe generar entre sus límites de operación de potencia máxima y mínima. Las condiciones descritas se resumen en el conjunto de ecuaciones siguiente:

$$\begin{aligned} \frac{dF_i}{dP_i} = \lambda & \quad N \text{ ecuaciones} \\ P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max} & \quad 2N \text{ ecuaciones} \\ \sum_{i=1}^N P_i = P_R & \quad 1 \text{ restricción} \end{aligned}$$

cuando involucramos las restricciones de desigualdad se hace necesario adicionar al conjunto de condiciones necesarias, las condiciones siguientes:

$$\begin{aligned} \frac{dF_i}{dP_i} = \lambda & \quad \text{para } P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max} \\ \frac{dF_i}{dP_i} \leq \lambda & \quad \text{para } P_i \leq P_{i,\max} \\ \frac{dF_i}{dP_i} \geq \lambda & \quad \text{para } P_i \leq P_{i,\min} \end{aligned}$$

El problema del despacho económico considerando pérdidas en la red eléctrica es ligeramente más complicado que en caso anterior y esto es debido a que ahora en la ecuación de restricción se deben incluir las pérdidas de la red. La función objetivo  $F_1$  es la misma que en el caso anterior, sin embargo la restricción se expande a la forma siguiente:

$$\phi = 0 = P_R + P_L - \sum_{i=1}^N P_i$$

Mediante un procedimiento análogo al anterior se pueden establecer las condiciones necesarias para encontrar una solución de costo de operación mínimo. Al efectuar la primera derivada de la función de Lagrange con respecto a la potencia de salida de cada unidad, se debe involucrar las pérdidas de la red, éstas dependen o son función de las impedancias y corrientes de la red eléctrica. En nuestro caso las corrientes las consideraremos sólo dependientes de la potencia de salida de cada unidad y de la potencia demandada, el conjunto de condiciones resultantes se muestra a continuación, cabe hacer notar que usualmente se les conoce como las ecuaciones de coordinación

$$L = F_1 + \lambda \phi$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_1(P_i)}{dP_i} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) = 0$$

o

$$\frac{dF_1}{dP_i} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_i} = \lambda$$

$$P_R + P_i - \sum_{i=1}^N P_i = 0$$

El incremento en la dificultad de la solución estriba en el cálculo de la pérdidas de la red para poder validar la solución y satisfacer la restricción de igualdad. Existen dos aproximaciones generales a la solución de este problema, la primera consiste en el desarrollo de una expresión matemática para las pérdidas de la red donde sólo son función de la potencia de salida de cada unidad y la segunda consiste en incorporar las ecuaciones de flujo de potencia como restricciones esenciales para establecer formalmente el problema de optimización, a este caso se le conoce como **Flujos Óptimos**

### Ejemplo de despacho económico de unidades térmicas sin pérdidas.

Supóngase que se desea determinar el punto de operación más económico para las tres unidades que se describen abajo, para cubrir una demanda total de 850 MW

**Unidad 1. Carbón.**

$$P_{1max} = 600 \text{ MW} \quad P_{1min} = 150 \text{ MW}$$

$$F_1(P_1) = 561 + 7.92P_1 - 0.001562P_1^2$$

**Unidad 2. Combustóleo.**

$$P_{2\max} = 400 \text{ MW} \quad P_{2\min} = 100 \text{ MW}$$

$$F_2(P_2) = 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2$$

**Unidad 3. Combustóleo.**

$$P_{3\max} = 200 \text{ MW} \quad P_{3\min} = 50 \text{ MW}$$

$$F_3(P_3) = 78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2$$

Las condiciones para un despacho óptimo son.

$$\frac{dF_1}{dP_1} = 7.92 + 0.003124P_1 = \lambda$$

$$\frac{dF_2}{dP_2} = 7.85 + 0.00388P_2 = \lambda$$

$$\frac{dF_3}{dP_3} = 7.97 + 0.00964P_3 = \lambda$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = 850 \text{ MW}$$

Resolviendo para  $\lambda$ ,  $P_1$ ,  $P_2$  y  $P_3$  se obtiene que

$$\lambda = 9.148 \text{ S/MWh}, \quad P_1 = 393.2 \text{ MW}, \quad P_2 = 334.6 \text{ MW} \quad \text{y} \quad P_3 = 122.2 \text{ MW}$$

En la solución anterior se observa que cada una de las unidades está dentro de los límites de generación y que su suma es igual a 850 MW, así como el cumplimiento de las condiciones de igualdad.

Ahora suponga que el precio del carbón disminuye y se obtiene una función de costo para la unidad 1, como la siguiente

$$F_1(P_1) = 459 + 6.48P_1 + 0.00128P_1^2$$

y al obtener la solución exacta se encuentra que

$$\lambda = 8.284 \text{ S/MWh}, \quad P_1 = 704.6 \text{ MW}, \quad P_2 = 111.8 \text{ MW} \quad \text{y} \quad P_3 = 32.6 \text{ MW}$$

Esta solución aunque cumple con las condiciones impuestas en el planteamiento del problema, excede los límites de generación en las máquinas 1 y 3. Para resolver el despacho más económico y cumpliendo con las condiciones, supondremos que la unidad 1 trabaja en su máximo y la unidad 3 en su mínimo, lo cual no daría el despacho siguiente

$$P_1 = 500 \text{ MW}, \quad P_2 = 200 \text{ MW} \quad \text{y} \quad P_3 = 50 \text{ MW}$$

con lo que el costo incremental de la unidad 1, 2 y tres será :

$$\left. \frac{dF_1}{dP_1} \right|_{P_1=600} = 8.016 \text{ \$/MWh} = \lambda_1$$

$$\left. \frac{dF_2}{dP_2} \right|_{P_2=200} = 8.626 \text{ \$/MWh} = \lambda_2$$

$$\left. \frac{dF_3}{dP_3} \right|_{P_3=50} = 8.452 \text{ \$/MWh} = \lambda_3$$

Se observa que el costo incremental de la unidad 1 es menor que el de la unidad 2, por lo que se trabajará la unidad 1 a su máximo. La unidad tres tiene un costo incremental que no es mayor al de la unidad 2 y la unidad 3 no se fuerza en su mínimo. Para encontrar el punto óptimo de despacho, igualando los costos incrementales de la unidades 2 y 3, se plantea el despacho de la manera siguiente

$$P_1 = 600 \text{ MW}$$

$$\frac{dF_2}{dP_2} = 7.85 + 0.00388P_2 = \lambda$$

$$\frac{dF_3}{dP_3} = 7.97 + 0.00964P_3 = \lambda$$

$$P_2 + P_3 = 850 - P_1 = 250 \text{ MW}$$

de donde se obtiene que:  $\lambda = 8.576 \text{ \$/MWh}$ ,  $P_2 = 187.1 \text{ MW}$ ,  $P_3 = 62.9 \text{ MW}$

Se observa que el costo incremental de la unidad 1 es menor que el de las unidades 2 y 3.

### Ejemplo de despacho económico de unidades térmicas con pérdidas.

Supóngase las unidades del ejemplo anterior y la expresión de pérdidas de la red en función de las potencias de salida de cada unidad como sigue

$$P_l = 0.00003P_1^2 + 0.00009P_2^2 + 0.00012P_3^2$$

esta fórmula simplificada es suficiente para mostrar las dificultades de cálculo del despacho con pérdidas en la red y es necesario hacer notar que las fórmulas de pérdidas en el mundo real son más complicadas que la propuesta para este ejemplo. Aplicando el conjunto de condiciones se tiene que:

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_l}{\partial P_1} \right)$$

entonces



$$7.92 + 0.003124 P_1 = \lambda [1 - 2(0.00003)P_1]$$

$$7.85 + 0.00388 P_2 = \lambda [1 - 2(0.00009)P_2]$$

$$7.97 + 0.00964 P_3 = \lambda [1 - 2(0.00012)P_3]$$

$$P_1 + P_2 + P_3 - 850 - P_1 = 0$$

Proponemos valores iniciales para las potencias de salida de cada unidad:  $P_1 = 400$  MW,  $P_2 = 300$  MW y  $P_3 = 150$  MW, con lo que las pérdidas incrementales son:

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_1} = 2(0.00003)400 = 0.0240$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_2} = 2(0.00009)300 = 0.0540$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_3} = 2(0.00012)150 = 0.0360$$

$$\text{y } P_1 = 15.6 \text{ MW}$$

con lo que se puede plantear el conjunto de ecuaciones lineales y resolver para obtener el valor de  $\lambda$  y las potencias de salida de cada unidad

$$7.92 + 0.003124 P_1 = \lambda [1 - 0.0240] = \lambda(0.9760)$$

$$7.85 + 0.00388 P_2 = \lambda [1 - 0.0540] = \lambda(0.9460)$$

$$7.97 + 0.00964 P_3 = \lambda [1 - 0.0360] = \lambda(0.9640)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 - 850 - P_1 = P_2 + P_3 - 850 = 0$$

La solución será:  $\lambda = 9.5252$  \$ / MWh,  $P_1 = 440.68$  MW,  $P_2 = 299.12$  MW y  $P_3 = 125.77$  MW. Dado que los valores de las potencias de salida son muy diferentes de los valores iniciales, volvemos a calcular las pérdidas incrementales para plantear otra vez el sistema de ecuaciones que nos acerque más al punto óptimo.

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_1} = 2(0.00003)440.68 = 0.0264$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_2} = 2(0.00009)399.12 = 0.0538$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_3} = 2(0.00012)125.77 = 0.0301$$

$$\text{y } P_1 = 15.78 \text{ MW}$$

el sistema de ecuaciones nuevo será el siguiente

$$7.92 + 0.003124 P_1 = \lambda [1 - 0.0264] = \lambda(0.9736)$$

$$7.85 + 0.00388 P_2 = \lambda [1 - 0.0538] = \lambda(0.9462)$$

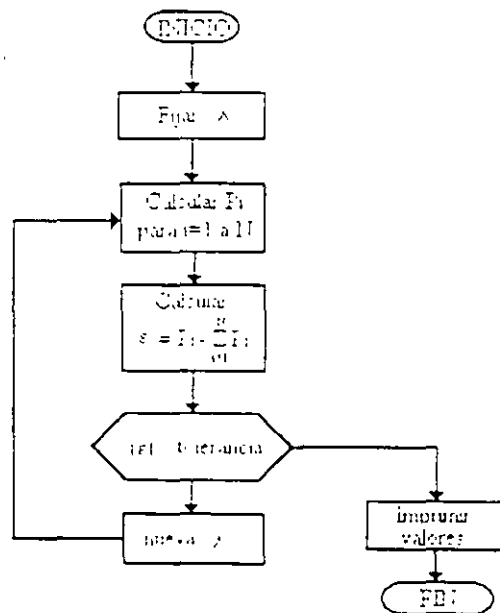
$$7.97 + 0.00964 P_3 = \lambda [1 - 0.0301] = \lambda(0.9699)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 - 850 - P_L = P_1 + P_2 + P_3 - 865.78 = 0$$

cuya solución es:  $\lambda = 9.5275$  \$ / MWh,  $P_1 = 433.94$  MW,  $P_2 = 300.11$  MW y  $P_3 = 131.74$  MW. En la tabla siguiente se resumen las iteraciones realizadas hasta que la diferencia entre los valores nuevos y los anteriores es muy pequeña.

Iteración	$P_1$ (MW)	$P_2$ (MW)	$P_3$ (MW)	$P_L$ (MW)	$\lambda$ (\$/MW)
inicial	400.00	300.00	150.00	15.60	9.5252
1	440.68	299.12	125.77	15.78	9.5275
2	433.94	300.11	131.74	15.84	9.5285
3	435.87	299.94	130.42	15.83	9.5283
4	435.13	299.99	130.71	15.83	9.5284

Método iterativo lambda.



La figura anterior muestra el método iterativo de lambda para la solución del despacho económico de plantas térmicas, sin considerar el efecto de pérdidas. Este es el método que se programará a continuación.

```
' Método iterativo de lambda para el cálculo
' del despacho económico de centrales térmicas
' Elaborado por Martín Bárcenas Escobar
DIM b(10), g(10), P(10), Pmax(10), Pmin(10)
CLS
PRINT "Método iterativo de lambda para el cálculo"
PRINT "del despacho económico de centrales térmicas"
PRINT "Elaborado por Martín Bárcenas Escobar "
PRINT PRINT
INPUT ""Cuál es el número de centrales térmicas? (10 máximo)", n
INPUT "Cuál es la demanda a cubrir en MW", Pdem
FOR i = 1 TO n
  PRINT "Dame los valores de beta, gamma, Pmax y Pmin de la planta ": i
  INPUT b(i), g(i), Pmax(i), Pmin(i)
NEXT i
INPUT "Desca iniciar con un valor de lambda específico (s/n)": ini$
IF ini$ = "s" OR ini$ = "S" THEN
  INPUT "lambda=", lamb
ELSE
  lamb = Pmax(1) * g(1) + b(1)
END IF
PRINT
PRINT "Espera un momento"
DO
  Pgen = 0
  FOR k = 1 TO n
    P(k) = (lamb - b(k)) / g(k)
    Pgen = Pgen + P(k)
  NEXT k
  tol = ABS(Pdem - Pgen)
  PRINT tol
  IF (Pdem - Pgen) > 0 THEN
    lamb = lamb + tol / 1000
  ELSEIF (Pdem - Pgen) < 0 THEN
    lamb = lamb - tol / 1000
  END IF
  PRINT lamb
LOOP WHILE tol > 0)
CLS
PRINT "lambda=": lamb
FOR l = 1 TO n
  PRINT "Unidad ", l
  PRINT "P optimo=", P(l), "P maxima=", Pmax(l), "P minima=", Pmin(l)
NEXT l
END
```



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**VIII CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**MÓDULO II  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA:**

**PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**CONFERENCISTA  
ING. AUGUSTO HINTZE VÁLDEZ  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**

## PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

EN LOS SEP'S OCURREN CORTOS-CIRCUITOS CUANDO FALLA EL AISLAMIENTO DEL EQUIPO.

FALLA EL AISLAMIENTO:  
SOBREVOLTAJES EN EL SISTEMA CAUSADOS POR RAYO O MANIOBRA  
O CONTAMINACIÓN DEL AISLAMIENTO  
O OTRAS CUASAS NATURALES O MECÁNICAS

CON UN BUEN DISEÑO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SE PUEDEN MINIMIZAR LAS FALLAS PERO NO ES POSIBLE ELIMINARLAS

IMPORTANTE CALCULAR CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

GENERALMENTE LAS CORRIENTES DE FALLA SON MUCHO MAYORES QUE LAS DE OPERACIÓN Y SI ÉSTAS PERSISTEN PODRÍAN CAUSAR DAÑOS AL AISLAMIENTO, FUSIÓN DEL CONDUCTOR, FUEGO O EXPLOSIÓN.

DEVANADOS Y BUSES SUFREN DAÑOS MECÁNICOS DEBIDO A LAS ALTAS FUERZAS MAGNÉTICAS DURANTE LAS FALLAS.

EL LIBRAMIENTO DE FALLA DEBE SER RÁPIDO

EN EHV ----3 CICLOS.  
EN LV-----5 A 20 CICLOS

CON EL CRECIMIENTO ACELERADO DE LAS REDES ELÉCTRICAS Y LOS REQUERIMIENTOS DE UNA MEJOR CALIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA, EL PROBLEMA DE LA PROTECCIÓN, ADQUIERE MAYOR IMPORTANCIA.

PROTECCIÓN PRIMARIA, DE RESPALDO LOCAL Y REMOTO.

PROTECCIÓN: LA CIENCIA, HABILIDAD Y ARTE DE APLICAR LOS AJUSTES A RELES Y O FUSIBLES PARA PROVEER LA MÁX SENSIBILIDAD A FALLAS Y CONDICIONES INDESEABLES PERO EVITANDO SU OPERACIÓN EN LAS CONDICIONES TOLERABLES O PERMISIBLES.

ES IMPORTANTE REMOVER SÓLO LA SECCIÓN FALLADA DEL SISTEMA

RELÉ ES UN DISPOSITIVO QUE ABRE O CIERRA UN CONTACTO CUANDO ESTE ES ENERGIZADO

LOS RELÉS SON UTILIZADOS EN LV (CALEFACTORES, AIRE ACONDICIONADO, HORNOS, LAVADORAS Y SECADORAS, REFRIGERADORES, REDES TELEFÓNICAS, CONTROLADORES DE TRÁFICO, AVIONES Y OTROS SISTEMAS DE TRANSPORTACIÓN, ROBOTS Y OTRAS APLICACIONES)

## **SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA :**

**Es el conjunto de elementos utilizados para :**

- **Producir**
- **Transformar**
- **Transmitir**
- **Distribuir y**
- **Consumir**

**la energía eléctrica, de tal manera que todo esto se logre con la más alta calidad y al menor costo posible.**

**Los elementos principales de un SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) son :**

- **Generadores**
- **Transformadores**
- **Barras colectoras**
- **Líneas de transmisión**
- **Líneas de distribución**
- **Reactores**
- **Capacitores**
- **Compensadores estáticos de VAR's, Etc.**

**Cualquiera de los elementos de un SEP puede fallar, para que un elemento de un SEP tenga un costo de fabricación económico, se deja la posibilidad estadística de que, en determinadas condiciones, el elemento falle.**

**Un elemento puede verse sometido a condiciones de operación fuera de su tolerancia o puede quedar expuesto a fenómenos transitorios severos que son estadísticamente remotos.**

**Cuando un elemento del sistema falla todo el sistema eléctrico de potencia lo "siente", ante la posibilidad de que la falla se propague al sistema, es necesario aislar el elemento fallado para :**

1. **Mantener la Integridad del SEP**
2. **Minimizar el daño en el elemento fallado**

**Para sensar y evaluar las condiciones en las que opera un elemento del SEP se usan los transformadores de instrumento y los relevadores.**

**para desconectar el elemento fallado del sistema eléctrico de potencia se utilizan los interruptores.**

**Los TC's, TP's, los relevadores y los interruptores forman el sistema de protección del elemento.**

**GASTO CORRIENTE POR CONCEPTO DE SALARIOS DEL PERSONAL DEL  
LABORATORIO DE ALTA TENSIÓN S.E. TOPILEJO.**

- A) SUPERINTENDENTE TEC. ESP. "A"  
\$1,262.00 / SEMANA, EQUIVALENTE A \$5,408.00 / MES.  
5 SUPERINTENDENTES TEC. ESP. "A" , (5)(5408) = \$27,040.00 / MES.
- B) TECNICO ADMINISTRATIVO ESP. "A"  
\$640.87 / SEMANA, EQUIVALENTE A \$2,747.00 / MES.  
5 TECNICOS ADMINISTRATIVOS ESP. "A" , (5)(2,747) = \$13,735.00 / MES.

GASTO TOTAL MENSUAL = \$40,775.00  $\left( \Rightarrow \right)$  \$489,300.  
GASTO TOTAL ANUAL = \$489,300.00

- C) GASTO TIEMPO EXTRAORDINARIO DE 2 INGENIEROS  
POR 5 DIAS AL MES = 3,650.00 MENSUALES = \$43,800.00 ANUALES
- D) ACEITE Y COMBUSTIBLE DEL EQUIPO DE TRANSPORTE  
\$2000.00 MENSUALES = \$24,000.00 ANUALES
- E) REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DE TRANSPORTE  
\$2000.00 MENSUALES = \$24,000.00 ANUALES

## **RELEVADORES DE PROTECCION Y SISTEMAS DE PROTECCION POR RELEVADORES.**

*Son circuitos analógicos - digitales compactos, conectados a varias partes del sistema de potencia para detectar condiciones de operación no deseadas o intolerables dentro de su área asignada.*

*Su función principal es iniciar la desconexión del área en problema, esta desconexión se lleva a cabo mediante los interruptores. Por lo tanto, los relevadores y los interruptores forman un equipo, ambos deben ser planeados en conjunto.*

### **PRINCIPIOS BASICOS PARA LA APLICACION DE RELEVADORES**

#### **1. Confiabilidad**

*Mide el grado de comportamiento del relevador o el sistema de protección*

- a. *Confianza*
- b. *Seguridad*

#### **2. Selectividad**

*Busca la máxima continuidad del servicio ordenando la desconexión del menor número de elementos del sistema.*

#### **3. Rapidez**

*Busca obtener mínimo tiempo de falla y de daño al equipo.*

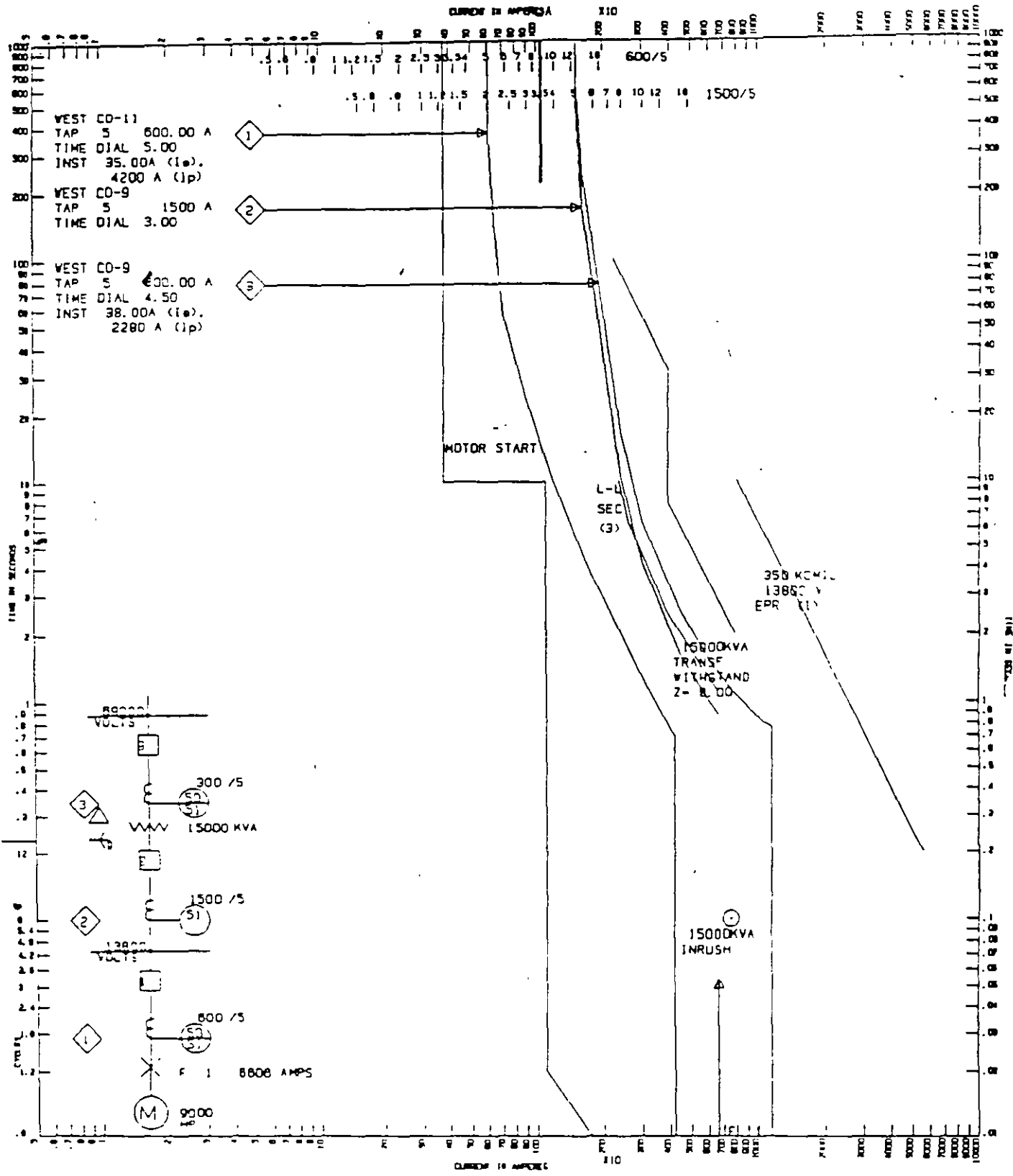
#### **4. Simplicidad**

*Busca tener un mínimo de equipo y de alambrado.*

#### **5. Economía**

*Busca obtener la máxima protección a mínimo costo.*





TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES  
 TIEMPO DE PARR SEGURO VS. AMPERES

MOISE DE SOUS HE  
 CURSO LIBRO ROJO DE LA IEEE

CURVES ARE PLOTTED TO 13800 V

NO. \_\_\_\_\_  
 DATE 22-10-96

## **CLASIFICACION DEL COMPORTAMIENTO DEL RELEVADOR**

1. *Correcta*
2. *Sin conclusión*
3. *Incorrecta :*
  - a. *No disparo*
  - b. *Disparo en falso*

## **RAZONES DE OPERACION INCORRECTA**

1. *Aplicación*
2. *Ajuste*
3. *Personal*
4. *Equipo :*
  - a. *TC's*
  - b. *TP's*
  - c. *Bateria*
  - d. *Relevador*
  - e. *Interruptor*
  - f. *Cable y alambrado, etc*

P= 0.6151E-09 MW                      Q=-0.1391                      MVAR  
 Filter:#C3                      (Type=FILTR ST ) at bus CZL-115C :  
 V= 4.611                      KV -17.38deg                      I= 0.3365E-01                      KA 72.62deg  
     P=-0.1381E-08 MW                      Q=-0.1552                      MVAR  
 Filter:#C4                      (Type=FILTR ST ) at bus CLG-115D :  
 V= 4.973                      KV -19.65deg                      I= 0.3591E-01                      KA 70.35deg  
     P= 0.2902E-08 MW                      Q=-0.1786                      MVAR  
 Filter:#C5                      (Type=FILTR ST ) at bus CVA-115E :  
 V= 4.898                      KV -19.91deg                      I= 0.3185E-01                      KA 70.09deg  
     P= 0.1220E-08 MW                      Q=-0.1560                      MVAR

===== FREQ.= 420.00 Hz =====

----- CURRENT REPORT:

Line:#L3                      (LIN\_PI ) curr. & power flows From DIA-115                      To IGS-115  
     I=0.279E-02KA                      13.2deg.                      P=0.192E-04MW                      Q=-.531E-03MVAR  
 Line:#L3                      (LIN\_PI ) curr. & power flows From IGS-115                      To DIA-115  
     I=0.278E-02KA                      -166.8deg.                      P=-.171E-04MW                      Q=0.619E-03MVAR  
 Line:#L5                      (LIN\_PI ) curr. & power flows From IGS-115                      To CVA-115  
     I=0.200E-02KA                      2.8deg.                      P=0.930E-04MW                      Q=-.437E-03MVAR  
 Line:#L5                      (LIN\_PI ) curr. & power flows From CVA-115                      To IGS-115  
     I=0.190E-02KA                      -177.8deg.                      P=-.903E-04MW                      Q=0.479E-03MVAR  
 Line:#L9                      (LIN\_PI ) curr. & power flows From AZC-115                      To RVA-115  
     I=0.416E-03KA                      71.8deg.                      P=-.256E-04MW                      Q=-.248E-04MVAR  
 Line:#L9                      (LIN\_PI ) curr. & power flows From RVA-115                      To AZC-115  
     I=0.403E-03KA                      -106.5deg.                      P=0.257E-04MW                      Q=0.302E-04MVAR  
 Line:#LB                      (LIN\_RL ) curr. & power flows From IGS-115                      To IGS-115B  
     I=0.218E-02KA                      14.8deg.                      P=0.522E-08MW                      Q=-.486E-03MVAR  
 Line:#LB                      (LIN\_RL ) curr. & power flows From IGS-115B                      To IGS-115  
     I=0.218E-02KA                      -165.2deg.                      P=-.483E-09MW                      Q=0.498E-03MVAR  
 Line:#LC                      (LIN\_RL ) curr. & power flows From CZL-115                      To CZL-115C  
     I=0.209E-02KA                      17.1deg.                      P=0.417E-08MW                      Q=-.418E-03MVAR  
 Line:#LC                      (LIN\_RL ) curr. & power flows From CZL-115C                      To CZL-115  
     I=0.209E-02KA                      -162.9deg.                      P=0.215E-09MW                      Q=0.429E-03MVAR  
 Line:#LD                      (LIN\_RL ) curr. & power flows From CLG-115                      To CLG-115D  
     I=0.261E-02KA                      13.4deg.                      P=0.696E-08MW                      Q=-.654E-03MVAR  
 Line:#LD                      (LIN\_RL ) curr. & power flows From CLG-115D                      To CLG-115  
     I=0.261E-02KA                      -166.6deg.                      P=-.175E-09MW                      Q=0.672E-03MVAR  
 Line:#LE                      (LIN\_RL ) curr. & power flows From CVA-115                      To CVA-115E  
     I=0.239E-02KA                      12.9deg.                      P=0.559E-08MW                      Q=-.611E-03MVAR  
 Line:#LE                      (LIN\_RL ) curr. & power flows From CVA-115E                      To CVA-115  
     I=0.239E-02KA                      -167.1deg.                      P=0.105E-09MW                      Q=0.626E-03MVAR

----- FILTERS REPORT:

Filter:#C2                      (Type=FILTR ST ) at bus IGS-115B :  
 V= 0.2287                      KV -75.18deg                      I= 0.2179E-02                      KA 14.82deg  
     P=-0.2372E-11 MW                      Q=-0.4985E-03 MVAR  
 Filter:#C3                      (Type=FILTR ST ) at bus CZL-115C :  
 V= 0.2050                      KV -72.85deg                      I= 0.2094E-02                      KA 17.15deg  
     P=-0.1643E-11 MW                      Q=-0.4293E-03 MVAR  
 Filter:#C4                      (Type=FILTR ST ) at bus CLG-115D :  
 V= 0.2578                      KV -76.62deg                      I= 0.2606E-02                      KA 13.38deg  
     P= 0.6148E-11 MW                      Q=-0.6718E-03 MVAR  
 Filter:#C5                      (Type=FILTR ST ) at bus CVA-115E :  
 V= 0.2622                      KV -77.10deg                      I= 0.2387E-02                      KA 12.90deg  
     P=-0.5153E-11 MW                      Q=-0.6259E-03 MVAR

===== FREQ.= 660.00 Hz =====

----- CURRENT REPORT:

Line:#L3                      (LIN\_PI ) curr. & power flows From DIA-115                      To IGS-115  
     I=0.237E-02KA                      2.4deg.                      P=0.227E-04MW                      Q=-.229E-03MVAR  
 Line:#L3                      (LIN\_PI ) curr. & power flows From IGS-115                      To DIA-115  
     I=0.236E-02KA                      -177.6deg.                      P=-.212E-04MW                      Q=0.331E-03MVAR  
 Line:#L5                      (LIN\_PI ) curr. & power flows From IGS-115                      To CVA-115

**Las causas que contribuyen a la falla de los esquemas de protección son :**

1. Transformadores de corriente y sus circuitos asociados
2. Transformadores de potencia y sus circuitos asociados
3. Pérdida de alimentación auxiliar de C.D. por :
  - a. Corto circuito
  - b. Circuito abierto
  - c. Falla de switches auxiliares
4. Falla de relevadores

**Los esquemas de protección se eslabonan finalmente a los interruptores para aislar la falla, estos también fallan ocasionalmente. Las causas de sus fallas son (en orden decreciente de frecuencia de aparición) :**

1. Pérdida de la alimentación auxiliar de C.D.
2. Bobina de disparo abierta
3. Bobina de disparo en corto circuito
4. Falla mecánica del mecanismo de disparo
5. Incapacidad de los contactos principales para interrumpir la corriente

## **ALTA VELOCIDAD EN LIBRAMIENTO DE FALLAS**

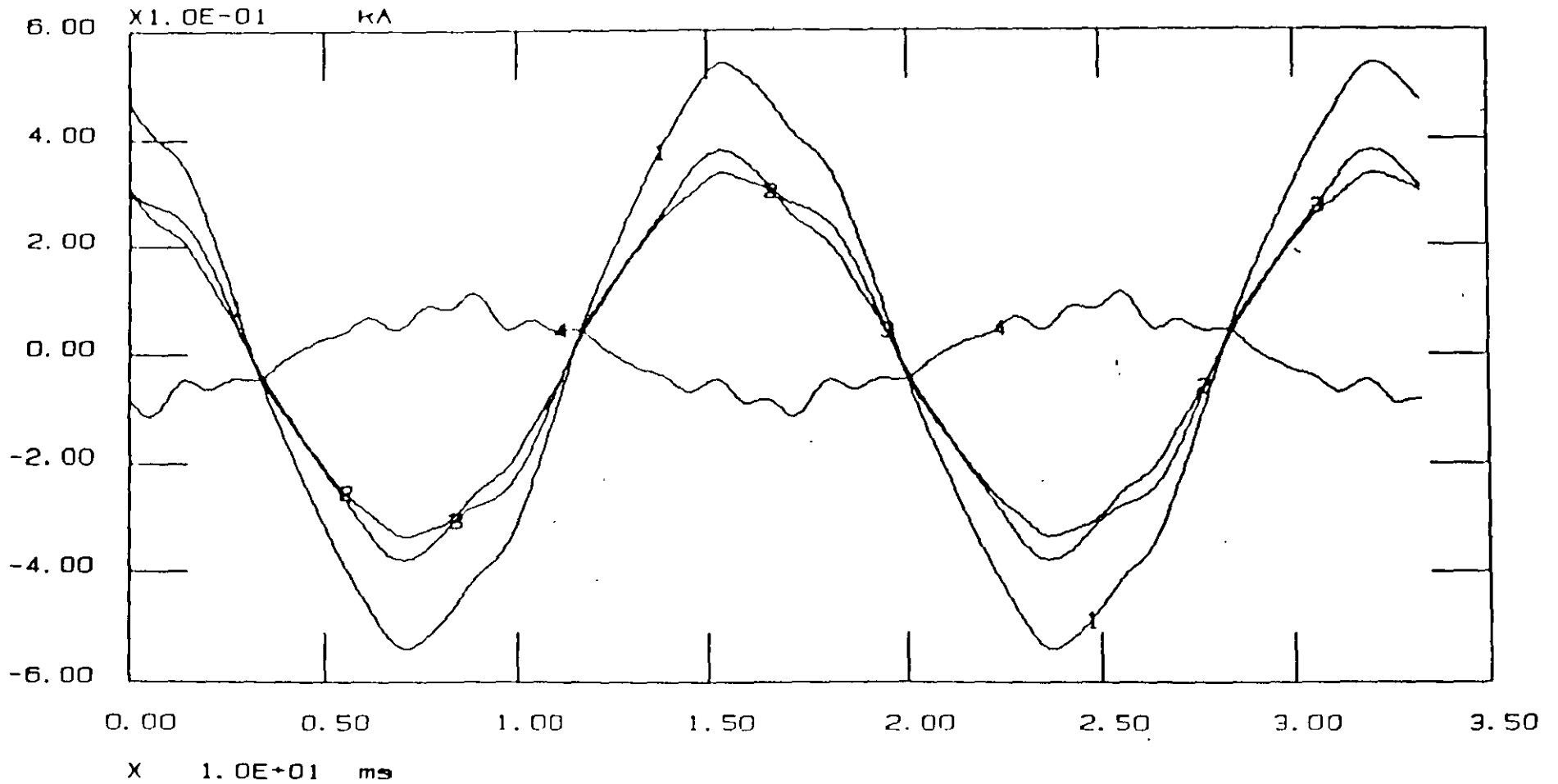
- Minimizar los daños
- Minimizar los efectos en el sistema de operación
- Maximizar la transferencia de potencia

## **RESPALDO REMOTO :**

*Libra la falla de una estación lejana en donde halla ocurrido la falla*

## **RESPALDO LOCAL :**

*Libra la falla en la misma estación donde halla ocurrido la falla.*



1: DIA-115 IGS-115 #L3 F1  
 2: IGS-115 CVA-115 #L5 F1  
 3: AZC-115 RVA-115 #L9 F1

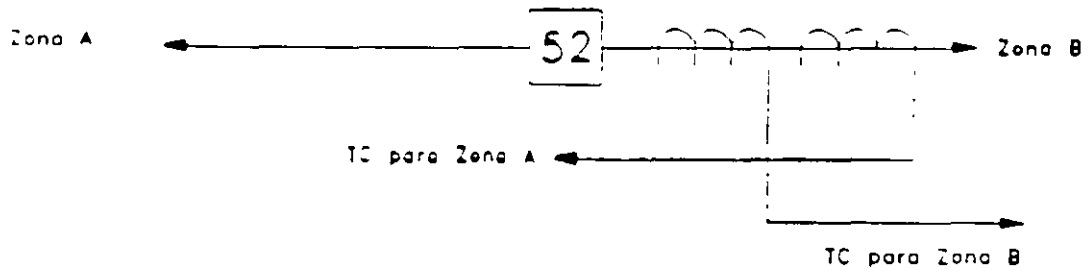
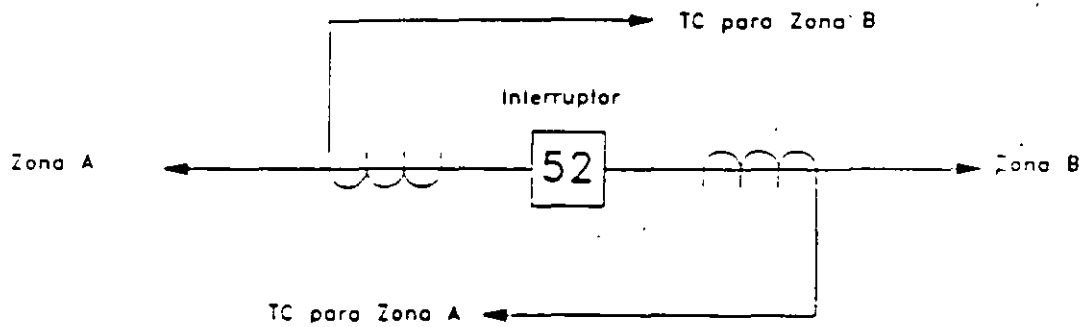
4: CLG-115 CLG-1150 #L0 F1

SISTEMA C4 DE CLG INSERTADO

## FILOSOFIA GENERAL DE LA APLICACION DE RELEVADORES

Dividir el sistema de potencia en zonas que pueden ser protegidas adecuadamente con un mínimo de interrupción para el sistema.

1. **Generador y unidad generador - transformador**
2. **Tránsformadores**
3. **Buses**
4. **Circuitos de transmisión y de distribución**
5. **Motores**



Line:#LB (LIN\_RL ) curr. & power flows From IGS-115B To IGS-115  
I=0.715E-03KA -14.0deg. P=0.368E-09MW Q=0.125E-03MVAR  
Line:#LC (LIN\_RL ) curr. & power flows From CZL-115 To CZL-115C  
I=0.842E-03KA 166.3deg. P=0.519E-09MW Q=-.161E-03MVAR  
Line:#LC (LIN\_RL ) curr. & power flows From CZL-115C To CZL-115  
I=0.842E-03KA -13.7deg. P=0.192E-09MW Q=0.162E-03MVAR  
Line:#LD (LIN\_RL ) curr. & power flows From CLG-115 To CLG-115D  
I=0.823E-03KA 165.2deg. P=0.563E-09MW Q=-.156E-03MVAR  
Line:#LD (LIN\_RL ) curr. & power flows From CLG-115D To CLG-115  
I=0.823E-03KA -14.8deg. P=0.117E-09MW Q=0.156E-03MVAR  
Line:#LE (LIN\_RL ) curr. & power flows From CVA-115 To CVA-115E  
I=0.715E-03KA 165.2deg. P=0.820E-09MW Q=-.131E-03MVAR  
Line:#LE (LIN\_RL ) curr. & power flows From CVA-115E To CVA-115  
I=0.715E-03KA -14.8deg. P=-.308E-09MW Q=0.131E-03MVAR

---- FILTERS REPORT:

Filter:#C2 (Type=FILTR\_ST ) at bus IGS-115B :  
V= 0.1752 KV 76.04deg I= 0.7154E-03 KA 166.04deg  
P= 0.1077E-11 MW Q=-0.1253E-03 MVAR  
Filter:#C3 (Type=FILTR\_ST ) at bus CZL-115C :  
V= 0.1923 KV 76.28deg I= 0.8419E-03 KA 166.28deg  
P=-0.6176E-13 MW Q=-0.1619E-03 MVAR  
Filter:#C4 (Type=FILTR\_ST ) at bus CLG-115D :  
V= 0.1900 KV 75.16deg I= 0.8232E-03 KA 165.16deg  
P=-0.4579E-12 MW Q=-0.1564E-03 MVAR  
Filter:#C5 (Type=FILTR\_ST ) at bus CVA-115E :  
V= 0.1833 KV 75.18deg I= 0.7153E-03 KA 165.18deg  
P= 0.7384E-12 MW Q=-0.1311E-03 MVAR

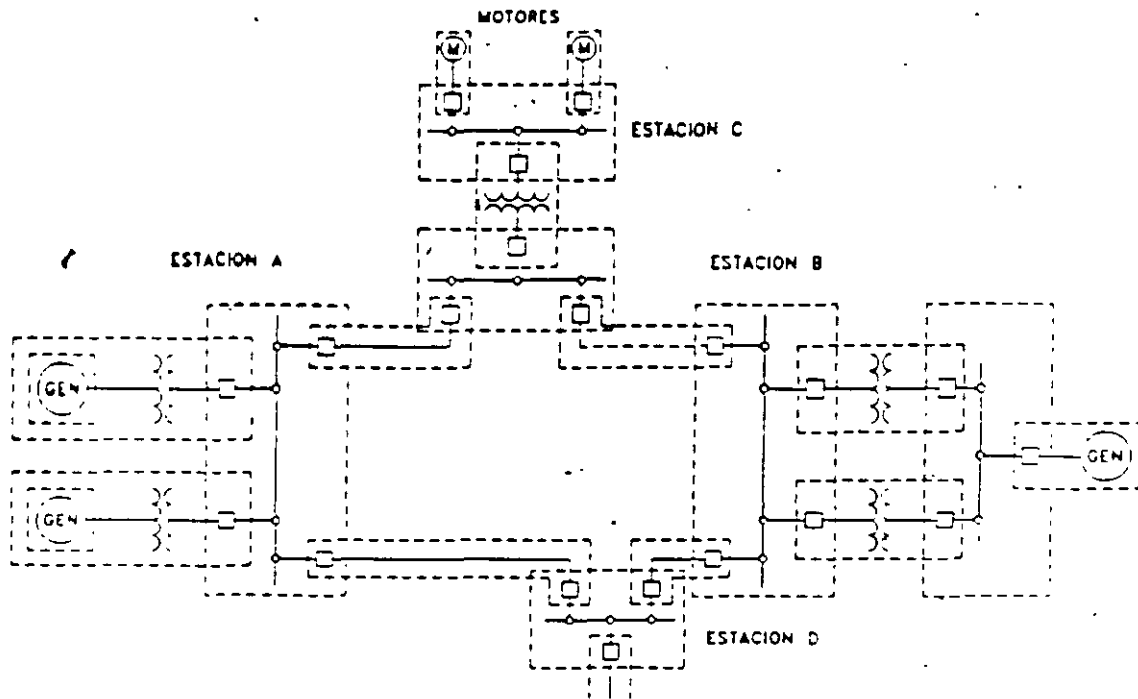
===== FREQ.= 300.00 Hz =====

----- CURRENT REPORT:

Line:#L3 (LIN\_PI ) curr. & power flows From DIA-115 To IGS-115  
I=0.677E-01KA 70.6deg. P=0.588E-02MW Q=-.264 MVAR  
Line:#L3 (LIN\_PI ) curr. & power flows From IGS-115 To DIA-115  
I=0.675E-01KA -109.4deg. P=-.467E-02MW Q=0.301 MVAR  
Line:#L5 (LIN\_PI ) curr. & power flows From IGS-115 To CVA-115  
I=0.323E-01KA 57.9deg. P=0.339E-01MW Q=-.140 MVAR  
Line:#L5 (LIN\_PI ) curr. & power flows From CVA-115 To IGS-115  
I=0.309E-01KA -122.7deg. P=-.331E-01MW Q=0.146 MVAR  
Line:#L9 (LIN\_PI ) curr. & power flows From AZC-115 To RVA-115  
I=0.403E-01KA 81.8deg. P=-.101E-01MW Q=-.110 MVAR  
Line:#L9 (LIN\_PI ) curr. & power flows From RVA-115 To AZC-115  
I=0.399E-01KA -98.2deg. P=0.119E-01MW Q=0.156 MVAR  
Line:#LB (LIN\_RL ) curr. & power flows From IGS-115 To IGS-115B  
I=0.308E-01KA 71.5deg. P=0.609E-06MW Q=-.137 MVAR  
Line:#LB (LIN\_RL ) curr. & power flows From IGS-115B To IGS-115  
I=0.308E-01KA -108.5deg. P=0.338E-06MW Q=0.139 MVAR  
Line:#LC (LIN\_RL ) curr. & power flows From CZL-115 To CZL-115C  
I=0.336E-01KA 72.6deg. P=0.116E-05MW Q=-.153 MVAR  
Line:#LC (LIN\_RL ) curr. & power flows From CZL-115C To CZL-115  
I=0.336E-01KA -107.4deg. P=-.263E-07MW Q=0.155 MVAR  
Line:#LD (LIN\_RL ) curr. & power flows From CLG-115 To CLG-115D  
I=0.359E-01KA 70.4deg. P=0.916E-06MW Q=-.176 MVAR  
Line:#LD (LIN\_RL ) curr. & power flows From CLG-115D To CLG-115  
I=0.359E-01KA -109.6deg. P=0.377E-06MW Q=0.179 MVAR  
Line:#LE (LIN\_RL ) curr. & power flows From CVA-115 To CVA-115E  
I=0.319E-01KA 70.1deg. P=0.120E-05MW Q=-.154 MVAR  
Line:#LE (LIN\_RL ) curr. & power flows From CVA-115E To CVA-115  
I=0.319E-01KA -109.9deg. P=-.183E-06MW Q=0.156 MVAR

---- FILTERS REPORT:

Filter:#C2 (Type=FILTR\_ST ) at bus IGS-115B :  
V= 4.521 KV -18.54deg I= 0.3076E-01 KA 71.46deg



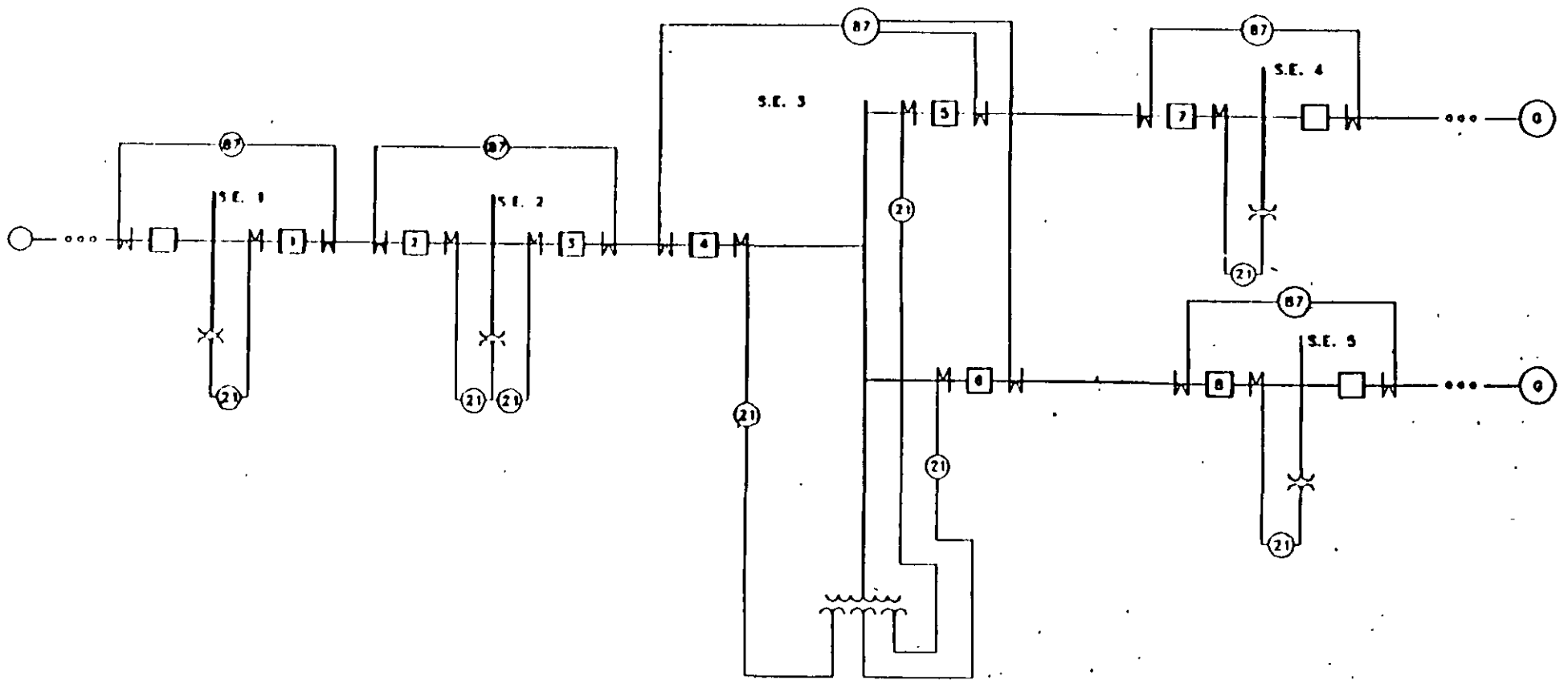
## FALLAS EN EL SEP

A cualquier cambio en la red que no ha sido planeado se le llama disturbio.

Su causa puede ser :

1. Falla de un elemento de. S-P
2. Falla de un equipo auxiliar
3. Falla en la red





PROTECCIONES CONVENCIONALES DE UN S.E.P.

PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

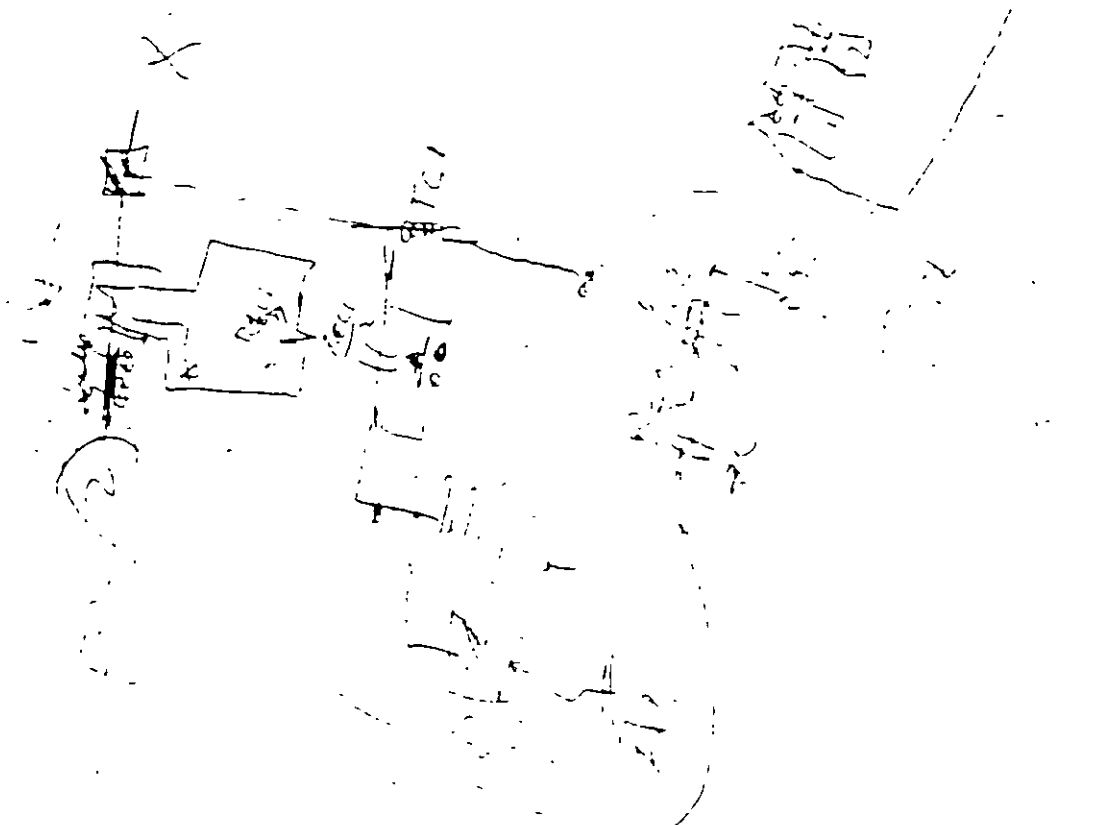
NORMA DE NOMENCLATURA CONNIE NUMEROS ASA (AMERICAN STANDARD ASSOCIATION)  
DE FUNCION DE DISPOSITIVOS Y PROTECCION

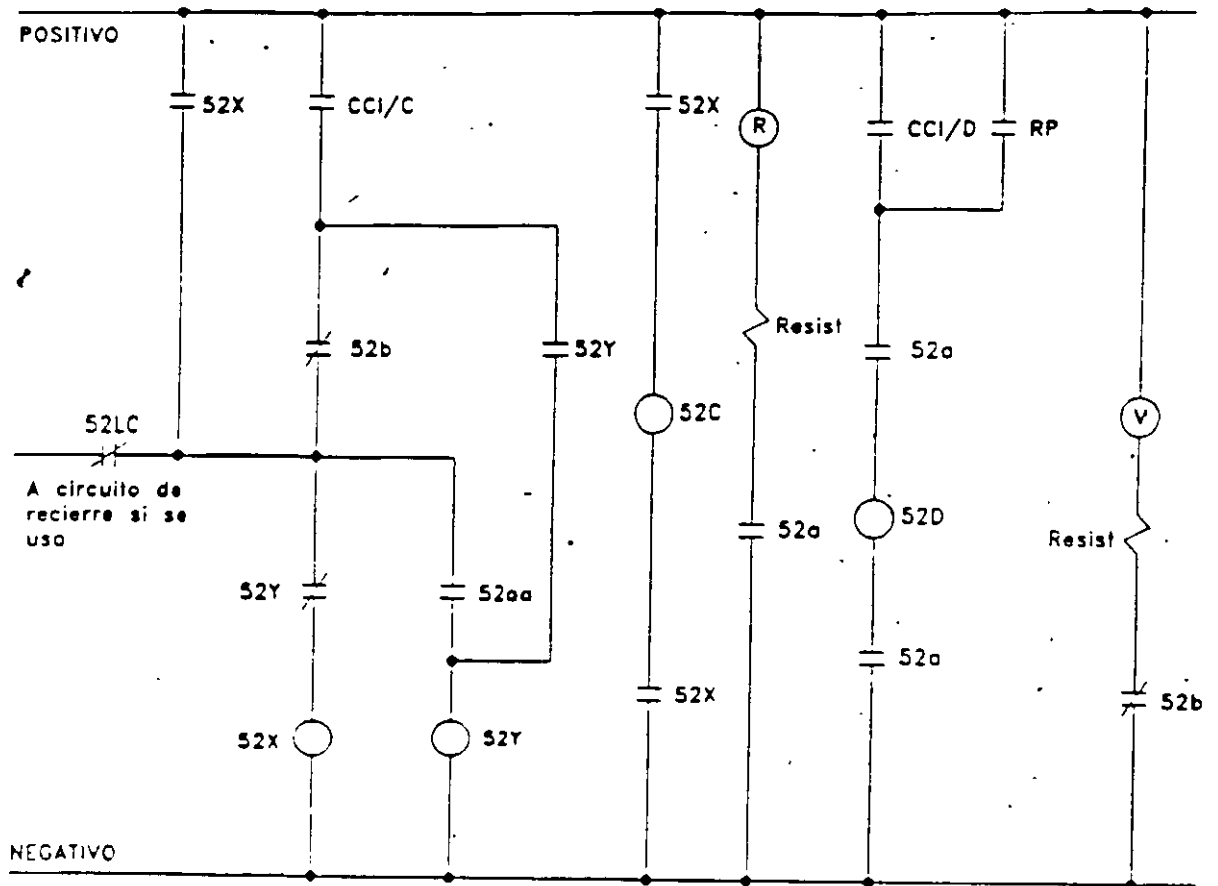
NUMERO	TERMINO	NUMERO	TERMINO
1	ELEMENTO MAESTRO	48	RELEVADOR DE SECUENCIA INCOMPLETA
2	RELEVADOR DE RETARDO PARA ARRANQUE O CIERRE	49	RELEVADOR TERMICO DE MAQUINA O TRANSFORMADOR
3	RELEVADOR DE ENTRELACE DE VERIFICACION	50	RELEVADOR INSTANTANEO DE SOBRECORRIENTE
4	CONTACTOR MAESTRO	51	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO
5	DISPOSITIVO DE PARADA	52	INTERRUPTOR DE POTENCIA PARA CORRIENTE ALTERNA
6	INTERRUPTOR DE ARRANQUE	53	RELEVADOR DE EXCITACION O DE GENERADOR PARA CORRIENTE DIRECTA
7	INTERRUPTOR DE ANODO	54	INTERRUPTOR DE CORRIENTE DIRECTA DE ALTA VELOCIDAD
8	DISPOSITIVO DE DESCONEXION DEL CIRCUITO DE CONTROL	55	RELEVADOR DE FACTOR DE POTENCIA
9	DISPOSITIVO DE INVERSION	56	RELEVADOR DE APLICACION DEL CAMPO
10	SELECTOR DE SECUENCIA DE UNIDADES	57	DISPOSITIVO PARA CONECTAR EN CIRCUITO CORTO O A TIERRA
11	RESERVADO PARA APLICACIONES FUTURAS	58	RELEVADOR DE FALLA DE ENCENDIDO DE UN RECTIFICADOR
12	DISPOSITIVO DE SOBREVOLUCIDAD	59	RELEVADOR DE SOBRETENSION
13	DISPOSITIVO DE VELOCIDAD SINCRONICA	60	RELEVADOR DE EQUILIBRIO DE TENSIONES
14	DISPOSITIVO DE BAJA VELOCIDAD	61	RELEVADOR DE EQUILIBRIO DE CORRIENTES
15	DISPOSITIVO DE IGUALADOR DE FRECUENCIA O VELOCIDAD	62	RELEVADOR DE RETARDO DE PARADA O DE APERTURA
16	RESERVADO PARA APLICACIONES FUTURAS	63	RELEVADOR DE FLUJO, NIVEL O PRESION DE GASES O LIQUIDOS
17	DISPOSITIVO DERIVADOR O DESCARGA	64	RELEVADOR PROTECTOR DE FALLA A TIERRA
18	DISPOSITIVO DE ACELERACION O DESACELERACION	65	GOBERNADOR
19	CONTACTOR DE TRANSICION DE ARRANQUE A MARCHA NORMAL	66	DISPOSITIVO DE ESCALONAMIENTO O DE AVANCE PAULATINO
20	VALVULA DE OPERACION ELECTRICA	67	RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE PARA CORRIENTE ALTERNA
21	RELEVADOR DE DISTANCIA	68	RELEVADOR DE BLOQUEO
22	INTERRUPTOR IGUALADOR	69	DISPOSITIVO DE CONTROL PERMISIVO
23	DISPOSITIVO DE CONTROL DE TEMPERATURA	70	REOSTATO ACCIONADO ELECTRICAMENTE
24	RESERVADO PARA APLICACIONES FUTURAS	71	RELEVADOR DE NIVEL DE LIQUIDO O DE GAS
25	DISPOSITIVO SINCRONIZADOR O VERIFICADOR DE SINCRONISMO	72	INTERRUPTOR DE CORRIENTE DIRECTA
26	DISPOSITIVO TERMICO DE APARATOS	73	CONTACTOR PARA RESISTENCIA DE CARGA
27	RELEVADOR DE BAJA TENSION	74	RELEVADOR DE ALARMA
28	DETECTOR DE FLAMA	75	MECANISMO DE CAMBIO DE POSICION
29	CONTACTOR SEPARADOR	76	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE PARA CORRIENTE DIRECTA
30	RELEVADOR ANUNCIADOR	77	TRANSMISOR DE PULSACIONES
31	DISPOSITIVO PARA EXCITACION INDEPENDIENTE	78	RELEVADOR PROTECTOR CONTRA VARIACION DEL ANGULO DE FASE
32	RELEVADOR DE POTENCIA INVERSA	79	RELEVADOR DE RECIERRE PARA CORRIENTE ALTERNA
33	INTERRUPTOR DE POSICION	80	RELEVADOR DE FLUJO DE GASES O LIQUIDO
34	INTERRUPTOR DE SECUENCIA ACCIONADO POR MOTOR	81	RELEVADOR DE FRECUENCIA
35	DISPOSITIVO PARA ACCIONAMIENTO DE LAS ESCOBIILLAS O PARA PONER EN CIRCUITO CORTO LOS ANILLOS COLECTORES	82	RELEVADOR DE RECIERRE PARA CORRIENTE DIRECTA
36	DISPOSITIVO DE POLARIDAD	83	RELEVADOR AUTOMATICO PARA CONTROL SELECTIVO O DE TRANSFERENCIA
37	RELEVADOR DE BAJA CORRIENTE O BAJA POTENCIA	84	MECANISMO DE OPERACION
38	DISPOSITIVO PROTECTOR DE CHUPACERAS	85	RELEVADOR DE UN SISTEMA DE ONDAS PORTADORAS O DE HILO PILOTO
39	MONITOR DE CONDICIONES MECANICAS	86	RELEVADOR DE BLOQUEO SOSTENIDO
40	RELEVADOR DE PERDIDA DE CAMPO	87	RELEVADOR DE PROTECCION DIFERENCIAL
41	INTERRUPTOR	88	MOTOR O GRUPO MOTOR GENERADO AUXILIAR
42	INTERRUPTOR DE MARCHA NORMAL	89	CUCHILLA DE LINEA
43	DISPOSITIVO MANUAL DE TRANSFERENCIA O SELECTOR	90	APARATO REGULADOR
44	RELEVADOR DE ARRANQUE DE LA UNIDAD DE SECUENCIA	91	RELEVADOR DIRECCIONAL DE TENSION
45	MONITOR DE CONDICIONES ATMOSFERICAS	92	RELEVADOR DIRECCIONAL DE POTENCIA Y TENSION
46	RELEVADOR DE CORRIENTE PARA SECUENCIA INVERSA O EQUILIBRIO DE FASES	93	CONTACTOR CAMBIADOR DEL CAMPO
47	RELEVADOR DE TENSION Y SECUENCIA DE FASES	94	RELEVADOR DE DISPARO LIBRE

Line #LC	(CZL-115 -CZL-115C )	Type=LIN_RL			
Sending End	I-HDF%,kIT,ITIF & I-RMS:	37.7	8.36	87.4	0.956E-01
Receiving End	I-HDF%,kIT,ITIF & I-RMS:	37.7	8.36	87.4	0.956E-01
Line #LD	(CLG-115 -CLG-115D )	Type=LIN_RL			
Sending End	I-HDF%,kIT,ITIF & I-RMS:	41.4	15.8	166.	0.949E-0.
Receiving End	I-HDF%,kIT,ITIF & I-RMS:	41.4	15.8	166.	0.949E-01
Line #LE	(CVA-115 -CVA-115E )	Type=LIN_RL			
Sending End	I-HDF%,kIT,ITIF & I-RMS:	40.8	15.6	183.	0.855E-01
Receiving End	I-HDF%,kIT,ITIF & I-RMS:	40.8	15.6	183.	0.855E-01

Power and Power Factor Report

Line #L3	(DIA-115 -IGS-115 )	Type=LIN_PI			
Sending End	P and Q:	13.0	20.8		
Receiving End	P and Q:	-13.0	-20.5		
Line #L5	(IGS-115 -CVA-115 )	Type=LIN_PI			
Sending End	P and Q:	8.64	15.1		
Receiving End	P and Q:	-8.58	-15.1		
Line #L9	(AZC-115 -RVA-115 )	Type=LIN_PI			
Sending End	P and Q:	9.05	15.5		
Receiving End	P and Q:	-8.96	-15.1		
Line #LB	(IGS-115 -IGS-115B )	Type=LIN_RL			
Sending End	P and Q:	-0.540E-04	-5.30		
Receiving End	P and Q:	0.620E-04	5.30		
Line #LC	(CZL-115 -CZL-115C )	Type=LIN_RL			
Sending End	P and Q:	0.313E-04	-5.64		
Receiving End	P and Q:	-0.222E-04	5.64		
Line #LD	(CLG-115 -CLG-115D )	Type=LIN_RL			
Sending End	P and Q:	0.205E-04	-5.50		
Receiving End	P and Q:	-0.115E-04	5.51		
Line #LE	(CVA-115 -CVA-115E )	Type=LIN_RL			
Sending End	P and Q:	0.236E-04	-4.97		
Receiving End	P and Q:	-0.163E-04	4.98		





**DIAGRAMA ESQUEMATICO DE CONTROL DE UN INTERRUPTOR**

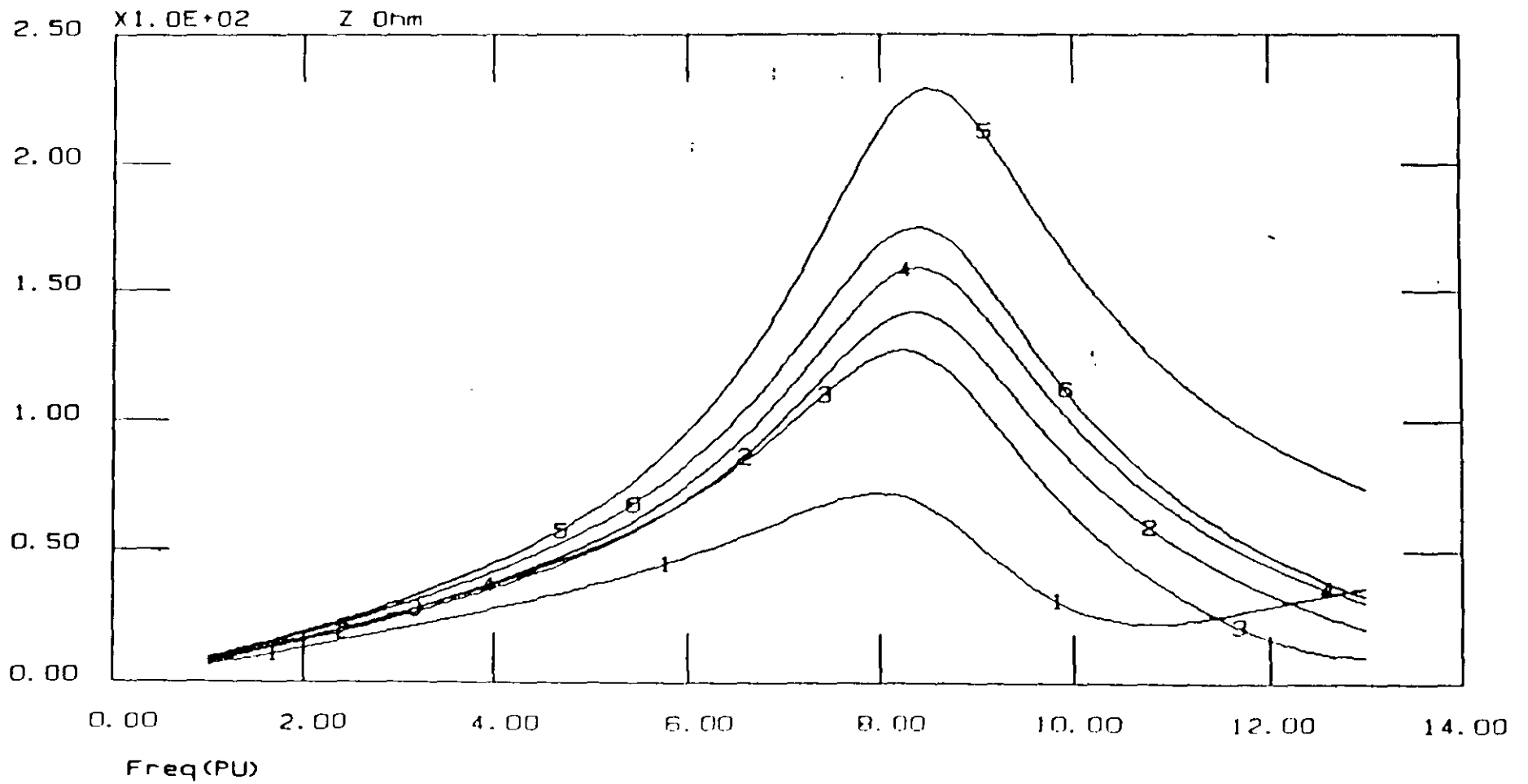
**NOMENCLATURA**

- CC1 - Conmutador de control del interruptor, (C-Cerrar, D-Abrir)
- 52 - Interruptor, (C) Cierre, (D) Disparo, (X) Auxiliar, (Y) Aux. antibombeo, (LC) Latch check
- R - Lampara indicadora roja
- V - Lampara indicadora verde

**Para interruptor de potencia BBC ELF72.5**

2 < tiempo de cierre < 5 ciclos

1 < tiempo de apertura < 1.5 ciclos



1: AZC-115 AZC-115 Mod=0 F1  
 2: IGS-115 IGS-115 Mod=0 F1  
 3: RVA-115 RVA-115 Mod=0 F1  
 SISTEMA C4 DE CLG INSERTADO

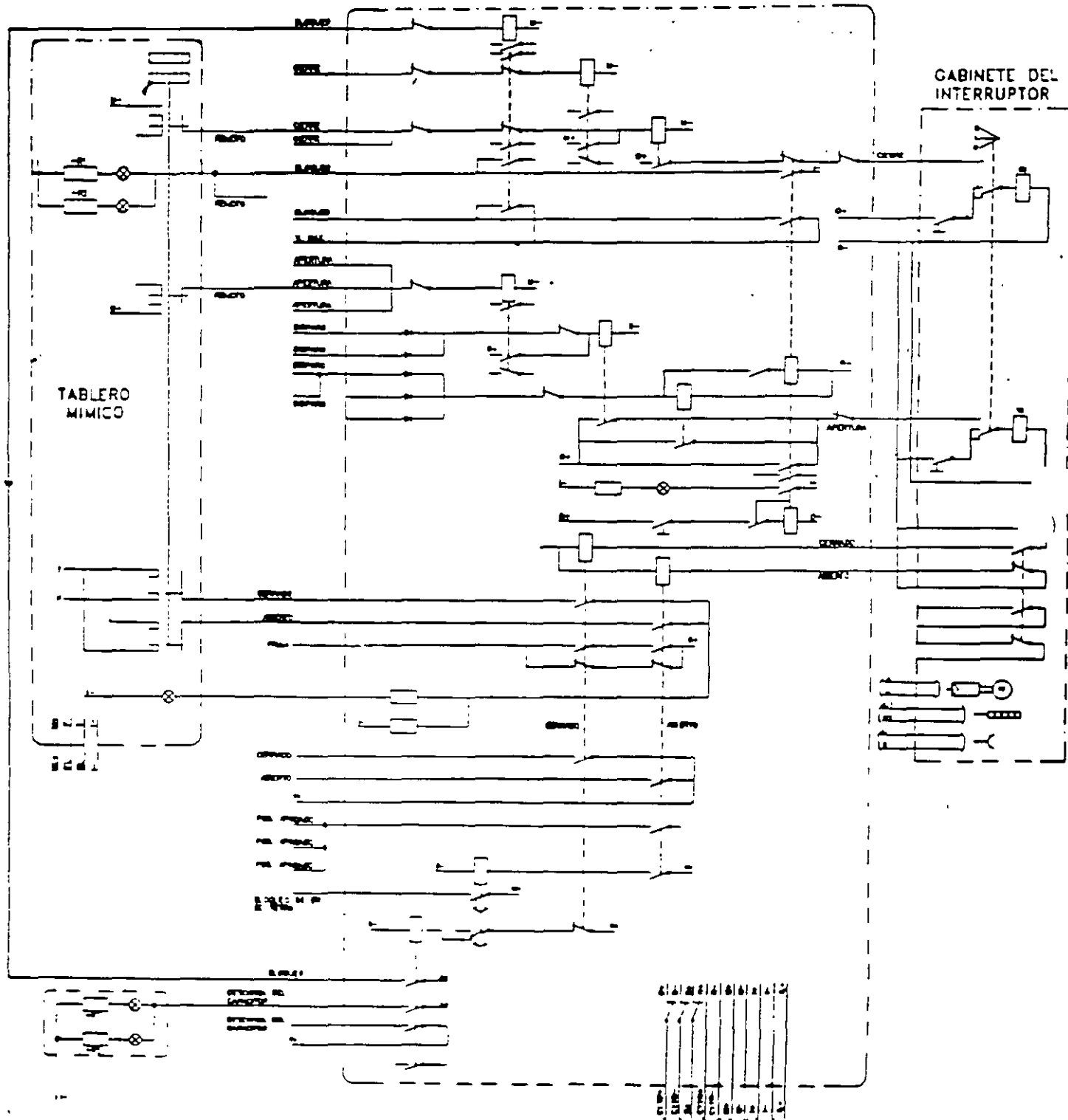
4: CZL-115 CZL-115 Mod=0 F1  
 5: CLG-115 CLG-115 Mod=0 F1  
 6: CVA-115 CVA-115 Mod=0 F1

# CONTROL DEL INTERRUPTOR DEL BANCO DE CAPACITORES

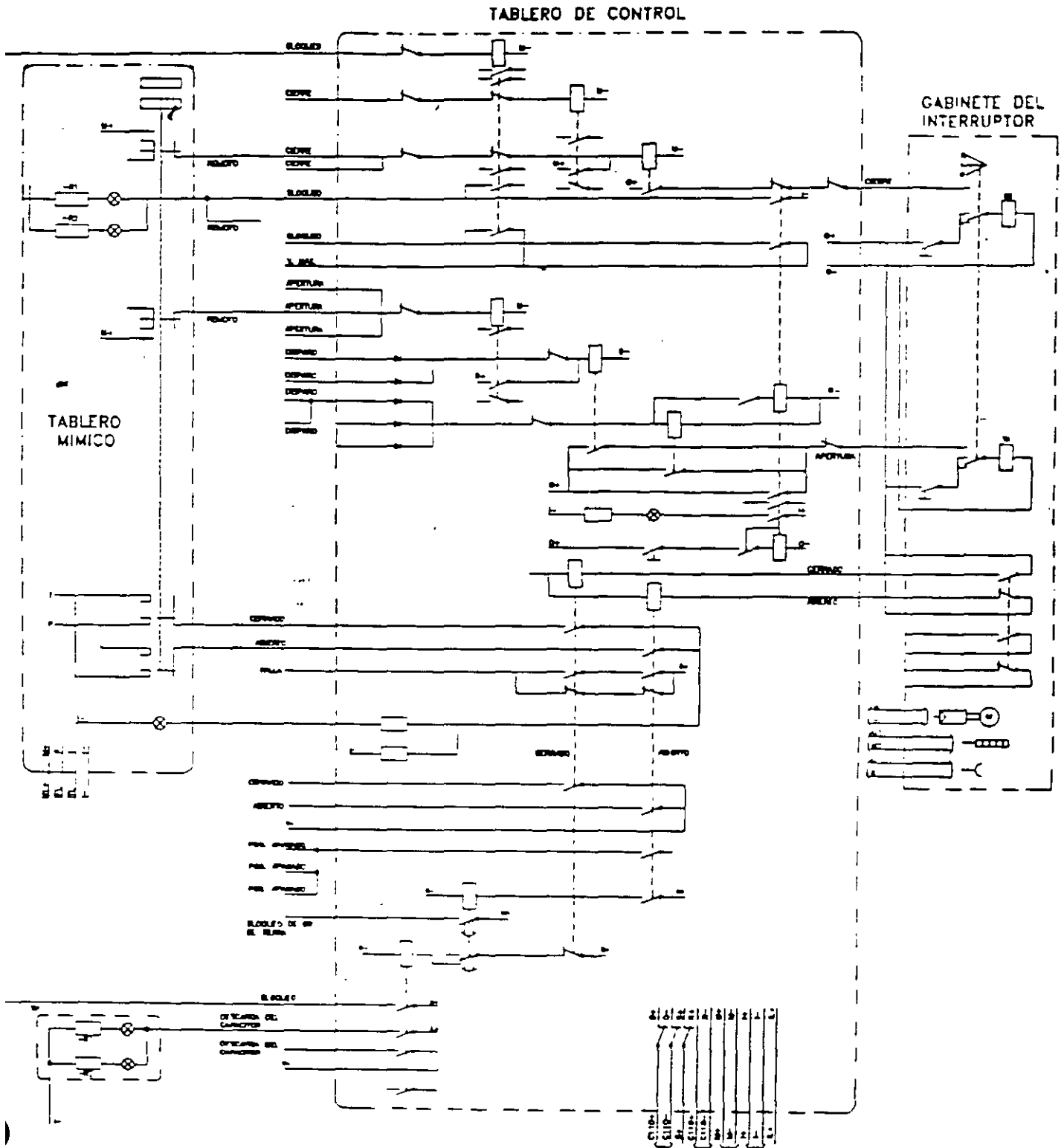
## TABLERO DE CONTROL

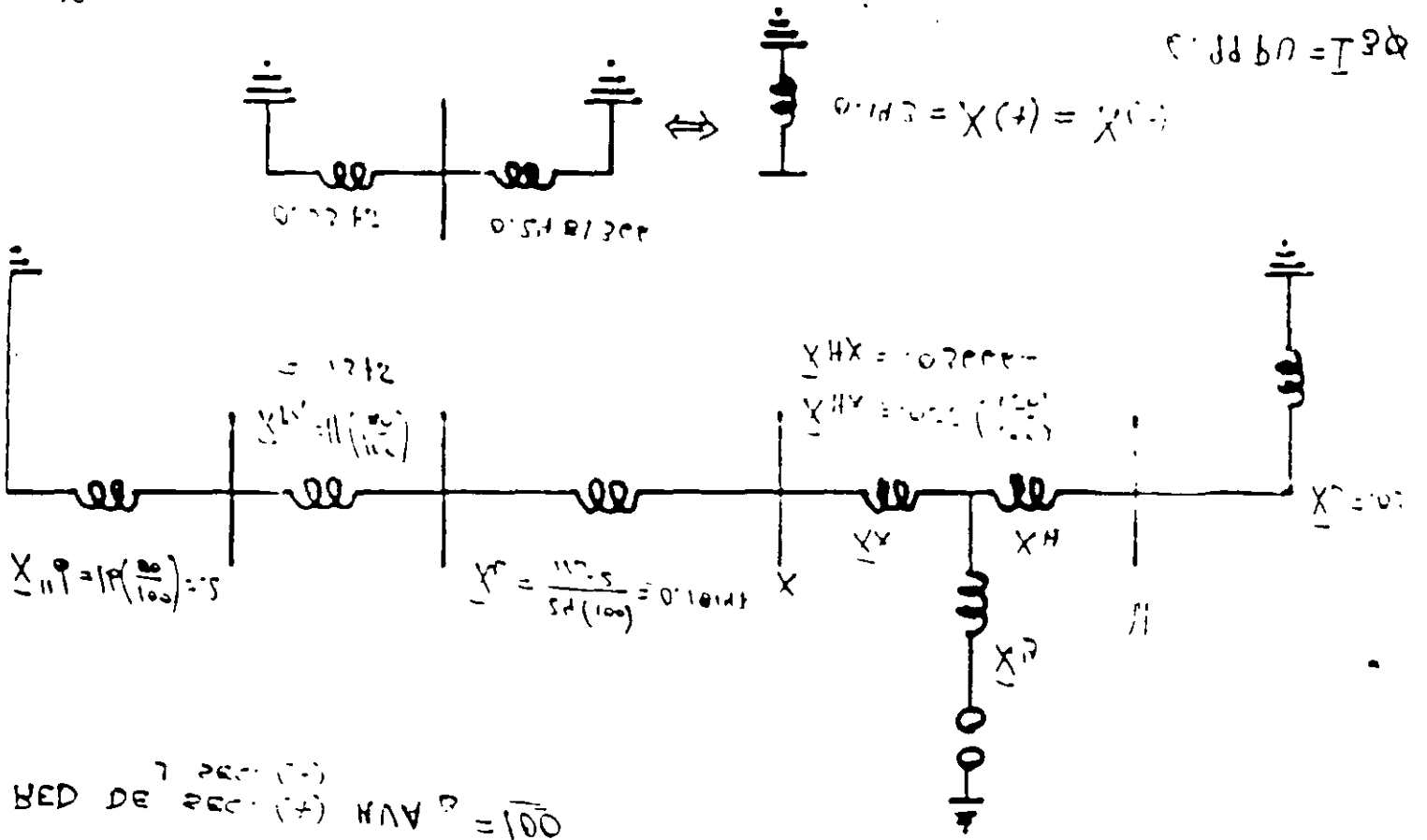
## GABINETE DEL INTERRUPTOR

## TABLERO MIMICO



# CONTROL DEL INTERRUPTOR DEL BANCO DE CAPACITORES





$X_{HX} = 0.07 + j0.09$

$X_{HY} = 0.12 + j0.15$

$X_{HX} = 0.1 + j0.15$

$X_{HY} = 0.12 + j0.15$

$X_{HX} = 0.07 + j0.09$   
 $X_{HY} = 0.12 + j0.15$

RED DE (AVH) = 100

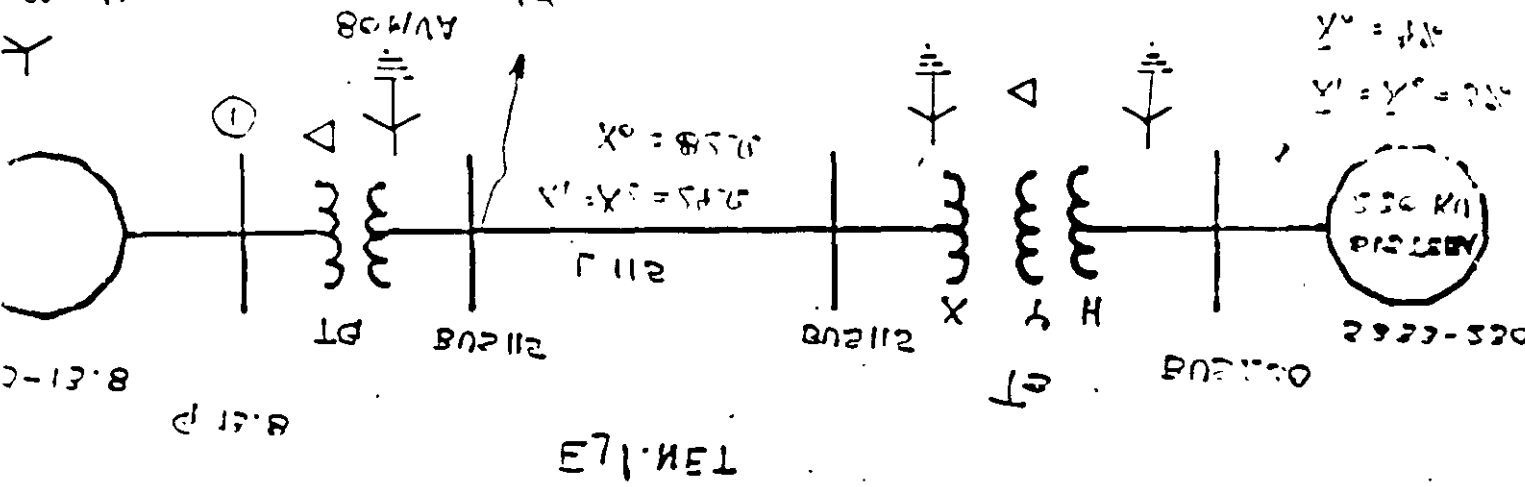
$X_HX + X_HX = X_HX$

$X = 0.1 + j0.15$

$X_{HY} = 0.12 + j0.15$   
 $X_{HX} = 0.1 + j0.15$

$X_{HY} = 0.12 + j0.15$   
 $X_{HX} = 0.1 + j0.15$

AVMOS  
 $X_{HY} = 0.12 + j0.15$   
 $X_{HX} = 0.1 + j0.15$



8.21-C

8.21 p

E7.1.1E

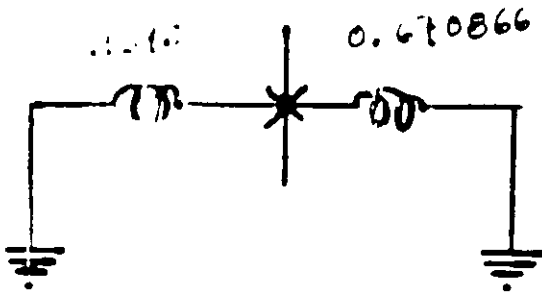
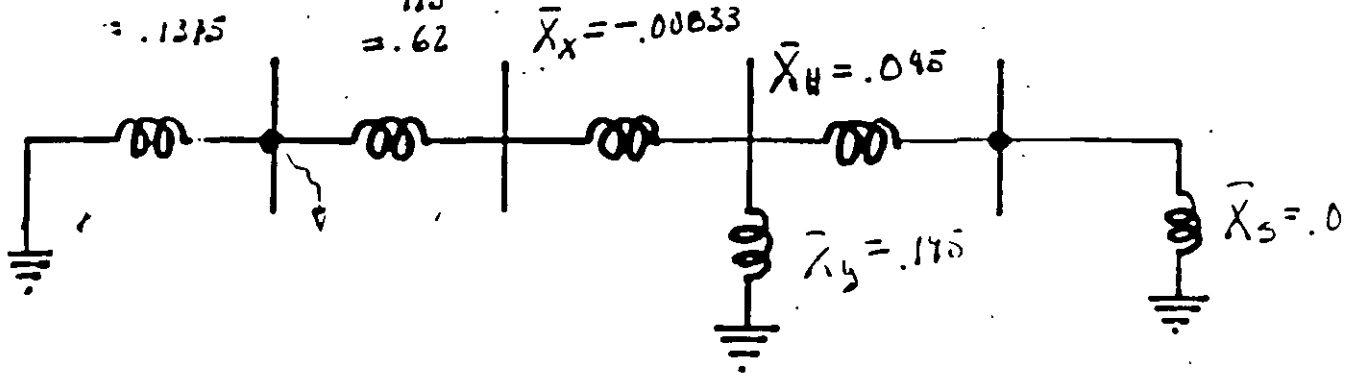
250-250



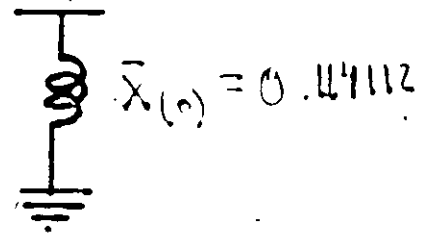
2. ...

$$\bar{X}_T = 11 \left( \frac{100}{80} \right) = .1315$$

$$\bar{X}_L = \frac{82(100)}{115^2} = .62$$



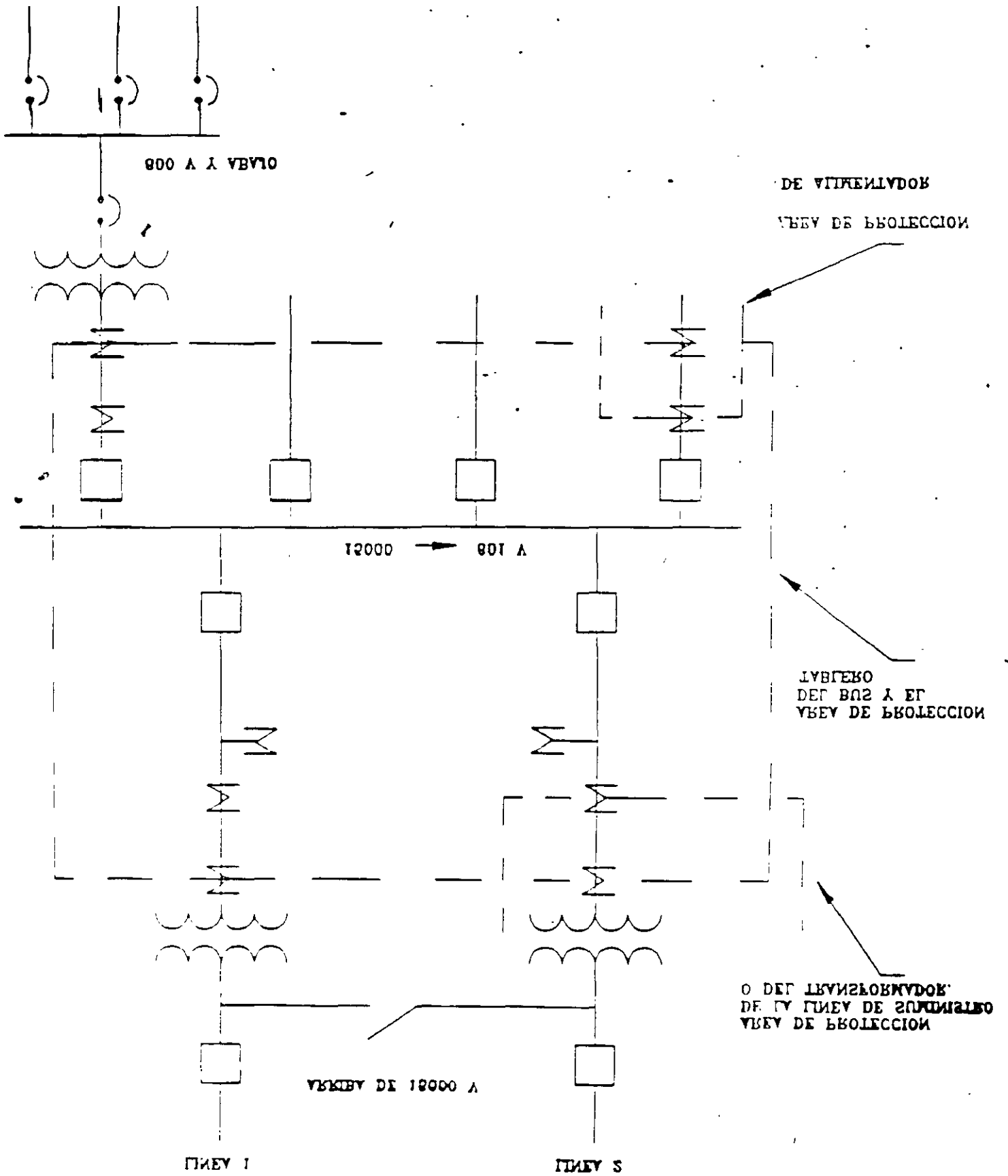
↔



$$I_{1\phi} = \frac{2}{2(.1315) + .119112} = 7.4979$$

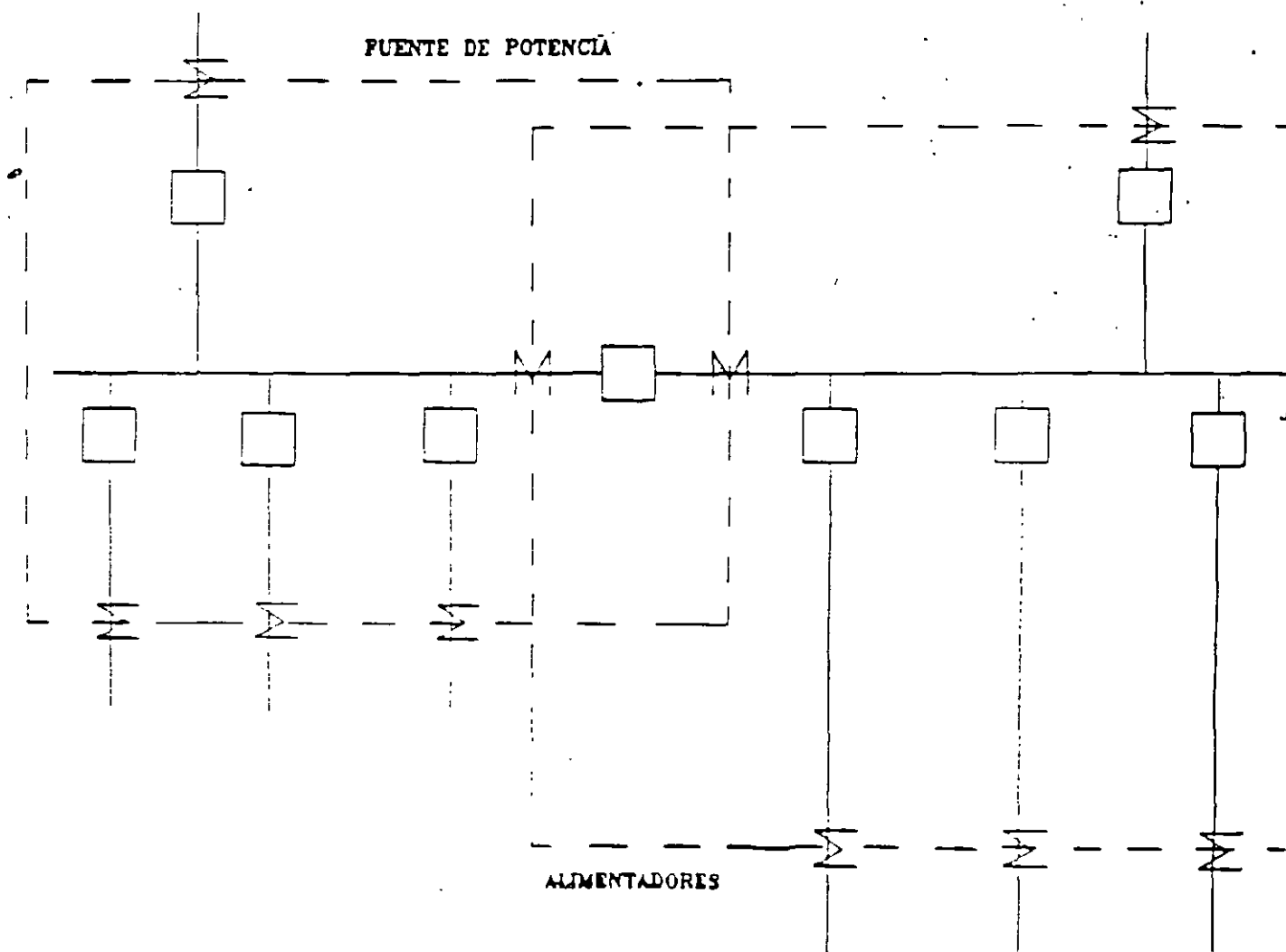
$$I_0 = 502A \quad \therefore \quad I_{1\phi} = 3764A$$

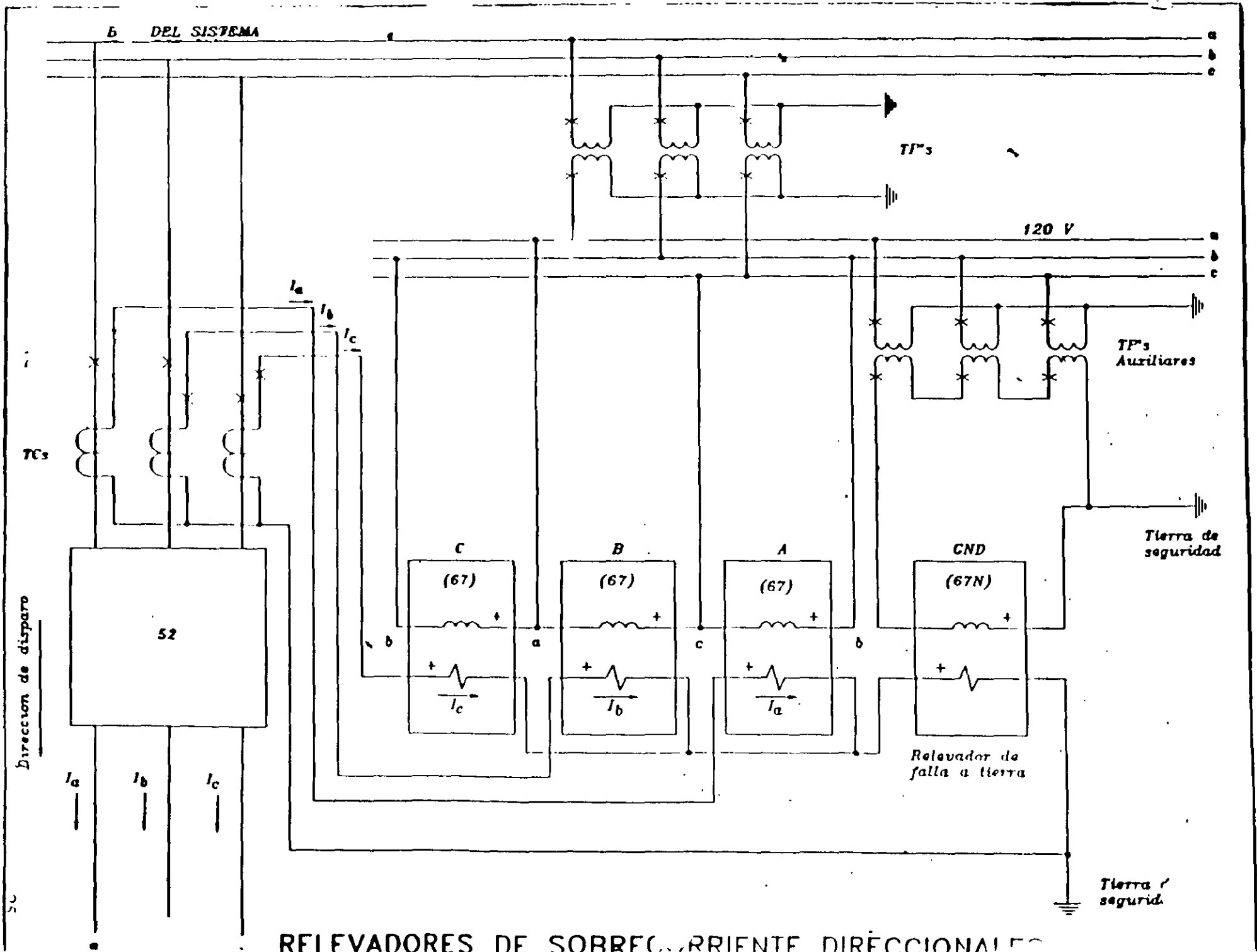
- EJ 1. MAN
- EJ 1. POS
- EJ 1. ZER
- EJ 1. RPT



ESQUEMA DE RELAYADORES DIFERENCIALES CON BUS SIMPLE

ESQUEMA DE RELEVADORES DIFERENCIALES CON BUS SECCIONADO.





RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
SUBDIRECCION TECNICA  
UNIDAD DE INGENIERIA ESPECIALIZADA

SR. GERARDO MEDINA AGUILAR  
DELEGADO SINDICAL DE LA S.E. TOPILEJO.

Con relación al oficio No. DT/GMA/101/97 del día 18 de agosto del presente, respecto a la solicitud de los puestos y salarios del personal del Laboratorio de Pruebas de Alta Tensión de Topilejo, le informo que no tengo la autorización para proporcionarle dicha información, favor de girar la solicitud al Ing. Gilberto Enriquez Harper, indicando claramente el motivo de dicha solicitud.

Por su comprensión gracias, quedo de Uds. a sus órdenes para cualquier aclaración.

ATENTAMENTE.

---

ING FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA,  
JEFE DEL LABORATORIO DE PRUEBAS  
DE ALTA TENSIÓN DE LA S.E. TOPILEJO.

ccp - Ing Gilberto Enriquez Harper: Jefe de la Unidad de Ingeniería Especializada

Section Parameter P ou  
 Step Transformer S r  
 Database: CONP2001  
 Title: PERDIDAS EN SISTEM  
 Case: C/COMPENSACION REAC

Section	Cond Code	Conductor Description	Rated KVA	---Input Voltage---		
				L-G	L-L	
3	36	TR100MVA/10%=30MVA3%	9999	132791.10	230000.000	66.
11	49	TR110-4.16/2.54,7.5%	3333	65399.85	113275.000	24
8	49	TR110-4.16/2.54,7.5%	3333	65399.85	113275.000	24
19	49	TR110-4.16/2.54,7.5%	3333	65399.85	113275.000	24
23	49	TR110-4.16/2.54,7.5%	3333	65399.85	113275.000	24
14	49	TR110-4.16/2.54,7.5%	3333	65399.85	113275.000	24

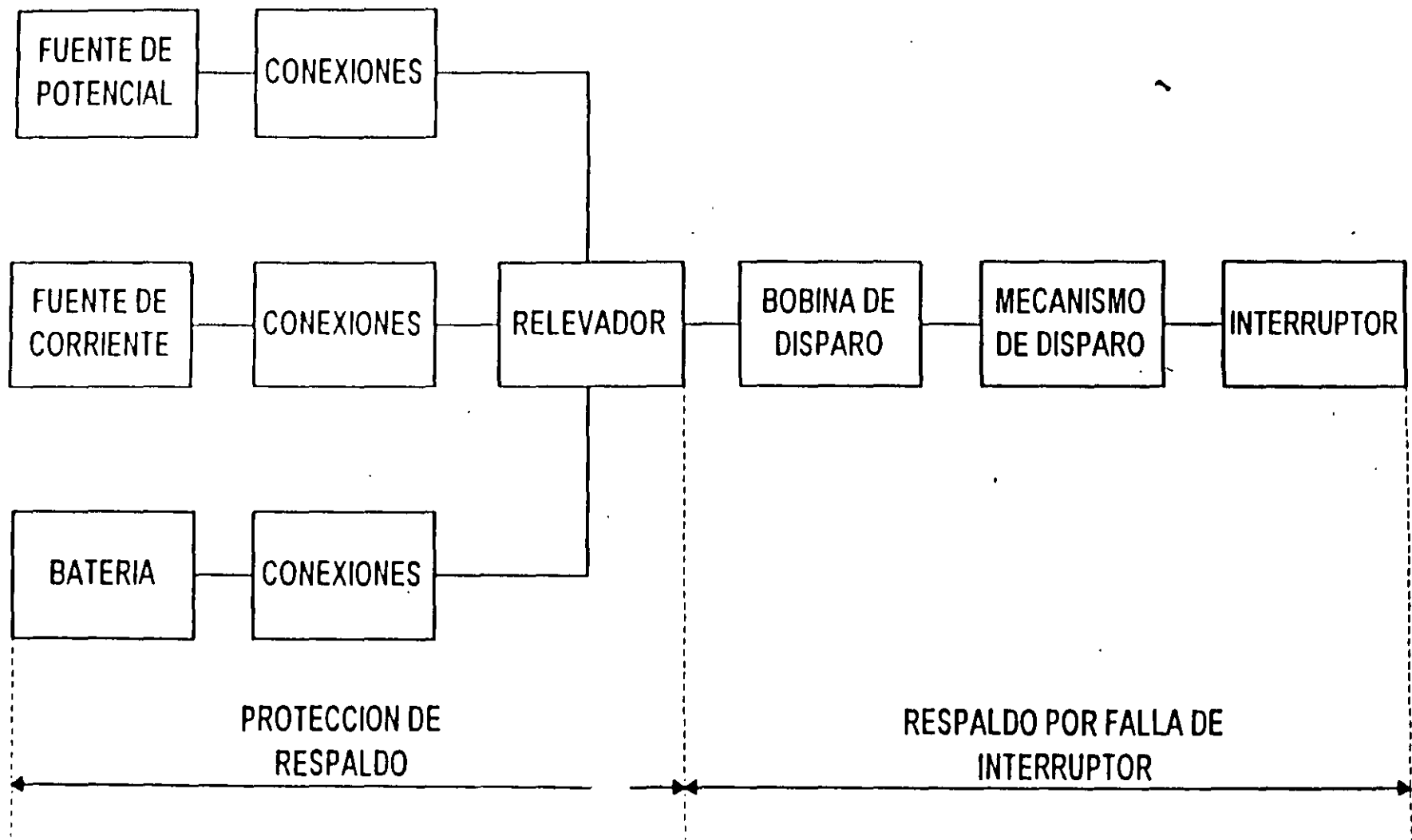
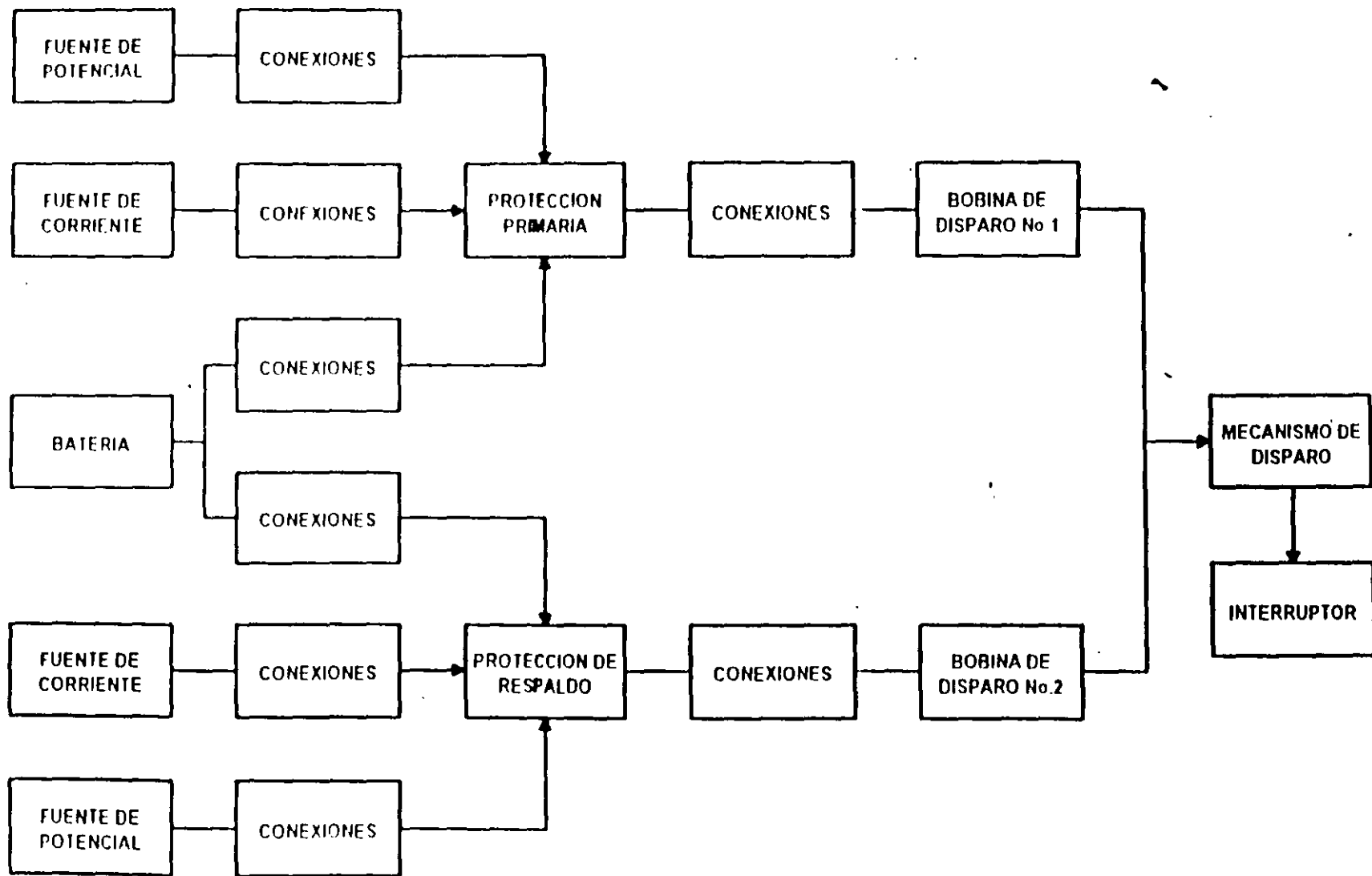
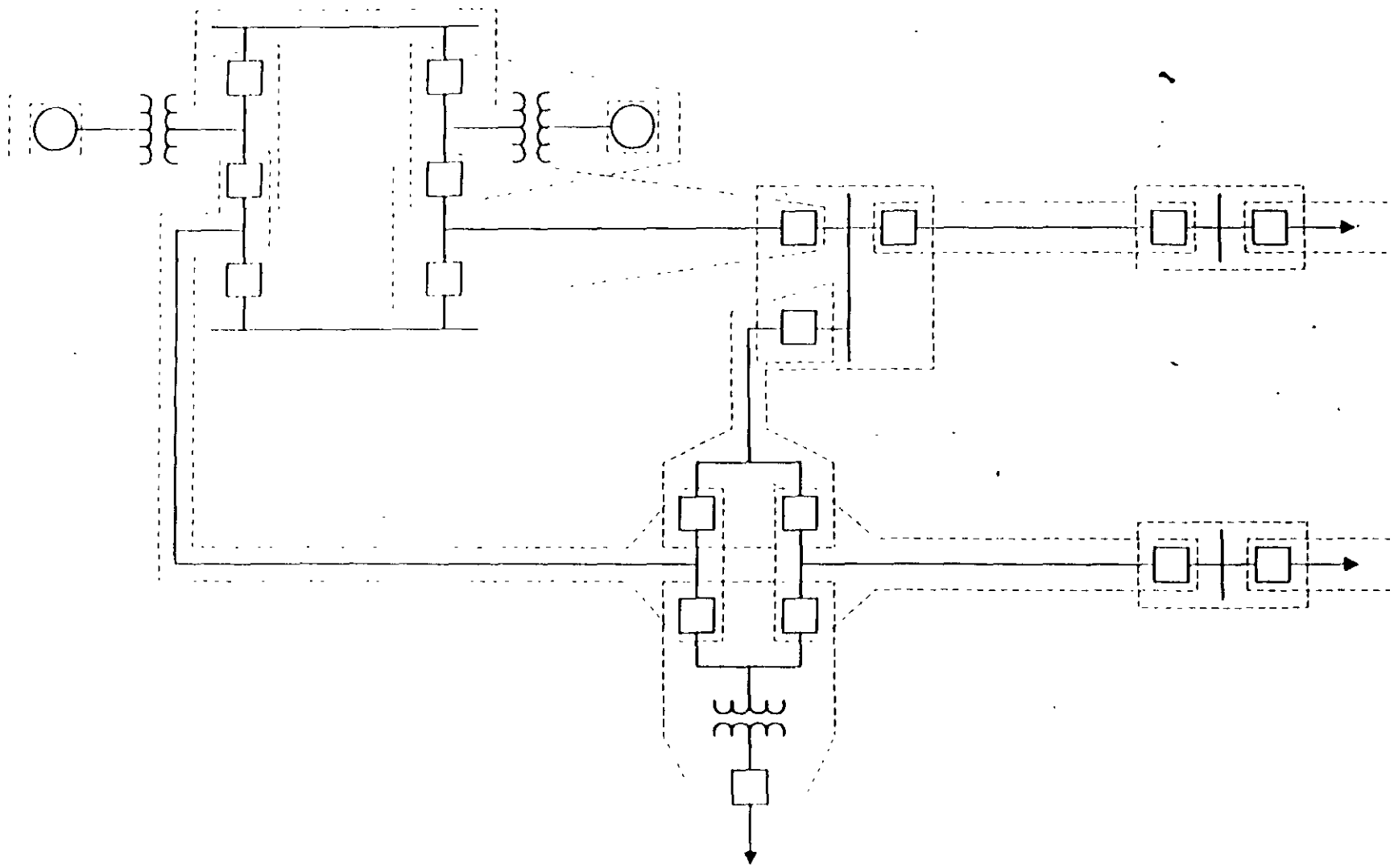


FIGURA 1  
 DIAGRAMA DE BLOQUES DE AREAS PROTEGIDAS POR LA PROTECCION DE  
 RESPALDO Y RESPALDO POR FALLA DE INTERRUPTOR



**FIGURA 2**  
**DISGRAMA DE BLOQUES QUE MUESTRA LA REDUNDANCIA**  
**DE LOS ESQUEMAS DE RESPALDO**





**FIGURA 3**  
**ZONAS DE PROTECCION**

BARRA

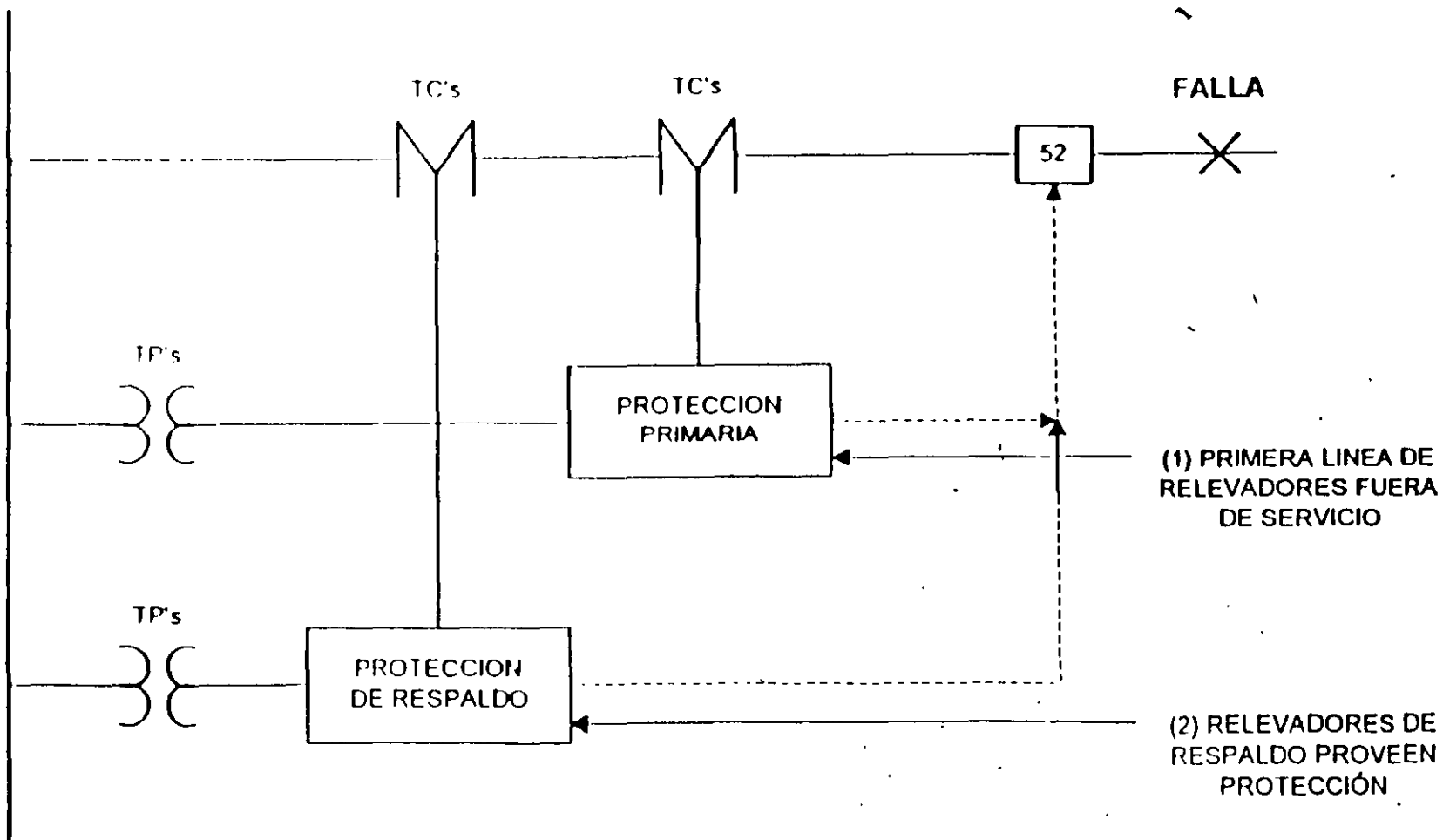


FIGURA 4  
PROTECCION DE RESPALDO

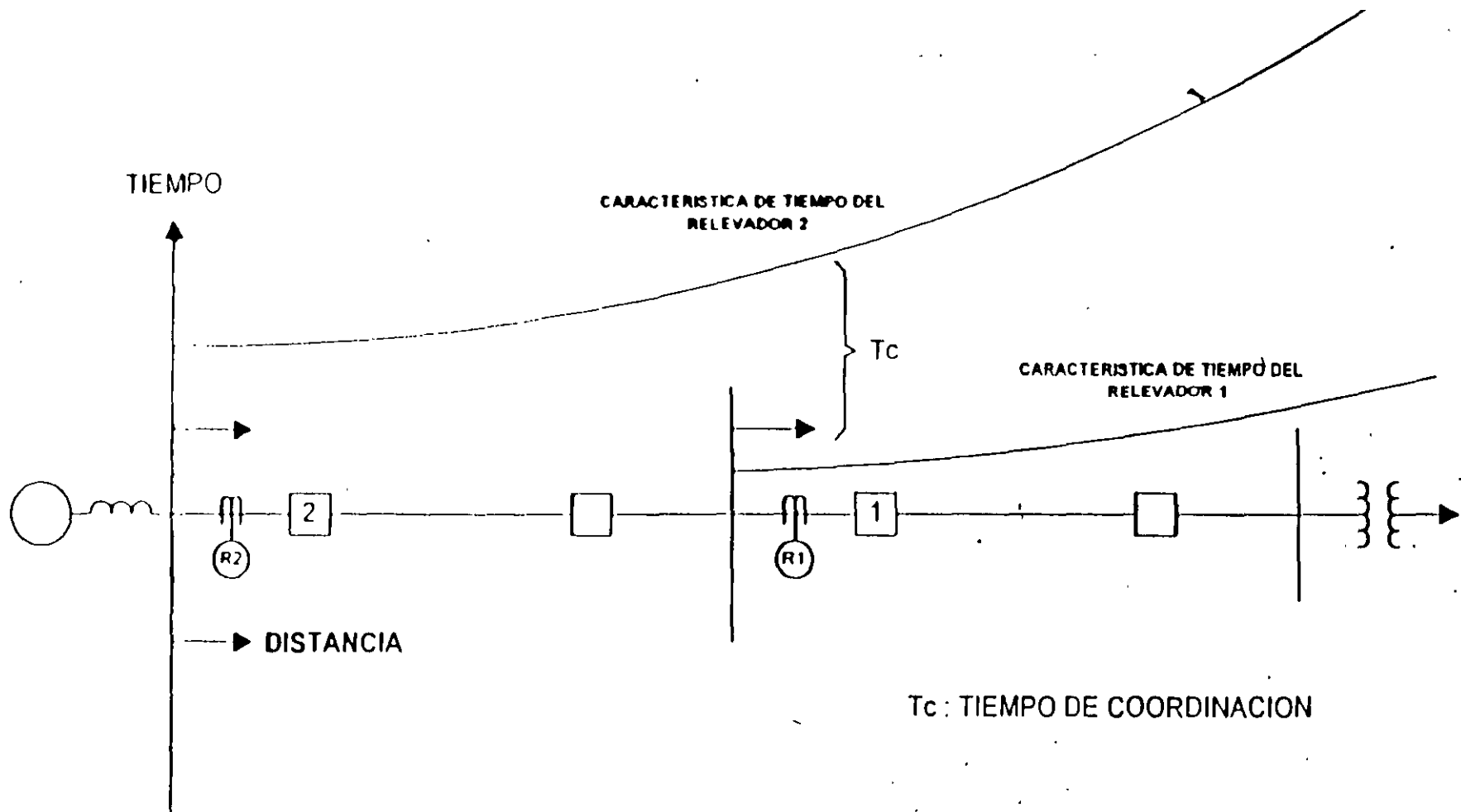


FIGURA 5  
 PROTECCION DE RESPALDO CON RELEVADORES DE  
 SOBRECORRIENTE

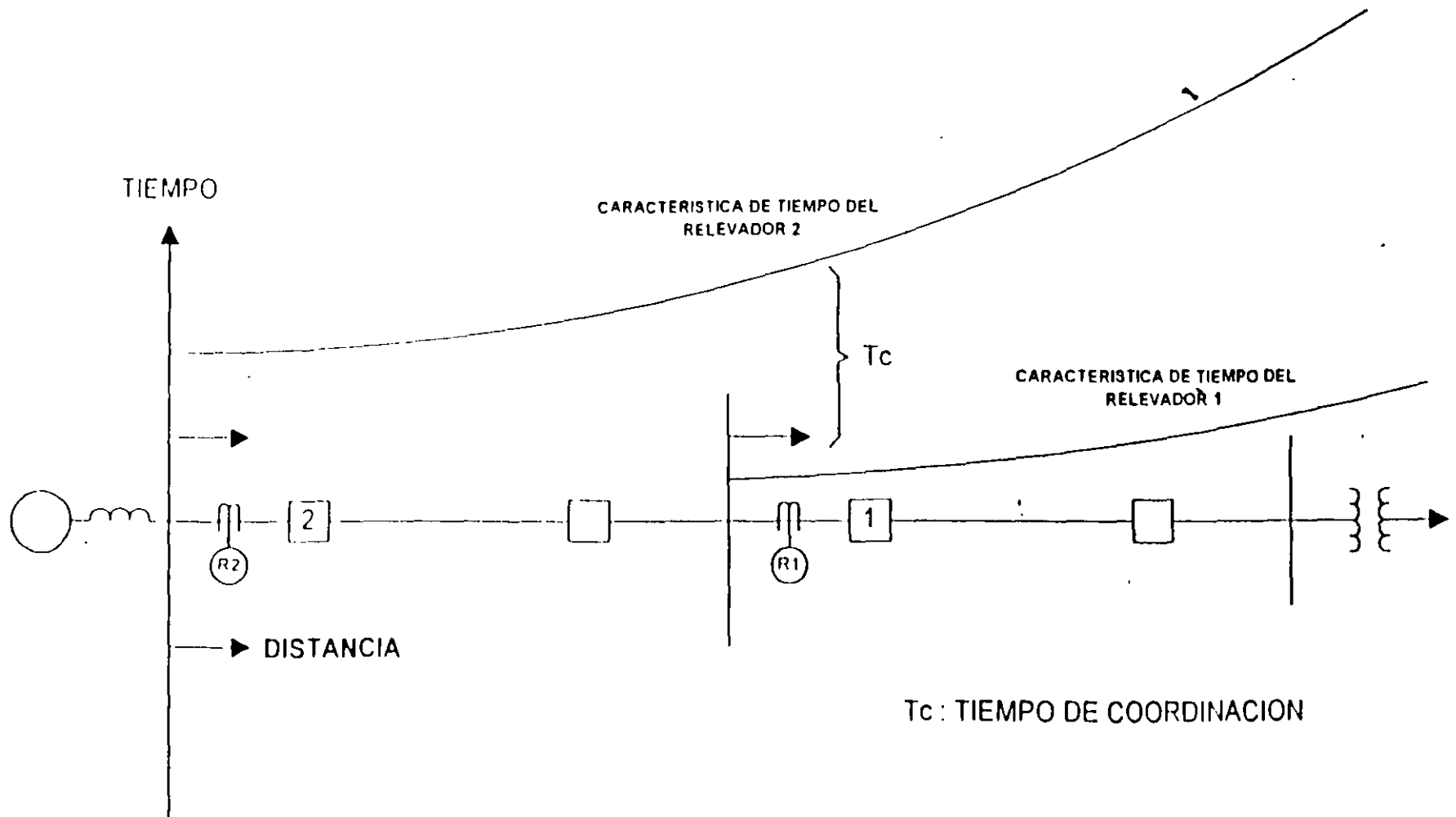
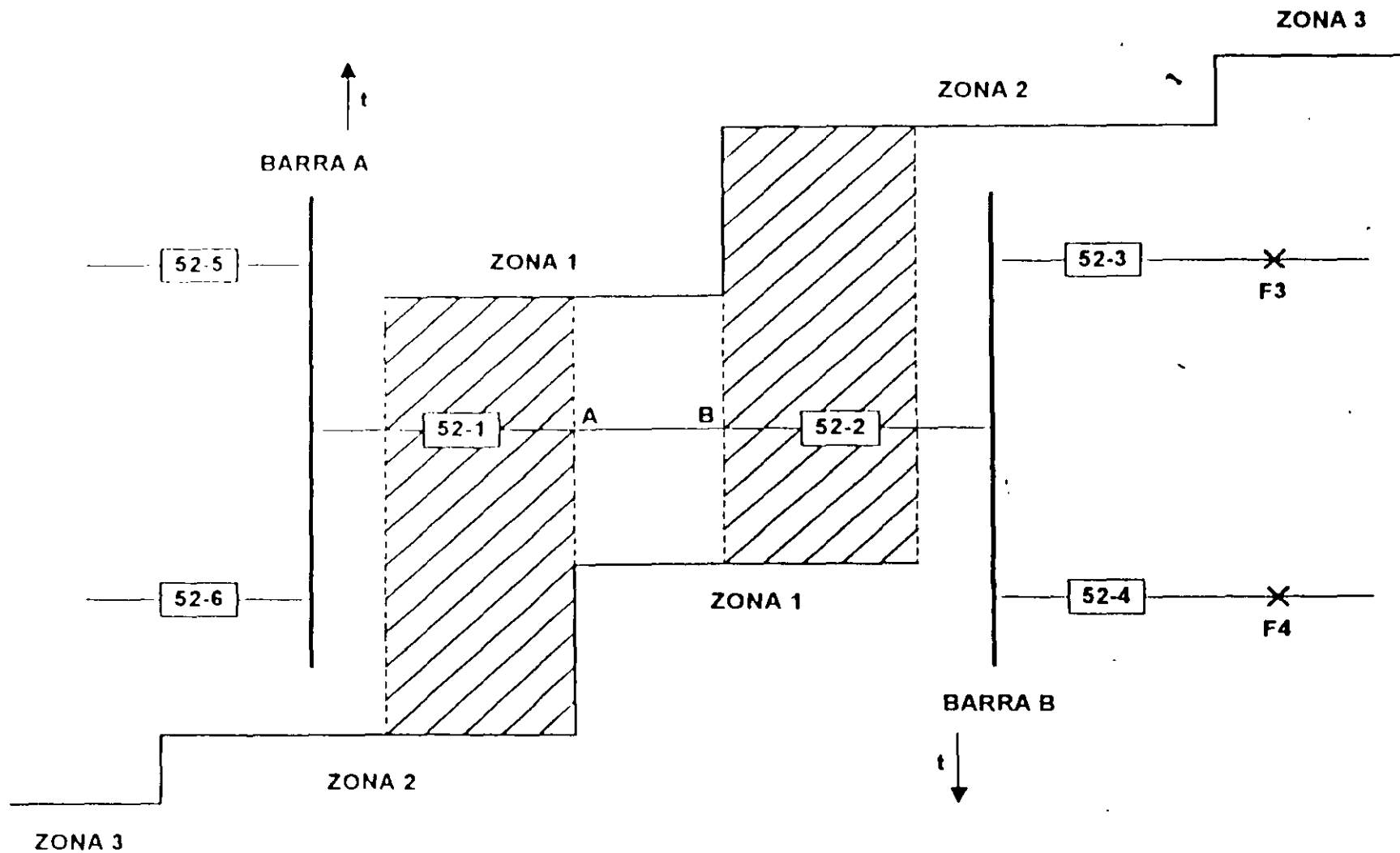


FIGURA 5  
 PROTECCION DE RESPALDO CON RELEVADORES DE  
 SOBRECORRIENTE



**FIGURA 6**  
**DISGRAMA DE UN SISTEMA DE POTENCIA QUE MUESTRA**  
**LAS TRES ZONAS DE PROTECCION DE DISTANCIA**

EL DIAGRAMA R-X (b) MUESTRA LA CARACTERISTICA TIPO REACTANCIA PARA LAS ZONAS 1 Y 2 Y LA CARACTERISTICA MHO QUE LES DA DIRECCIONALIDAD Y HACE LAS FUNCIONES DE ZONA 3 (PARA LINEAS CORTAS).

EN EL DIAGRAMA R-X (c) LAS TRES ZONAS TIENEN CARACTERISTICA MHO (PARA LINEAS LARGAS)

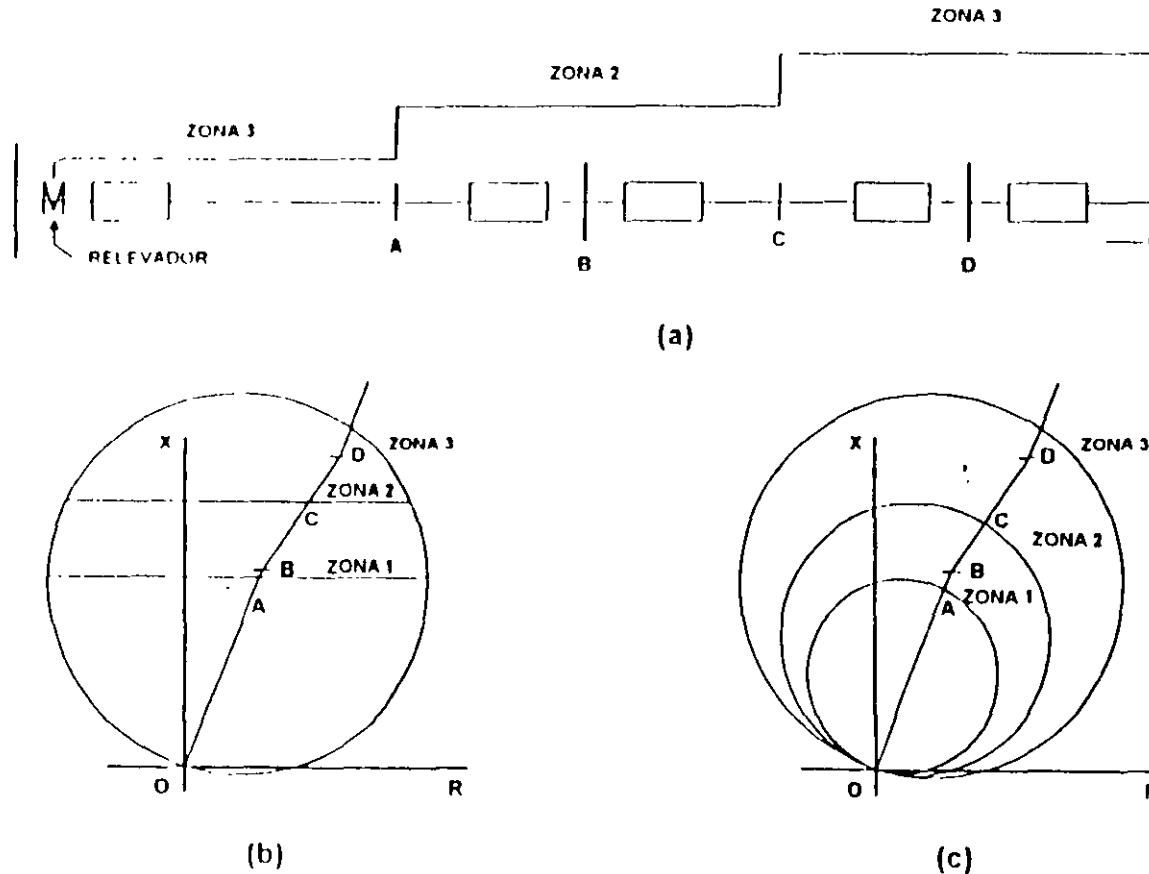


FIGURA 7  
 REPRESENTACION DE LAS CARACTERISTICAS DE OPERACION  
 DEL RELEVADOR DE DISTANCIA EN SU FORMA Z-t Y R-t

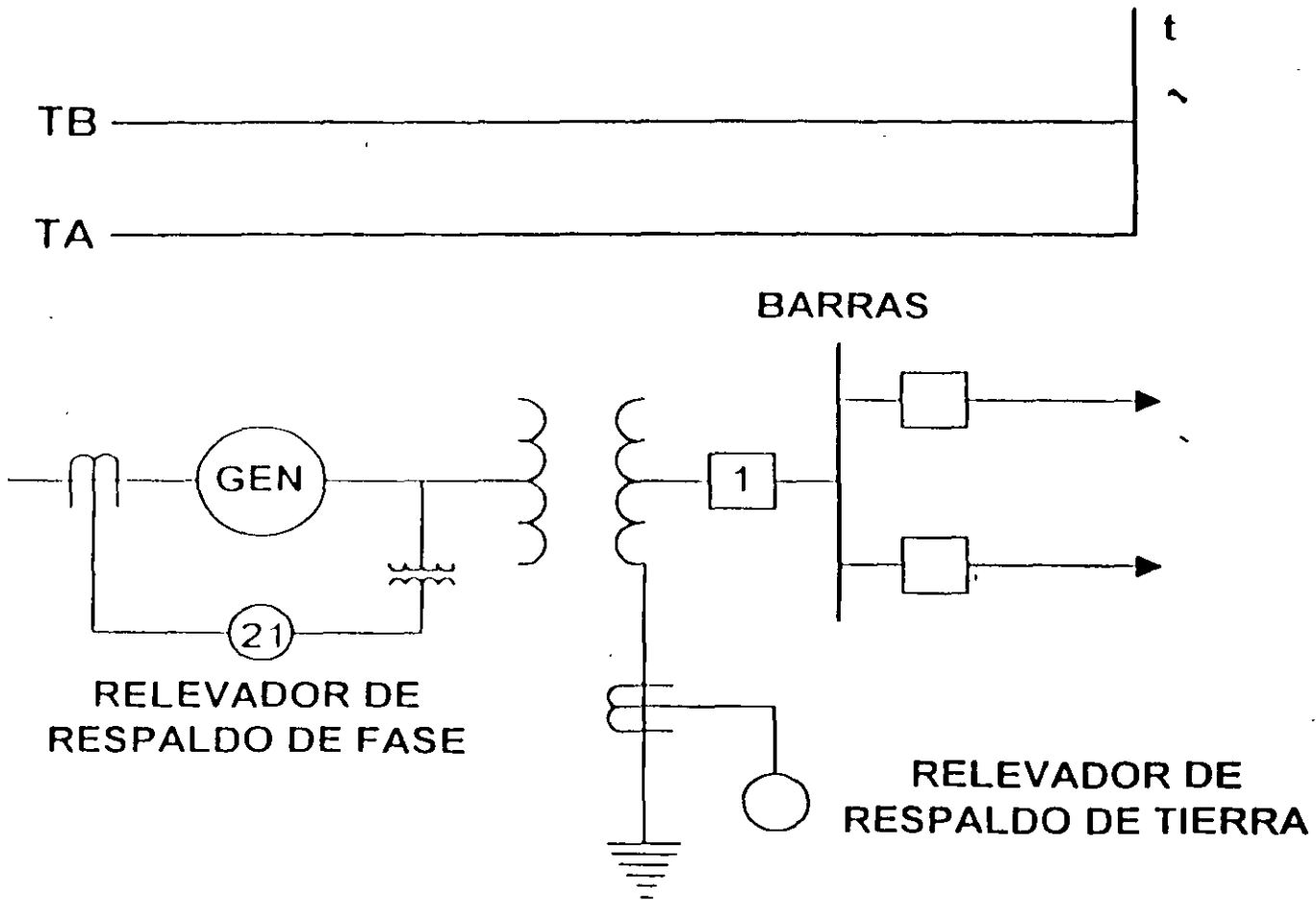
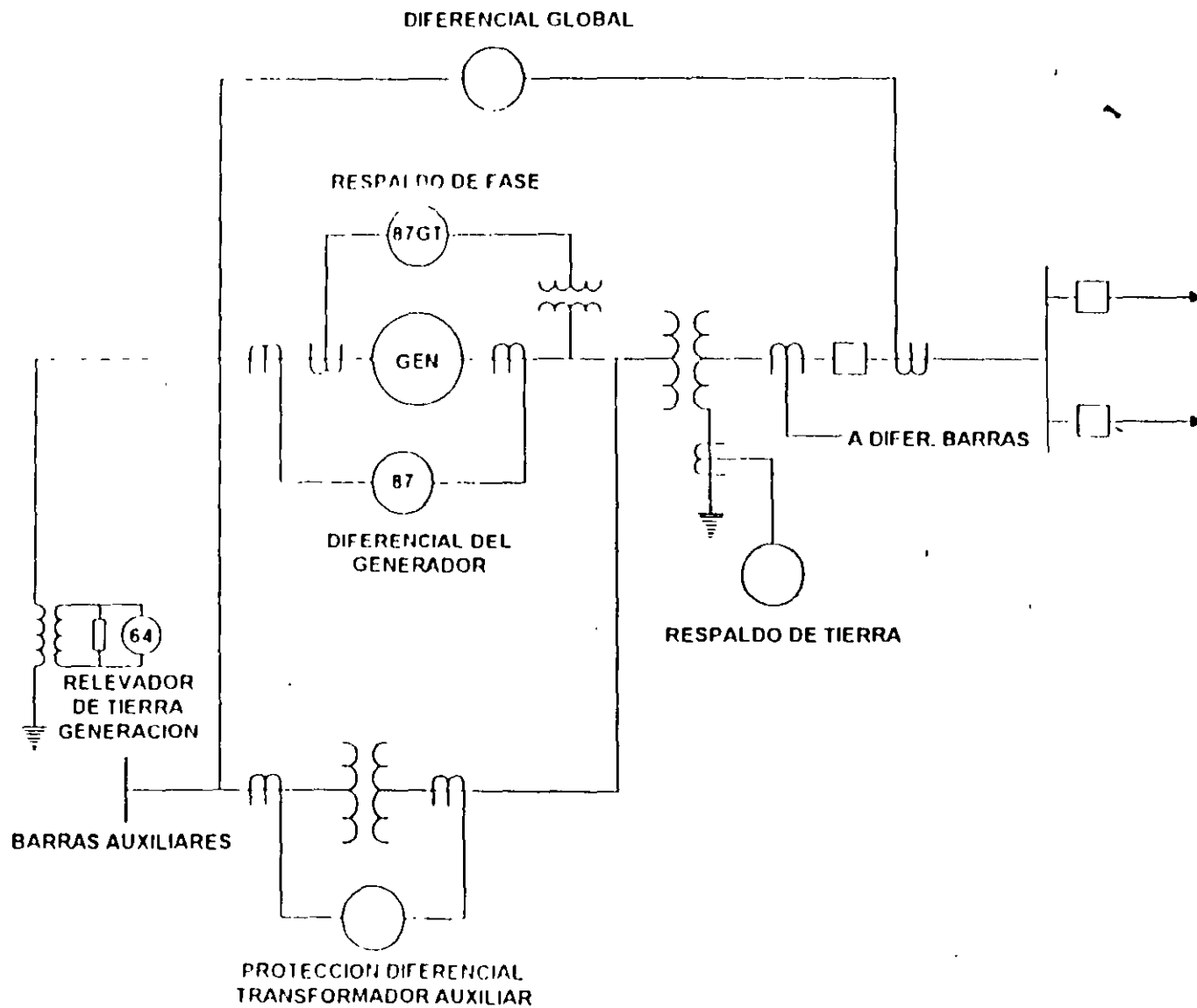
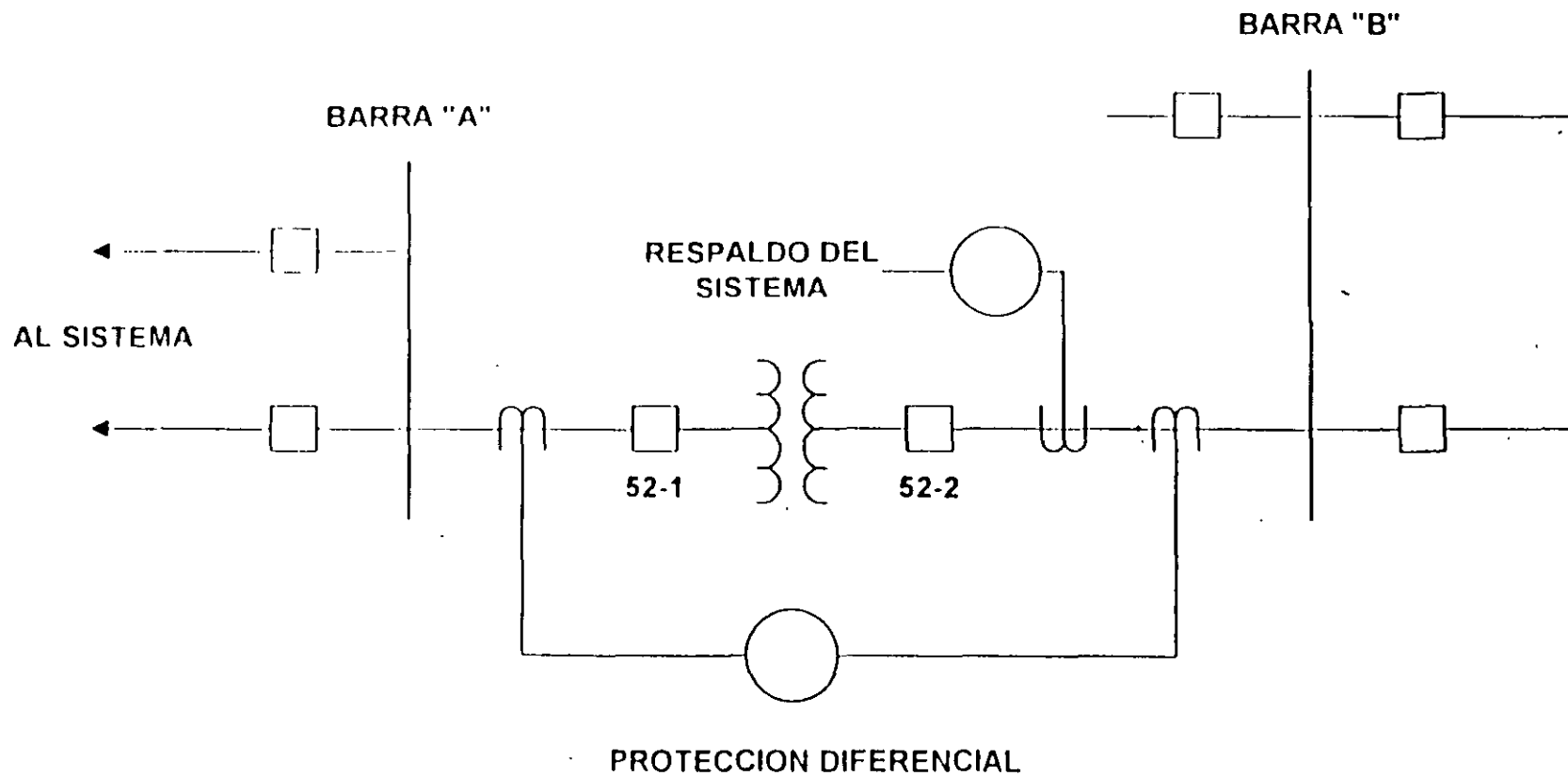


FIGURA 8  
 PROTECCION DE RESPALDO DE BARRA

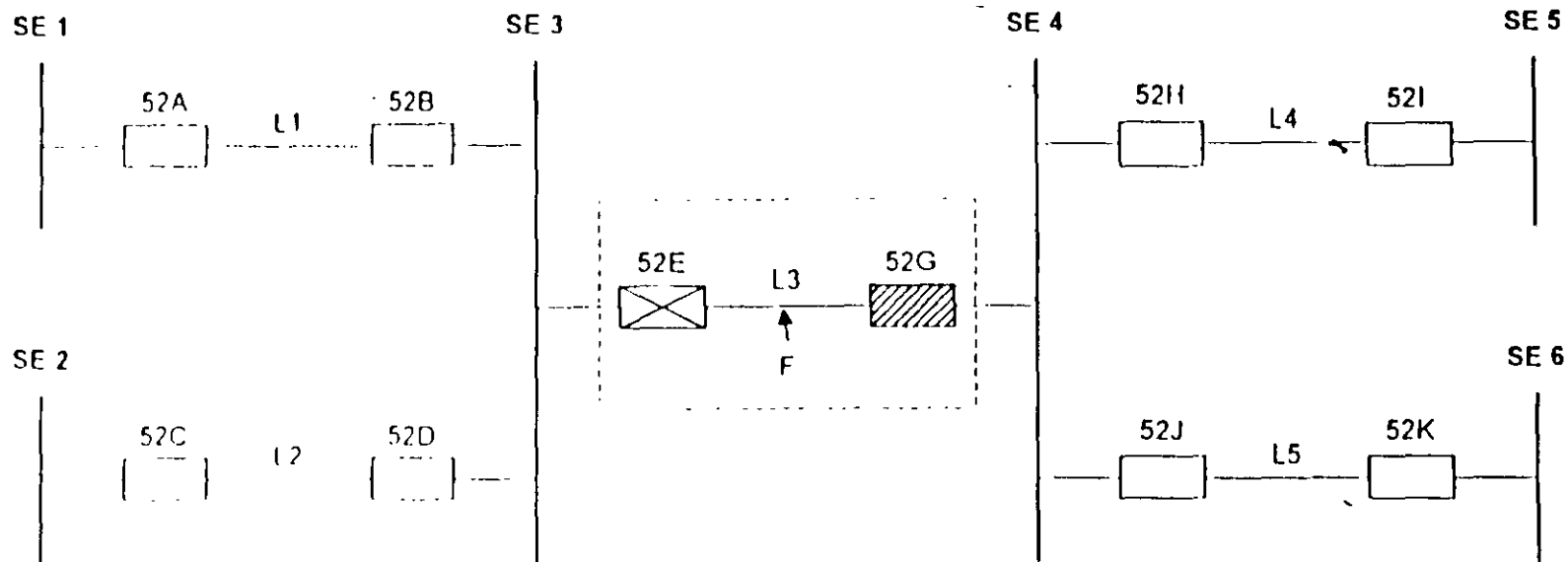


**FIGURA 9**  
**PROTECCION DE LA UNIDAD**  
**GENERADOR - TRANSFORMADOR**






**FIGURA 10**  
**PROTECCION DE TRANSFORMADORES**




**SECUENCIA DE EVENTOS.**

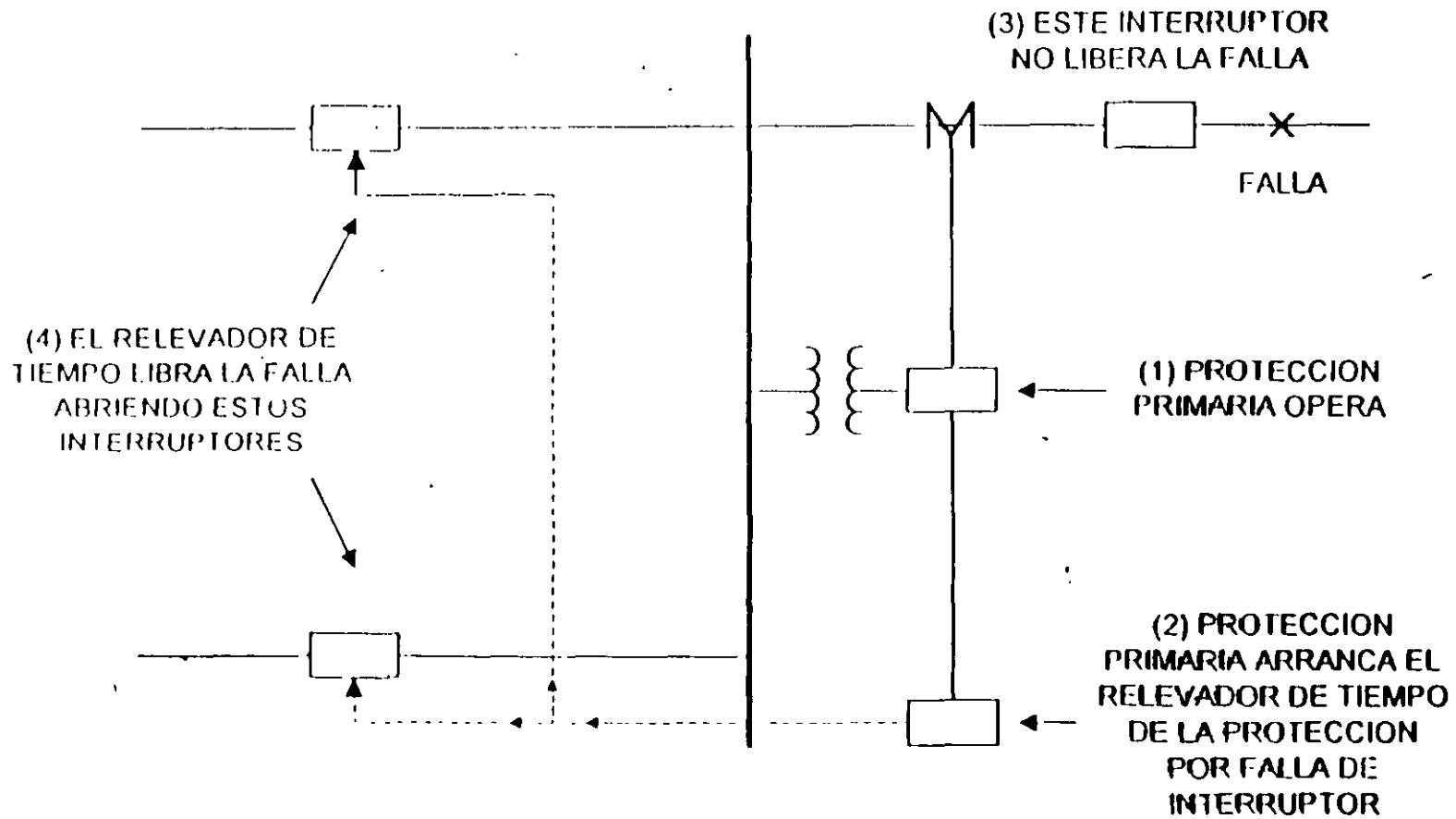
 52E ABRE

 52G NO ABRE (SE QUEDA TRABADO, FALTA DE C D., ETC.)

LA PROTECCION DE L4 Y L5 DEBEN DAR RESPALDO REMOTO A L3 PARA LIBRAR LA FALLA (F)

 52I Y 52K DEBEN ABRIR PARA LIBRAR LA FALLA

**FIGURA 11**  
**PROTECCION DE RESPALDO REMOTO.**



**FIGURA 13**  
**PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR**  
**CON RELEVADOR DE TIEMPO ADICIONADO**

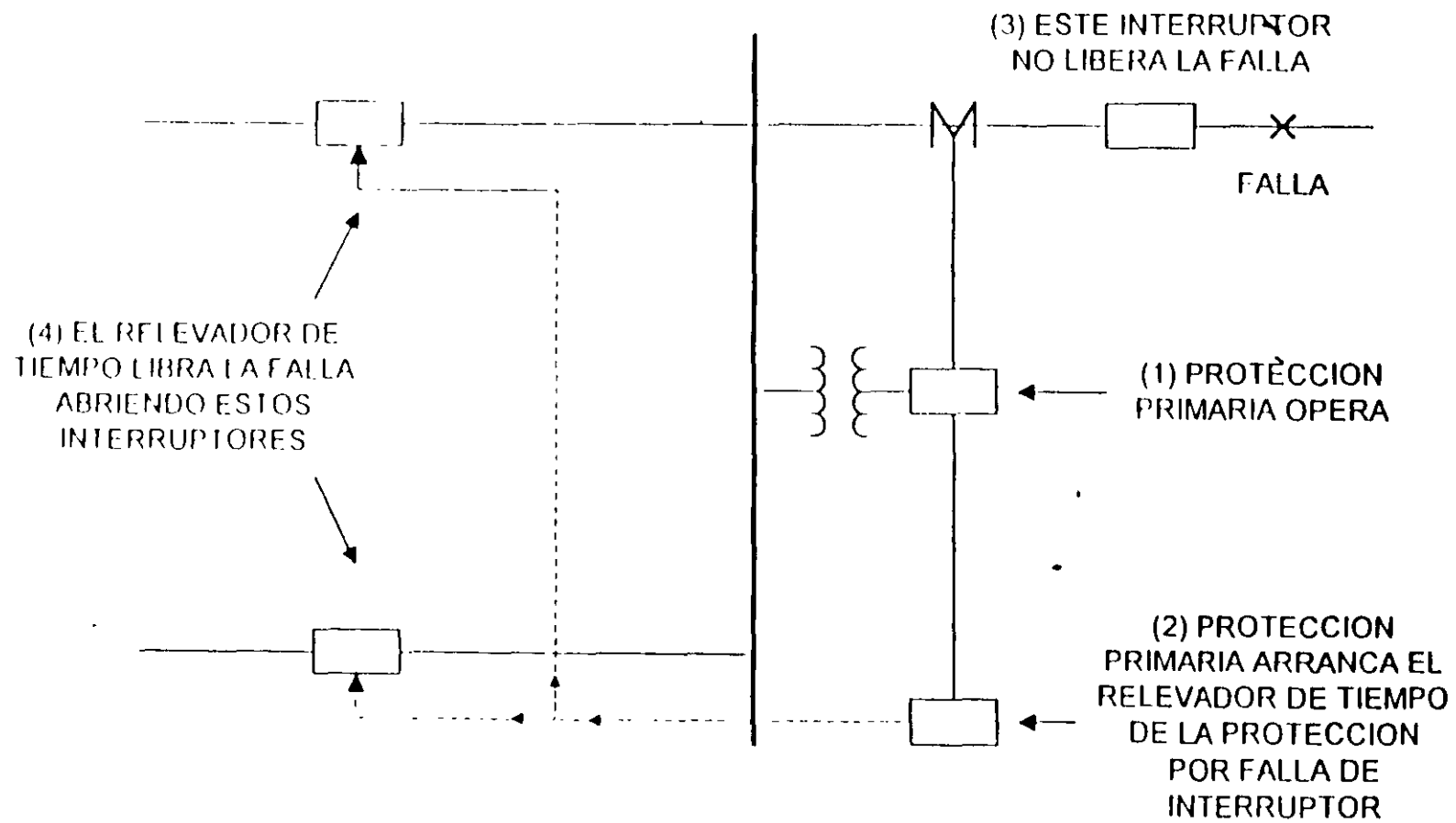
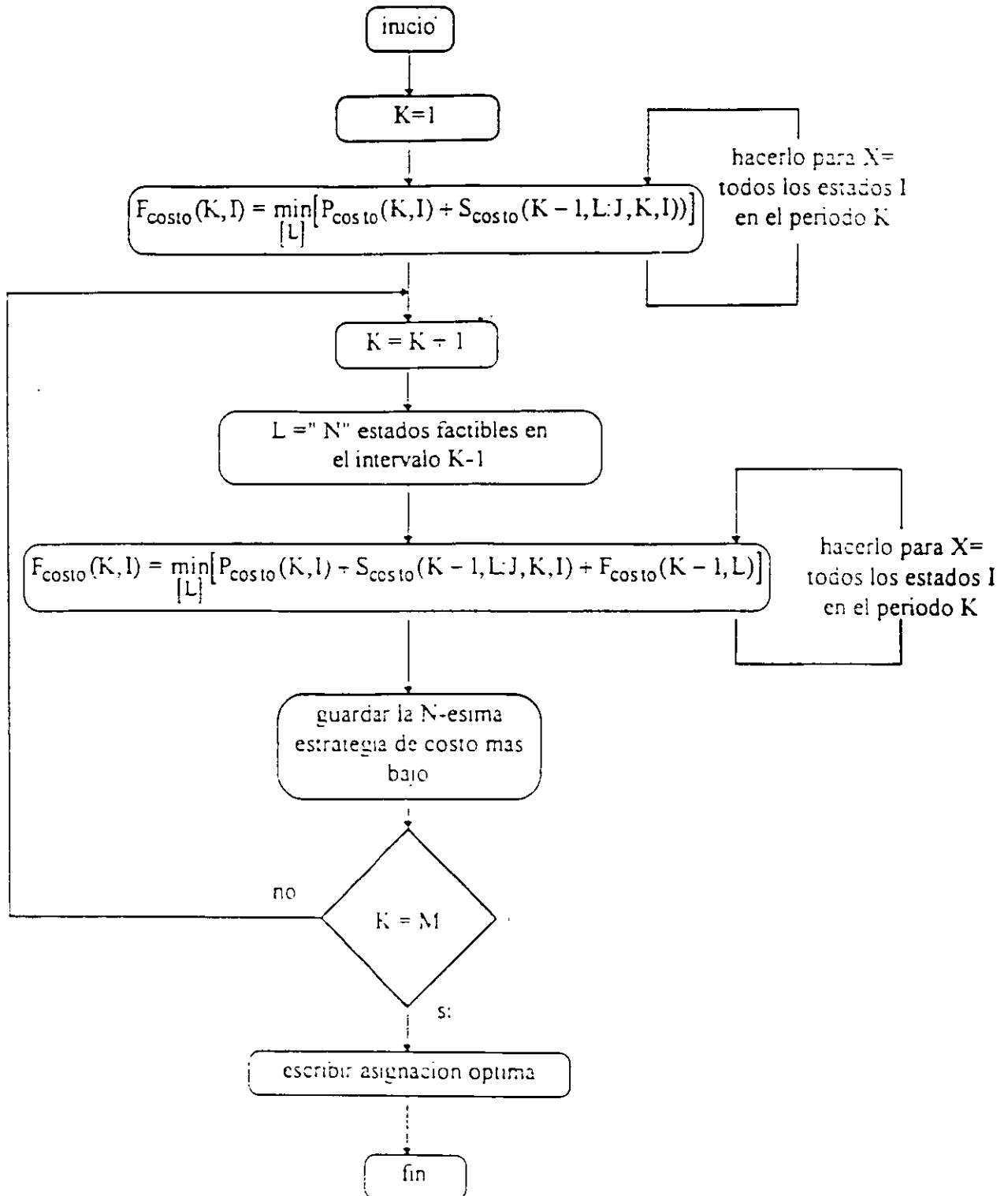
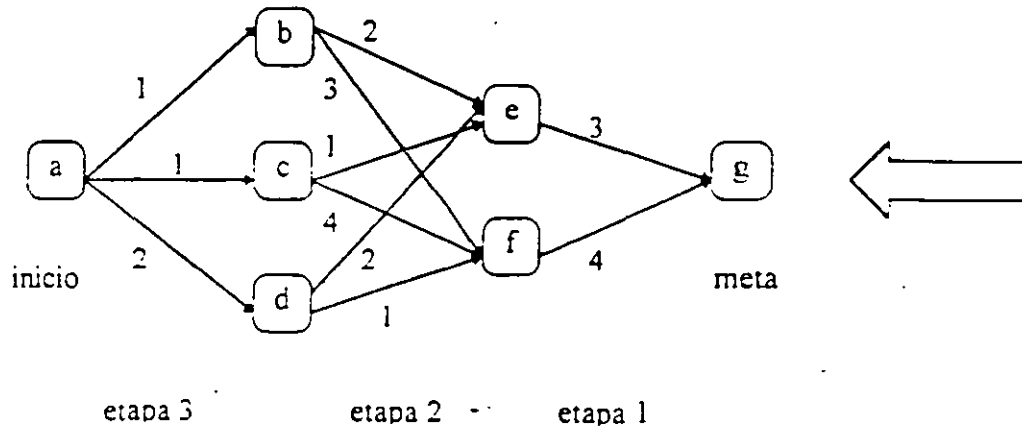


FIGURA 13  
 PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR  
 CON RELEVADOR DE TIEMPO ADICIONADO

En la figura siguiente se muestra el algoritmo en diagrama de flujo:



Programación Dinámica hacia atrás (DP backward).



En el gráfico superior se muestran 6 estados y tres etapas, en cada transición se describe el costo asociado, halle la trayectoria de costo mínimo con programación dinámica hacia atrás

El problema se puede arreglar por etapas e ir seleccionando el mejor resultado parcial en cada renglon de la manera siguiente

etapa 1	g
e	3
f	4

La trayectoria de g hacia e tiene un costo de 3 y hacia f un costo de 4

etapa 2	e	f
b	$2+3=5$	$3+4=7$
c	$1+3=4$	$4+4=8$
d	$2+3=5$	$1+4=5$

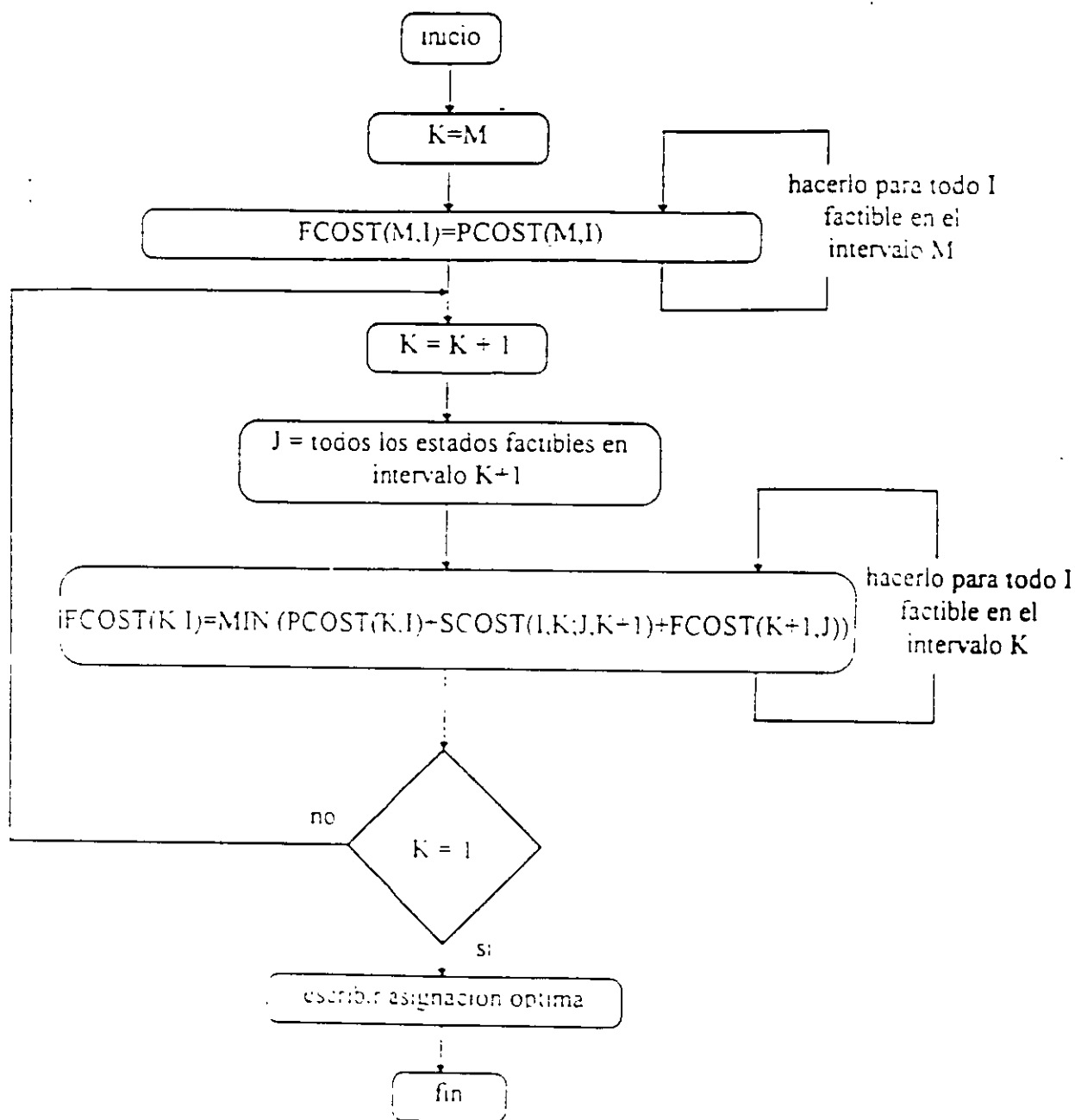
e-b es de menor costo en el renglon b  
 e-c es de menor costo en el renglon c  
 el costo es indistinto en el renglon d

etapa 3	a	b	c	d
a	$1+5=6$	$1+4=5$	$2+3=7$	

c-a es la de menor costo

Al final de encadenamiento de la información obtenida se resuelve que la trayectoria óptima es a,c,e,g cuyo costo es de 5 que es el valor mínimo obtenido después de la última etapa

Los costos de producción  $P$  se obtienen mediante el despacho económico de las unidades en operación en el estado  $I$ -ésimo. Una trayectoria siempre inicia en el estado del intervalo  $K$  proveniente del intervalo final  $M$  y una trayectoria óptima es aquella en la cual el costo de combustible total es mínimo. La formulación asegura que dadas las trayectorias óptimas partiendo desde todos los estados individuales en el  $K+1$  intervalo, la trayectoria óptima originada en cualquiera de los estados en el  $K$ -ésimo intervalo puede ser encontrada. Esta es la ventaja principal en el método de la programación dinámica, el procedimiento para determinar la asignación óptima y el costo de combustible total mínimo se muestra en el siguiente diagrama de flujo:



## 4.2 Programación dinámica hacia adelante ( Forward DP ).

La programación dinámica hacia atrás no cubre muchas situaciones prácticas, por ejemplo si los costos de arranque de una unidad son función del tiempo no se tiene opción de incorporarlos. La PD hacia adelante es más recomendable ya que la historia previa de la unida puede ser calculada en cada estado. Hay otras razones prácticas por las cuales se prefiere la PD hacia adelante, las condiciones iniciales son fácilmente especificadas y los cálculos pueden ir avanzando en un tiempo tan largo como se requiera o como lo permita la capacidad de almacenamiento de la computadora.

El algoritmo es similar al anterior y la función recursiva para determinar el costo mínimo en la hora  $K$  con el estado  $I$  es

$$F_{\text{costo}}(K, I) = \min_{[L]} [P_{\text{costo}}(K, I) + S_{\text{costo}}(K-1, L; J, K, I) + F_{\text{costo}}(K-1, L)]$$

donde

$F_{\text{costo}}(K, I)$  = costo de combustible total anterior al arribo del estado  $(K, I)$

$P_{\text{costo}}(K, I)$  = costo de generación para el estado  $(K, I)$

$S_{\text{costo}}(K-1, L; K, I)$  = costo de transición desde el estado  $(K-1, L)$  al estado  $(K, I)$

aquí el estado  $(K, I)$  es la  $I$ -ésima combinación en el intervalo u hora  $K$ , en este caso se define una estrategia como la transición o trayectoria desde un estado a una hora dada hasta un estado en la hora siguiente

En el diagrama de flujo de la hoja siguiente se muestra el algoritmo, en él se introducen dos variables nuevas  $X$  y  $N$ , que representan, respectivamente, el número de estados a revisar en cada periodo y el número de estrategias o trayectorias a guardar en cada paso. Estas variables permiten controlar el esfuerzo computacional y el máximo valor de las variables  $X$  o  $N$  está dado por  $2^n - 1$ .

Por ejemplo, con una ordenación basada en lista de prioridad estricta el límite máximo en  $X$  es  $n$  número de unidades. Reduciendo el número  $N$  significa que estamos descartando las asignaciones de costo más alto en cada intervalo y guardando solo las  $N$  trayectorias o estrategias de costo más bajo.

Aquí no es posible asegurar que la asignación óptima teórica se encontrara utilizando un reducido número de estrategias o rango de búsqueda ( el valor de  $X$ ), solamente a través de la experimentación con un programa en particular se podría indicar el error potencial asociado con la limitación de los valores de  $X$  y  $N$  por debajo de límite superior.



#### 4. Conceptos Básicos de Programación Dinámica.

La aplicación de métodos digitales para resolver una gran variedad de problemas de optimización dinámica o control fue desarrollada por Richard Bellman y asociados, hacia finales de la década de los años 50, a través de la programación dinámica. Estas técnicas son de gran utilidad en la solución de una gran variedad de problemas y reducen de gran manera el esfuerzo computacional para encontrar trayectorias óptimas o políticas de control.

La fundamentación matemática teórica, basada en el cálculo de variaciones, presenta cierto grado de dificultad. Sin embargo su aplicación no lo es tanto y depende del buen planteamiento del problema de optimización particular, en términos apropiados para la formulación de la programación dinámica (PD). En la planeación de sistemas de generación de potencia, las técnicas de PD se han desarrollado para:

- El despacho económico de sistemas térmicos
- La solución de problemas de planeación económica de la coordinación hidrotérmica.
- La solución práctica de la asignación de unidades térmicas (unit commitment)

La programación dinámica no tiene una formulación específica, por lo que se debe analizar el problema a resolver, incluir restricciones y adaptarlo de manera conveniente. En particular aquí se formulará una solución para la asignación de unidades térmicas.

##### 4.1 El problema de asignación de unidades térmicas

Las técnicas más mencionadas para la solución del problema la asignación de unidades son:

- ☞ Esquemas de listas de prioridad
- ☞ Programación dinámica (PD)
- ☞ Programación lineal-entera mixta (PLIM)

de estas, los esquemas de listas de prioridad son los más populares, los algoritmos de PD son los únicos en los cuales se logra la aproximación a la solución óptima para sistemas grandes y los algoritmos PLIM se han desarrollado recientemente y no han sido utilizados ampliamente en problemas de sistemas grandes.

##### Planteamiento del problema con programación dinámica

La ventaja principal de esta técnica es la reducción en el dimensionamiento del problema. Suponga que se tienen cuatro unidades en un sistema y cualquier combinación de ellas y cada una de ellas alimenta una carga, existirá un máximo de  $2^4 - 1 = 15$  para probar, sin embargo si se impone un orden de prioridad estricto, existen solo cuatro combinaciones a verificar:

Prioridad 1 *unidad*

Prioridad 1 *unidad* + Prioridad 2 *unidad*

Prioridad 1 *unidad* + Prioridad 2 *unidad* + Prioridad 3 *unidad*

Prioridad 1 *unidad* + Prioridad 2 *unidad* + Prioridad 3 *unidad* + Prioridad 4 *unidad*

La imposición de una lista de prioridad ordenada por el costo incremental promedio a plena carga podría proporcionar un resultado de despacho y asignación teóricamente correcto sólo si:

1. Los costos de no proporcionar energía, son cero.
2. La característica entrada-salida de las unidades son lineales entre carga cero y plena carga
3. No existen otras restricciones.
4. Los costos de arranque tienen un monto fijo.

En la aproximación del problema mediante programación dinámica, asumiremos que.

- a) Un estado consiste de un conjunto de máquinas con especificaciones de operación y el resto están fuera de línea
- b) El costo de encendido de cada unidad es independiente del tiempo que ha estado fuera de línea, es decir tiene un monto fijo.
- c) No hay costo asociado al disparo o salida de las unidades.
- d) Hay un orden de prioridad estricto y en cada intervalo existe una capacidad mínima especificada que debe estar en operación

Un estado factible es aquel en el cual las unidades asignadas pueden suministrar la carga requerida y que tenga la mínima cantidad de capacidad de cada periodo

#### 4.2 Programación dinámica hacia atrás ( Backward DP )

La solución comienza en el último intervalo y se analiza en retroceso hasta el punto inicial, se considera que existen M intervalos en el periodo a considerar. La función para el cálculo del mínimo costo total de combustible durante un periodo de tiempo se proporciona a continuación:

$$F_{\text{costo}}(K, I) = \min_{\{J\}} [P_{\text{costo}}(K, I) + S_{\text{costo}}(I, K, J, K-1) + F_{\text{costo}}(K+1, J)]$$

$$F_{\text{costo}}(M, I) = P_{\text{costo}}(M, I)$$

donde

$F_{\text{costo}}(K, I)$  = costo de combustible total mínimo desde el estado I en el intervalo K hasta el último intervalo M

$P_{\text{costo}}(K, I)$  = costo de generación mínimo para alimentar la carga durante el intervalo K para el estado I

$S_{\text{costo}}(I, K, J, K-1)$  = costo de arranque incremental proveniente del estado I en el K-ésimo intervalo hasta el estado J en el (K-1)-ésimo intervalo

$\{J\}$  = conjunto de estados factibles en el intervalo K+1

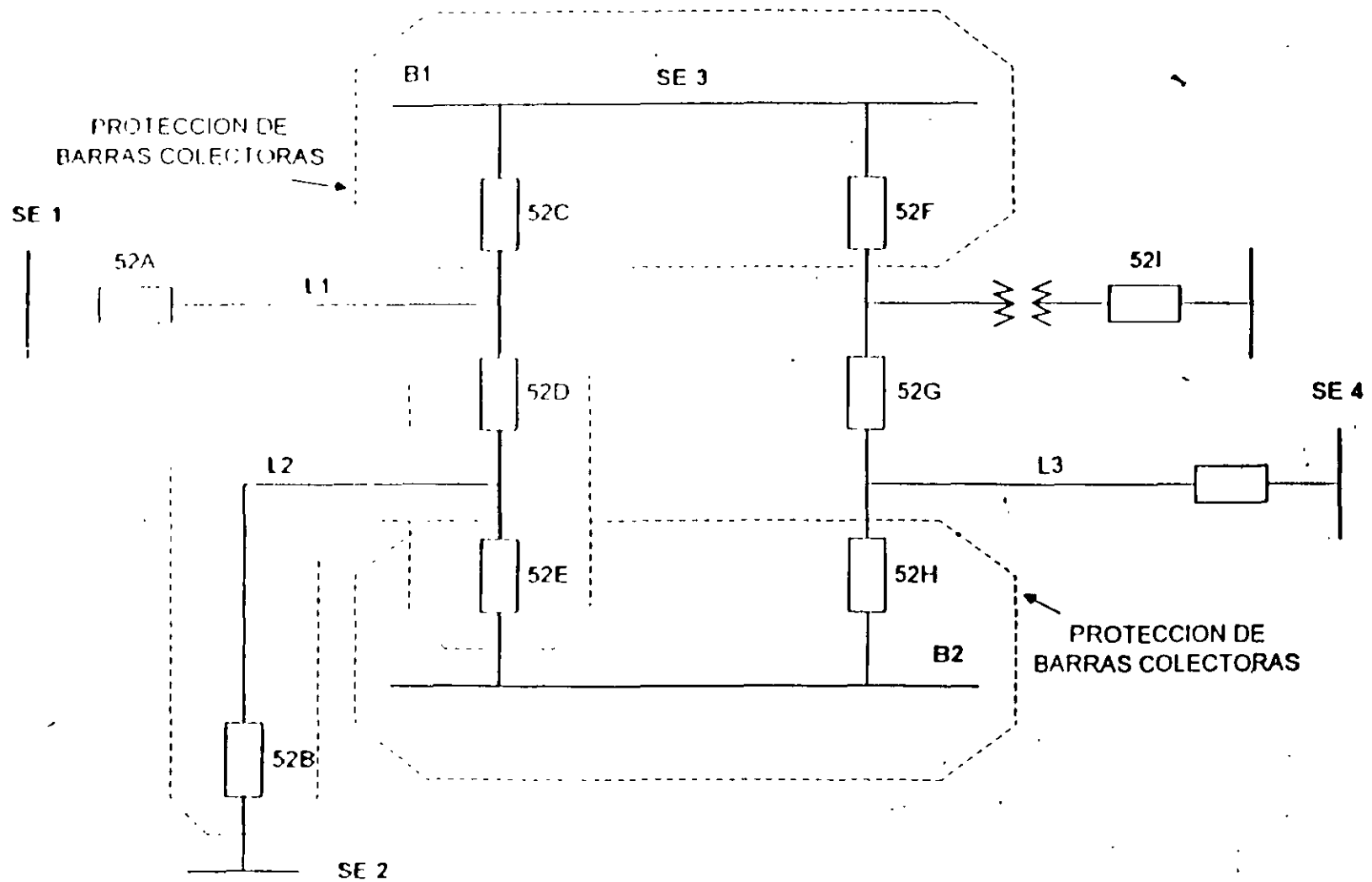


FIGURA 12  
 PROTECCION DE RESPALDO LOCAL

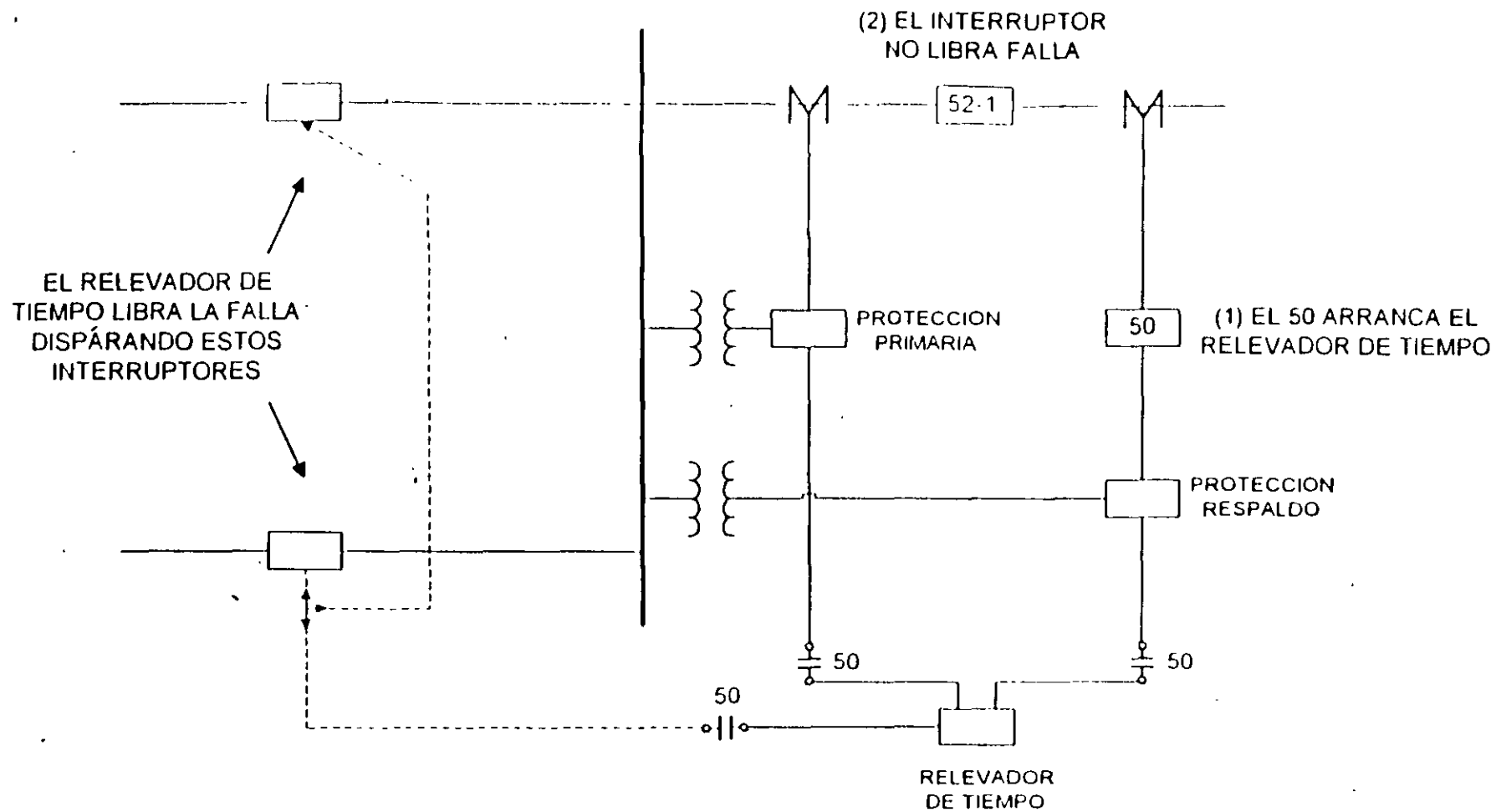
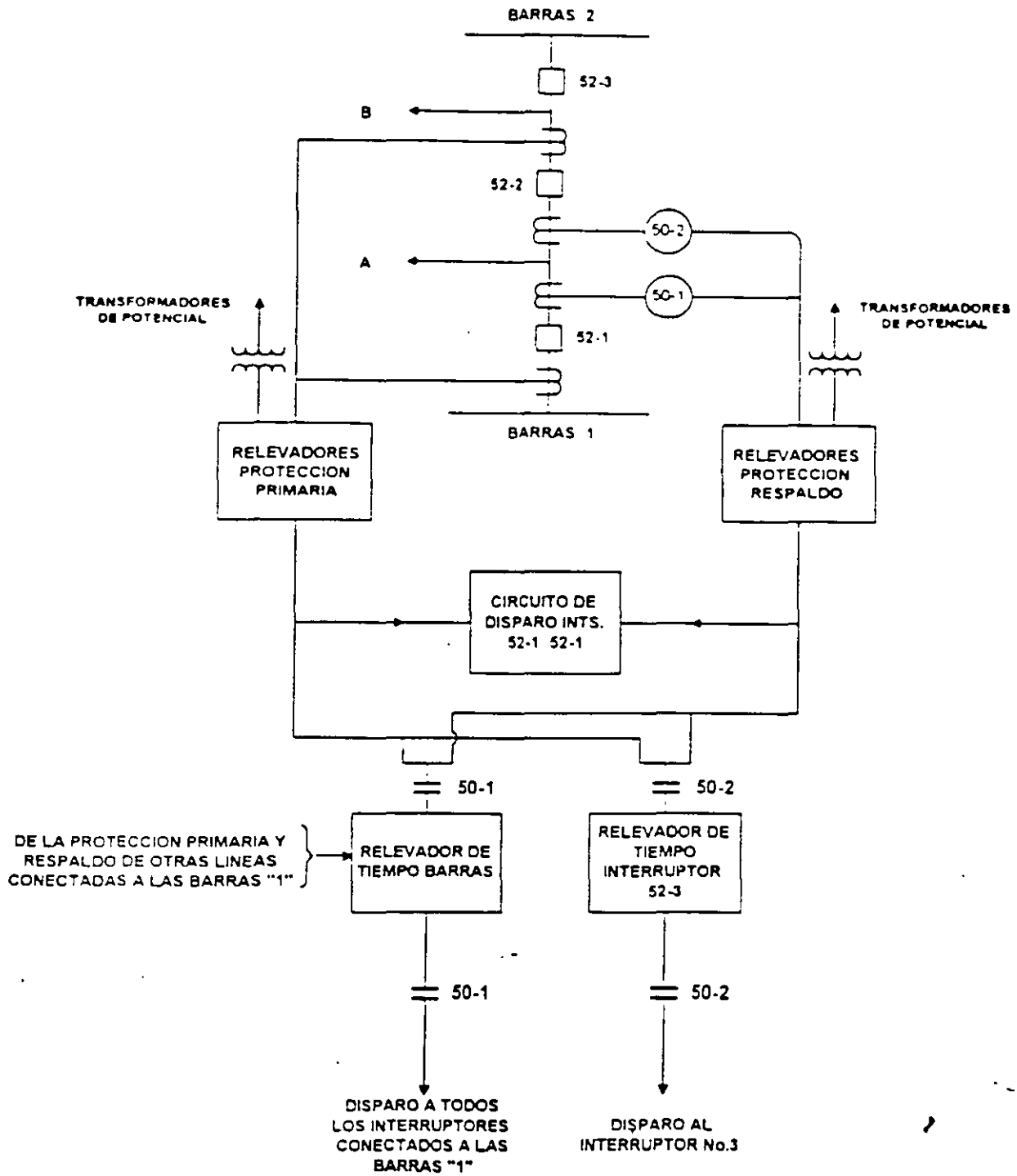


FIGURA 14  
PROTECCION POR RESPALDO LOCAL



**FIGURA 17**  
**ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR PARA LINEA**  
**CONECTADA EN UN ARREGLO CON INTERRUPTOR Y MEDIO**

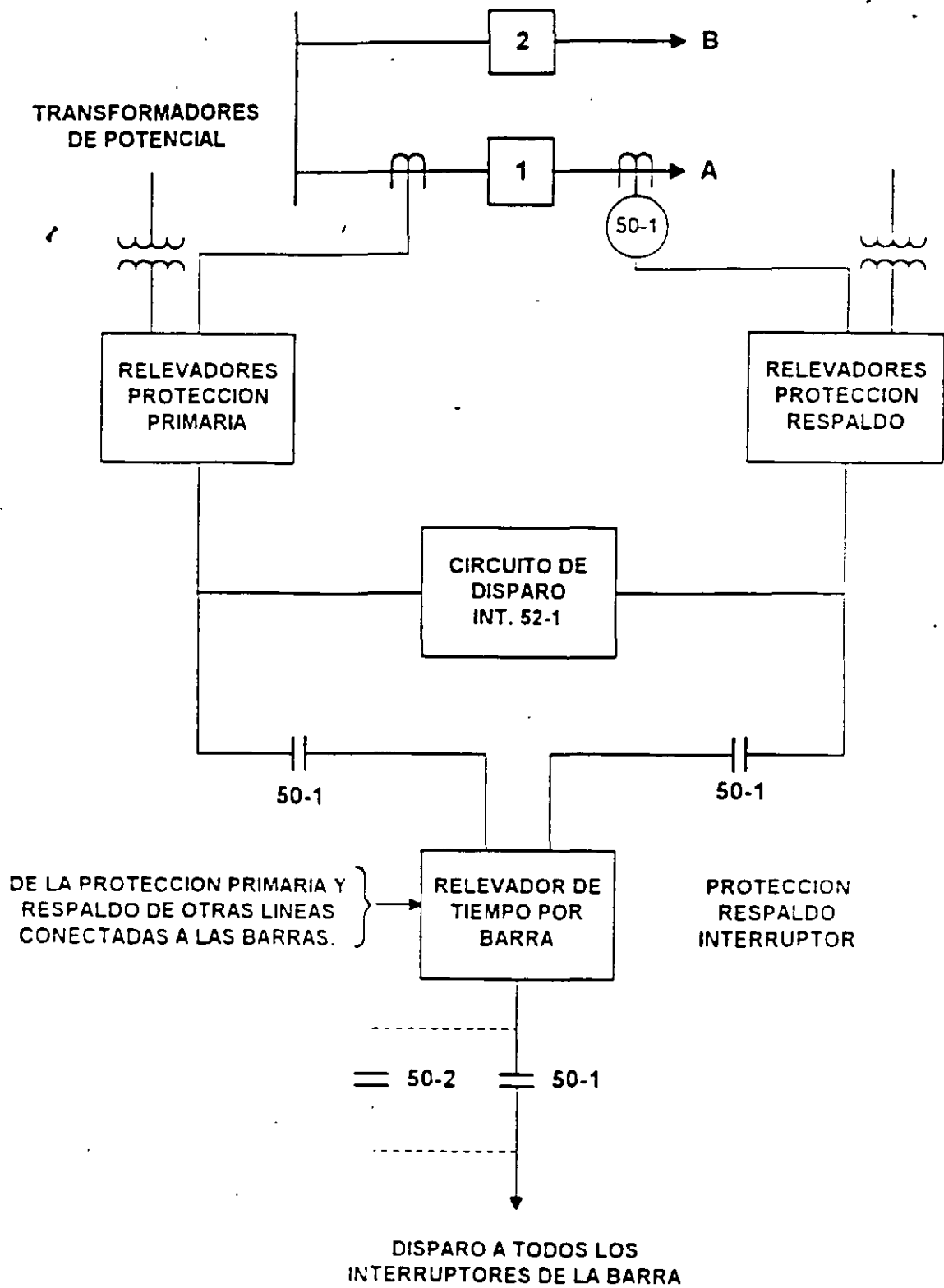
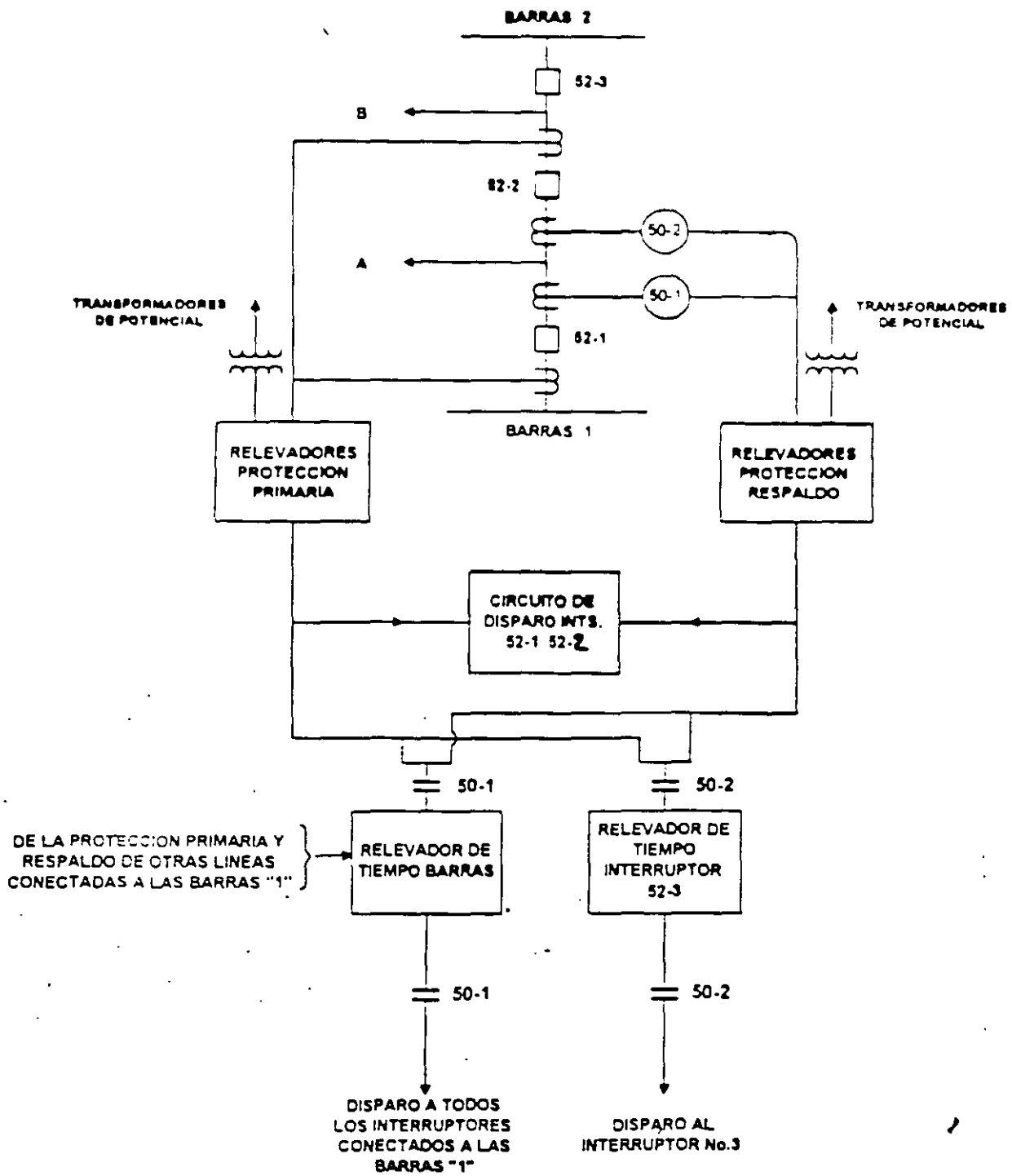


FIGURA 16



**FIGURA 17**  
**ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR PARA LINEA**  
**CONECTADA EN UN ARREGLO CON INTERRUPTOR Y MEDIO**

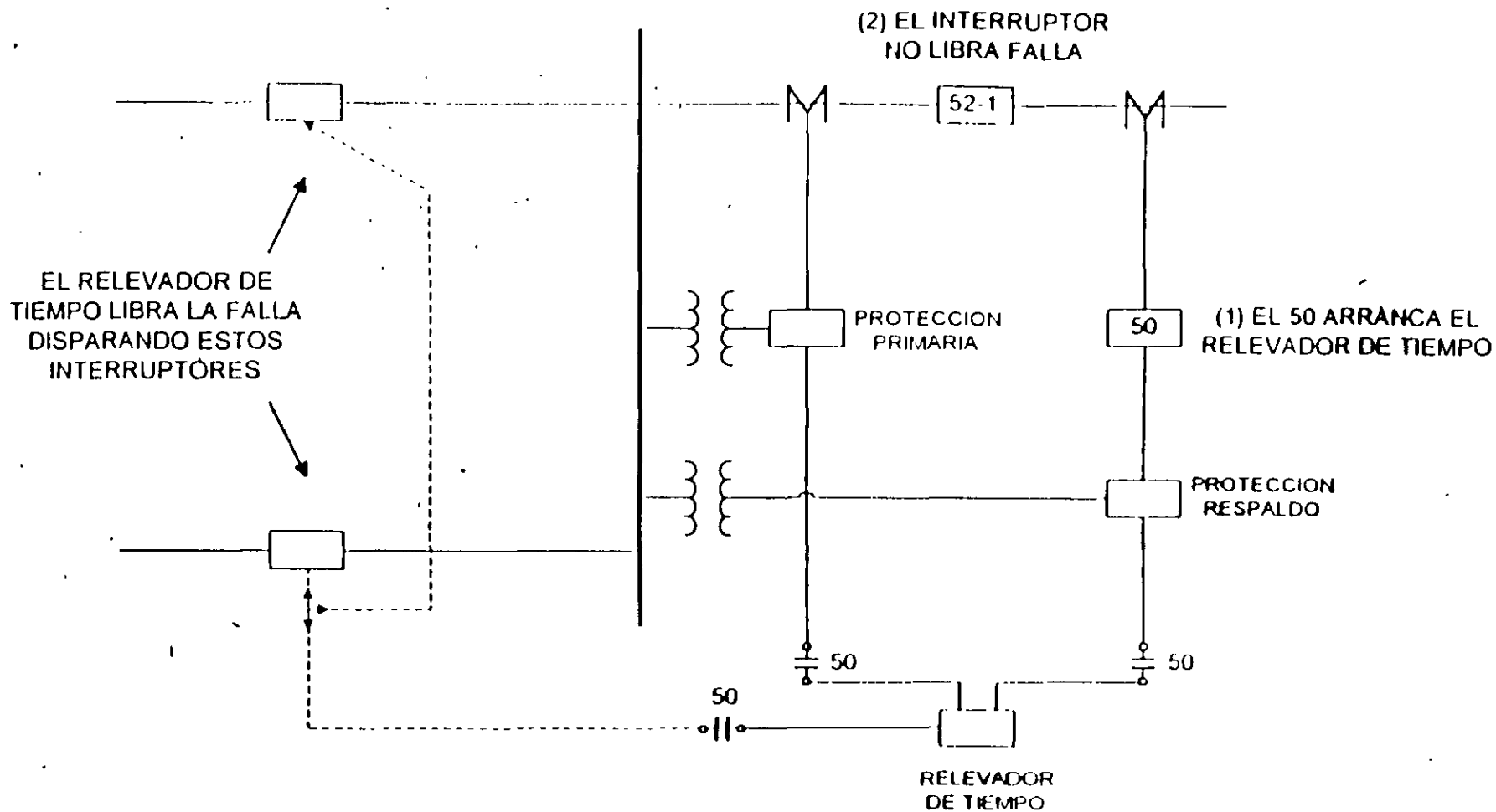
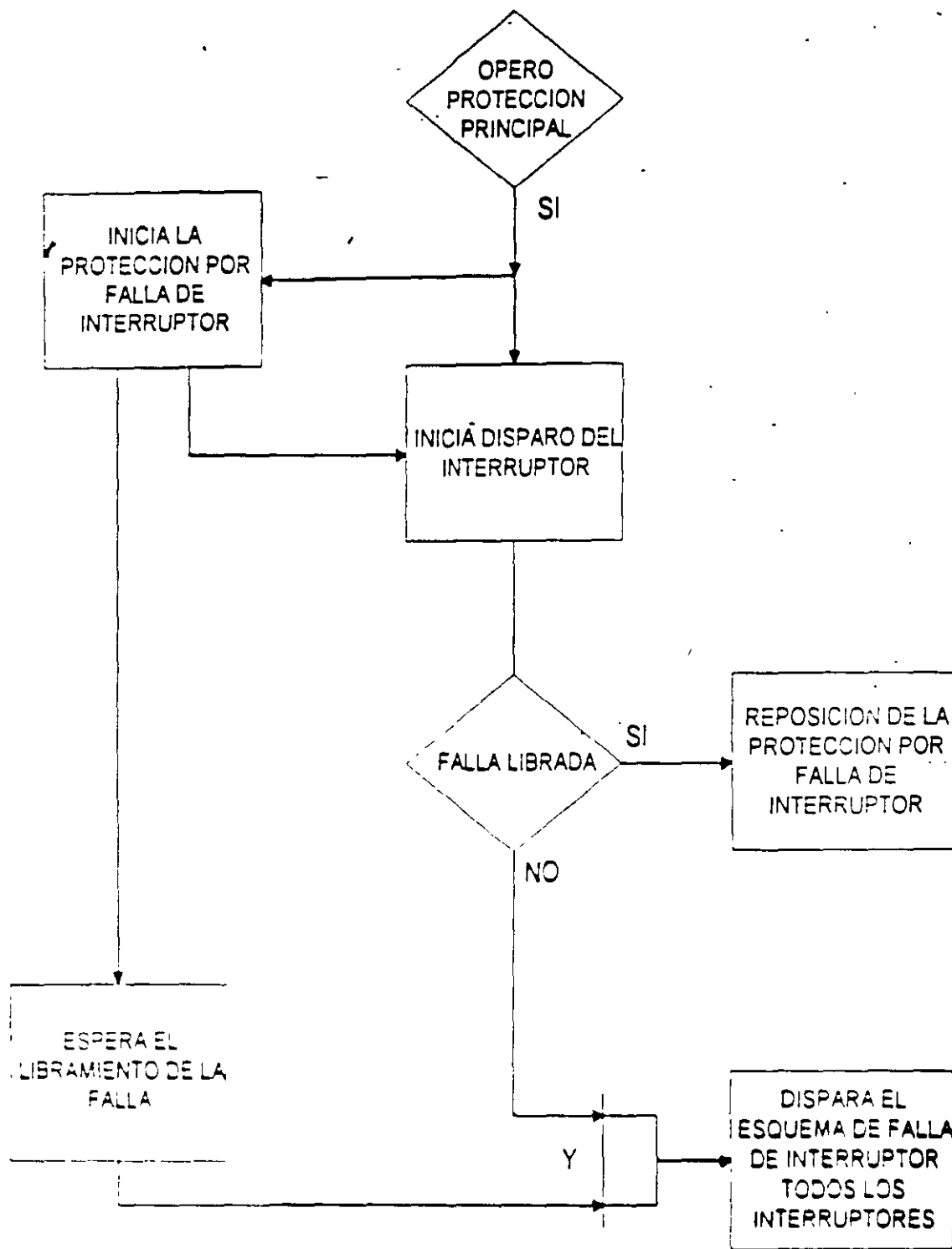


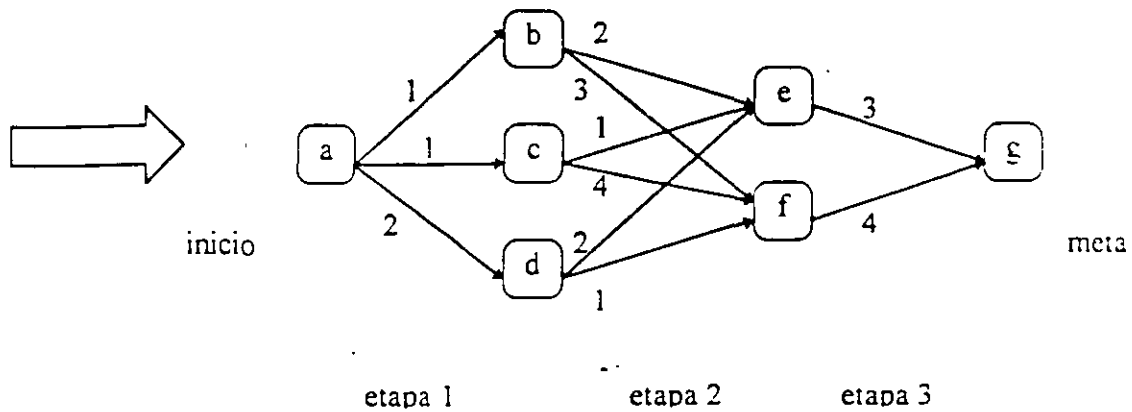
FIGURA 14  
PROTECCION POR RESPALDO LOCAL





**FIGURA 15**  
**DIAGRAMA LOGICO DEL ESQUEMA BASICO**  
**DE LA PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR**

Programación Dinámica hacia adelante (DP Forward).



En el gráfico superior se muestran 6 estados y tres etapas, en cada transición se escribe el costo asociado, halle la trayectoria de costo mínimo con programación dinámica hacia atrás.

El problema también se puede arreglar por etapas e ir seleccionando el mejor resultado parcial en cada columna de la manera siguiente:

etapa 1	b	c	d
a	1	1	2

a-b y a-c son trayectorias de costo mínimo

etapa 2	e	f
b	2+1=3	3+1=4
c	1+1=2	4+1=5
d	2+2=4	1+2=3

c-e costo mínimo de la columna e  
d-e costo mínimo de la columna f

etapa 3	g
e	3+2=5
f	4+3=7

e-g costo mínimo de la columna g

Al final del encadenamiento de la información obtenida se resuelve que la trayectoria óptima es: a,c,e,g cuyo costo es de 5 que es el valor mínimo obtenido después de la última etapa

# ASIGNACIÓN DE UNIDADES

## 1.1 INTRODUCCIÓN

Si se observa el patrón que sigue la demanda de los consumidores en un sistema eléctrico de potencia se tiene que esta característica es completamente irregular, como se muestra en la Figura 1.1. Esta característica es periódica por días y semanas pero teniendo mayor demanda por las tardes y noches que en las madrugadas y un patrón diferente los fines de semana que los otros días, mayor demanda un jueves que un domingo. Con estos patrones irregulares para la demanda algunas unidades de generación deben entrar y salir del sistema y otras solo cambiar su aportación en potencia.

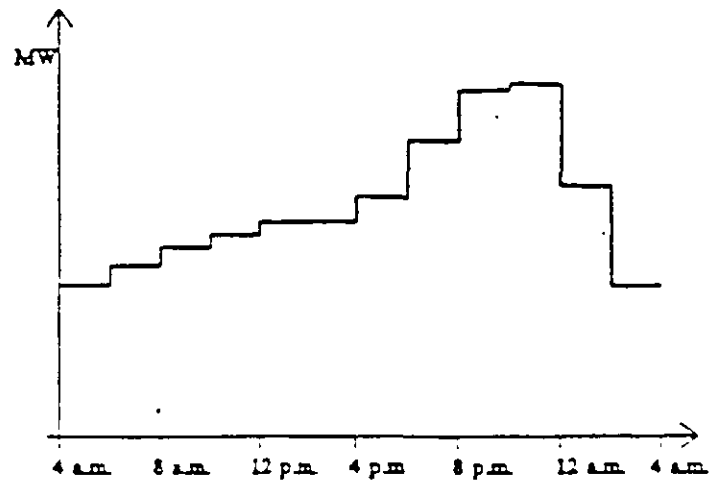


Figura 1.1 Patrón de Demanda

El problema de decidir cuales unidades entran en operación, encendidos y apagados en algunas de las unidades y la cantidad de potencia entregada para satisfacer una carga determinada a una hora del día, procediendo con un estado económico de operación y cumplir con los índices de confiabilidad se le conoce como *Asignación de Unidades*. Una apropiada asignación de unidades puede dar como resultado ahorros por consumo de combustibles y costos menores en la operación del sistema de potencia.

Debido a la gran variedad de alternativas, combinaciones y a las restricciones de costos asociados con el arranque y paro de las unidades y el mantenimiento de los generador

vapor se requiere de técnicas apropiadas para la selección dentro del conjunto de unidades disponibles. Las unidades de generación deben combinarse para satisfacer la demanda de los consumidores, cumplir con el intercambio entre áreas, tener suficiente reserva operativa y un margen adecuado de regulación tales que permitan, en caso de emergencia, responder con prontitud. Las restricciones en la disponibilidad de combustibles, en el arranque-paro, el tiempo en el cual toman carga las unidades, y las inherentes al personal que opera las plantas deben ser tomadas en cuenta.

Una manera práctica de resolver el problema sería sólo asignar el número mínimo de unidades, todas ellas operando a su máxima capacidad pero incurriendo en los riesgos de no cumplir con los márgenes de seguridad establecidos. Otra manera es mantener todas las unidades a su mínima capacidad evitando cumplir con la minimización de costos. Para plantear una solución al problema de asignación de unidades es preciso e indispensable tener un pronóstico de la demanda durante el período de tiempo en el cual se pretende hacer la asignación de unidades.

## 1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS UNIDADES

Un primer enfoque en la solución del problema es clasificar las unidades de generación según su capacidad nominal, jerarquías en la operación, tipo de combustible y las restricciones a las cuales están sujetas, teniéndose para un sistema de potencia el siguiente tipo de unidades:

*Unidades Base.* Estas unidades son las de gran capacidad y las variaciones de entrega son mínimas, siempre están sincronizadas al sistema, mantienen los índices de confiabilidad y únicamente salen por mantenimiento o por falla.

*Unidades de Entrada.* Son unidades de mediana capacidad que están listas para sincronizarse al sistema por períodos de tiempo no muy prolongados.

Algunas de estas unidades tienen carga fija y son generadores de plantas que tienen ya tiempo de estar operando. Por lo general tardan tiempo en operar a plena carga.

#### *Unidades Pico.*

Este tipo de generadores usualmente son unidades cuyo costo de producción es elevado y entran en las horas de máxima demanda o en el pico de demanda; dentro de este tipo están las unidades turboturbogas de rápida entrada al sistema. Por su alto costo y condiciones de operación son las últimas en ser asignadas.

Con las clasificaciones anteriores se puede implementar una preasignación de unidades como se muestra en la Figura 1.2. Las unidades son asignadas según su tipo hasta satisfacer la demanda.

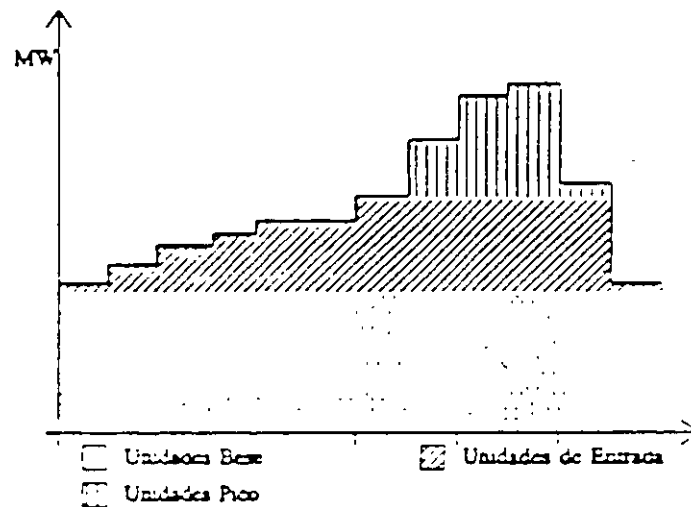


Figura 1.2 Asignación de Unidades

De la figura anterior se puede visualizar las unidades salen del sistema a una determinada hora. Existen diferentes criterios y reglas para el apagado de unidades así como la selección del orden de encendido y asignación. Esto se aplica cuando se plantea la solución mediante una *Lista de Prioridades*. Una vez que se conocen las unidades se propone un despacho económico de generación para encontrar un punto óptimo de operación.

### 1.3 RESTRICCIONES DE LAS UNIDADES GENERADORAS.

Cuando se trata de resolver el problema de Asignación de Unidades la interpretación que se da a las restricciones operacionales de los generadores es muy importante; de ello depende su entrada o salida del sistema. Los generadores de vapor gradualmente alcanzan su presión y temperatura, sus puntos de apertura y el cierre de válvulas. El personal que trabaja en las plantas también presentan restricciones al problema, ya que si existen varias unidades, estas generalmente no pueden entrar todas a la vez. Sin embargo la principal restricción a satisfacer es la demanda misma, todas las unidades asignadas deben de cumplir con la demanda requerida por los consumidores. La segunda restricción en importancia es la reserva rodante o el margen de regulación en las máquinas. Algunas de las restricciones pertenecientes a las características operacionales de las unidades son las siguientes:

- *Tiempo Mínimo de Asignación.* Es el tiempo mínimo en el cual la unidad debe de permanecer en el sistema, es decir que una vez es sincronizada la unidad ésta no debe ser apagada inmediatamente.
- *Tiempo Mínimo de Reentrada.* Es el tiempo mínimo en el cual la unidad permanece en espera, antes de ser reincorporada al sistema, es decir, una vez que la unidad es desconectada existe un tiempo mínimo antes de ser reasignada.
- *Rampas de Carga.* Una vez que entra una unidad con su potencia mínima de salida no puede dar de inmediato su máxima capacidad; sino hasta un cierto tiempo. La potencia de salida de la unidad se representa por una rampa de carga; donde los ejes son potencia de salida contra tiempo. En una oposición a cambios en la potencia de salida, también está regida por la caldera, el gobernador de la turbina y el regulador automático de voltaje (RAV).
- *Restricciones de Personal.* Algunas plantas tienen límites en cuanto al personal para el manejo de la planta, lo cual no permite que simultáneamente se enciendan o apaguen dos o más unidades.

- *Prioridades de encendido.* Debido a que existen políticas de operación, seguridad y confiabilidad por parte de los Centros de Control, dependiendo del tipo de unidad algunos generadores son asignados primero que otros y existe un estricto orden de encendido, esto es muy importante ya que dicta la pauta en el proceso de solución.
- *Potencia Mínima y Máxima.* Son las potencias de salida mínima y máxima a la cual pueden operar las unidades. Los valores son proporcionados por el fabricante u obtenidos por la experiencia de los operadores.
- *Unidades con carga fija.* Este tipo de unidades son de baja o mediana capacidad y su aportación en potencia es fija o de poca variación, generan a su capacidad nominal.

### 1.3.1 Reserva Rodante.

Por reserva rodante se entiende la capacidad energética disponible por el sistema de potencia para responder en caso de la pérdida de una unidad, desconexión de algún elemento o fluctuaciones no previstas en la carga; es una energía de reserva que se especifica por unidad, planta de generación o área de control. También es conocida como margen de regulación. Se establece como un porcentaje de la demanda total, mientras más grande sea este valor mayor será la capacidad del sistema ante alguna contingencia.

Es común que la reserva rodante sea compartida por todas las unidades y es asignada en función de la rapidez de cambio de las unidades, esto debido a que algunas unidades responden más rápido que otras (rampas de carga). Si la reserva es encomendada a las unidades que están apagadas pero que pueden entrar rápidamente, esto no se considera correcto debido a que en ciertas perturbaciones es necesario que la respuesta sea rápida y existe cierto tiempo entre la sincronización de la unidad y el que alcance su máxima capacidad. De lo anterior se deduce que las unidades generadoras en un sistema de potencia se encuentran clasificadas de acuerdo a dos tipos de reserva.

- *Reserva Caliente.* Capacidad de energía proporcionada por las unidades que se encuentran sincronizadas al sistema y de la cual se puede disponer rápidamente.

- *Reserva Fría* Se considera a la disponible en las unidades que no estén sincronizadas y que pueden entrar al sistema en caso de alguna contingencia. Algunas de estas unidades pueden entrar desde cero como la unidades turbo-gas y otras como las unidades térmicas convencionales, se mantienen con las condiciones necesaria de temperatura y presión en la caldera necesarias para evitar demoras en su entrada al sistema.

La cantidad de reserva rodante, las unidades que participan en ella así como el intercambio de potencia entre áreas son coordinados por un comité de confiabilidad y seguridad. Las unidades asignadas deben cumplir con la siguiente restricción.

$$\sum_{Und} PG \geq Demanda + Reserva \quad (1.1)'$$

Lo anterior se observa en la Figura 1.3.

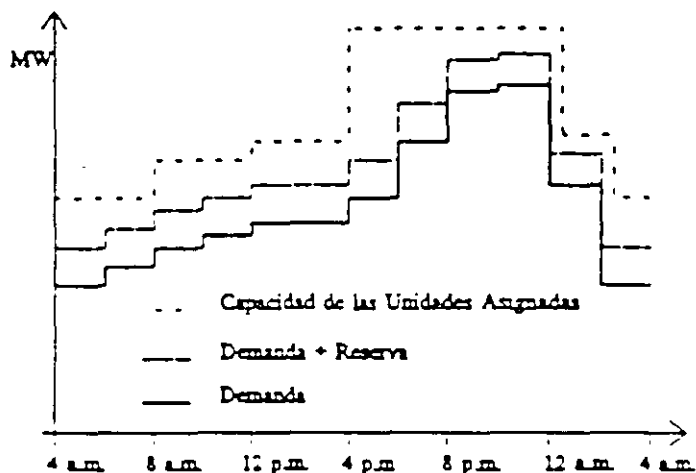


Figura 1.3 Capacidades y demanda.

De los principios anteriores se deduce la siguiente regla de la asignación de unidades, *suficientes*: unidades deben ser asignadas para satisfacer la demanda.

### 1.3.2 COSTOS DE GENERACIÓN

El costo de producción de una unidad de generación depende de varios factores: el costo del combustible, el costo incremental de la unidad, punto de operación, etc. Para los estudios de



asignación de unidades se consideran dos tipos de costos:

1) Costo Promedio. Es el costo que presenta una unidad para satisfacer una parte de la carga, se considera el costo incremental a plena carga de la unidad. Depende del punto de operación de la unidad (el cual puede ser el punto de máxima eficiencia) y el costo del combustible, se expresa en \$/MW-Hr. Si no se conoce el costo incremental, se calcula a partir de la curva de entrada-salida.

2) Costo de Transición. Este costo se asocia al cambio de estado de una unidad; este cambio es debido al encendido o al apagado de la unidad. En algunos casos no se consideran costos por el apagado de una unidad. El costo por arranque de una unidad se puede encontrar de dos formas:

i) Dependencia del Tiempo. El costo de arranque de una unidad depende del tiempo en que estuvo apagada y de la condición en la cual se encuentra la caldera si está *embotellada* ó *arranca en frío*.

$$\text{Costo}_{\text{frío}} = C_o(1 - e^{-\alpha t}) + K$$

$C_o$  = Costo de arranque de la caldera fría.

$\alpha$  = Constante térmica de la unidad.

$t$  = Tiempo en que la unidad estuvo apagada.

$K$  = Costo de mano de obra por arranque.

$$\text{Costo}_{\text{embotellada}} = C_e t + K \quad (1.3)$$

$C_e$  = Costo por mantener embotellada la caldera.

$t$  = Tiempo en el cual se mantuvo embotellada la caldera.

ii) Costo Fijo. El costo de arranque de una unidad se considera como una cantidad fija e independiente del tiempo de paro. Se considera dentro de este costo al costo de mano de obra y al costo promedio del combustible utilizado para el arranque.

## 1.4 TÉCNICAS DE SOLUCIÓN.

El determinar cuales unidades deben participar para satisfacer la demanda es una tarea compleja. En la literatura se han presentado diferentes metodologías que han tratado de resolver la asignación de unidades térmicas, encontrándose las siguientes:

- Lista de Prioridades.<sup>[8,12]</sup>
- Programación Entera.<sup>[11]</sup>
- Programación Dinámica.<sup>[1-5]</sup>
- Relajación del Lagrangiano.<sup>[6,7,8]</sup>
- Métodos Heurísticos.<sup>[9,10]</sup>

Cada una de las formulaciones mencionadas presenta ventajas y desventajas. Unas son más complejas que otras y otras requieren de una gran cantidad de datos para su ejecución. La selección del método de solución depende de: los tipos de unidades involucradas, de las bases de datos disponibles, las restricciones, el equipo de computo, la dimensionalidad de problema, etc.

En la actualidad los métodos más usados están basados en la programación dinámica y la programación entera, debido principalmente a que con la computadora digital es posible implementar programas de asignación de unidades a sistemas de gran escala y que manejan una gran cantidad de restricciones. Las listas de prioridades en combinación con las políticas de operación fueron el primer intento de solución al problema; los métodos heurísticos son una combinación de listas de prioridades, de la programación dinámica y de las técnicas de inteligencia artificial.

### 1.4.1 Métodos de Enumeración.

Se considera al problema de asignación de unidades como la búsqueda de la combinación de unidades que satisfaga la demanda de una manera económica, dentro de un grupo de unidades disponibles. Por ejemplo si se tienen 15 unidades disponibles y se desea seleccionar la combinación ideal de 8 que suministran la carga, por medio de un análisis

combinatorio se tiene el siguiente número de eventos posibles:

$$\binom{15}{8} = \frac{15!}{8! \times 7!} = 6,435$$

De las 6,435 combinaciones muchas son infactibles, sin embargo, el proceso de evaluarlas se vuelve tedioso y lento aún computacionalmente. Métodos alternativos de evaluación han sido propuestos tales como la Programación Dinámica; dicha formulación se describe posteriormente. Para entender la tarea de encontrar la combinaciones posibles se plantea el siguiente ejemplo:

#### EJEMPLO 1A

Se tiene cuatro unidades con las características establecidas en Tabla 1.2. Se desea ordenarlas de manera descendente de acuerdo a su capacidad máxima. Los resultados se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Ejemplo 1A

Características de las Unidades		
Unidad	$P_{Min}$	$P_{Max}$
1	40	160
2	80	280
3	80	400
4	80	200

Tabla 1.2 Ordenamiento de las Unidades

Estado	Combinación	Capacidad Máxima
15	1 1 1 1	1,040
14	0 1 1 1	880
13	1 1 1 0	840
12	1 0 1 1	760
11	0 1 1 0	680
10	1 1 0 1	640
9	0 0 1 1	600
8	1 0 1 0	560
7	0 1 0 1	480
6	1 1 0 0	440
5	0 0 1 0	400

4	1 0 0 1	360
3	0 1 0 0	280
2	0 0 0 1	200
1	1 0 0 0	160
0	0 0 0 0	0

#### 1.4.2 LISTA DE PRIORIDADES.

Una solución más objetiva al problema de asignación de unidades es formar una lista de prioridades, donde las unidades son asignadas en un orden previamente establecido; hasta cumplir con la carga y los requerimientos de reserva. El orden en el cual son acomodadas las unidades se rige por los siguientes criterios:

- Mínimo Consumo Incremental.
- Tiempos de Permanencia.
- Tipo de Unidad.
- Jerarquías en la Operación.

En ésta metodología todas las unidades deben cumplir con sus propias restricciones. Un método para calcular el orden de prioridades con mínimo costo es la formulación con mínimo costo incremental. El método consiste en que conociendo la curva de entrada-salida para un modelo cuadrático.

$$F = a + bP + cP^2 \quad (1.4)$$

su consumo incremental (*Cost Rate*) se expresa como:

$$HR = \frac{F}{P} = \frac{a}{P} + b + cP \quad (1.5)$$

y la potencia para el mínimo consumo incremental se determina como:

$$\frac{d(HR)}{dP} = -\frac{a}{P^2} + c = 0 \quad P=P^* \quad (1.6)$$

$$P^* = \pm \sqrt{\frac{a}{c}}$$

Con la potencia óptima se determina el mínimo consumo incremental.

$$HR_{Min} = \frac{a}{P^*} + b + cP^* \quad (1.7)$$

Después de haber calculado el mínimo consumo incremental las unidades son ordenadas desde respecto al CR en forma ascendente. Lo anterior se ilustra mejor con el siguiente ejemplo:

### EJEMPLO 1B

Formar la lista de prioridades para la asignación de unidades mediante el criterio de mínimo consumo incremental. Los datos de las unidades que se muestran en la Tabla 1.3. Los resultados se presentan en la Tabla 1.4.

Tabla 1.3 Datos de las Unidades.

Unidad No.	Coeficientes de Entrada-Salida			Potencia (MW)	
	a	b	c	Min.	Max.
1	111.5	3.0	0.005	40	160
2	120.0	4.0	0.002	80	280
3	115.0	2.5	0.001	90	400
4	110.0	3.9	0.003	80	200

Con las ecuaciones anteriores se calculan las potencias óptimas  $P^*$  y el valor de  $HR_{Min}$ , y se ordenan de manera ascendente respecto al  $HR_{Min}$ .

Tabla 1.4 Lista de Prioridades.

Unidad	$P^*$	$HR_{Min}$	Capacidad
3	339.11	3.178	400
1	149.30	4.493	400 + 160 = 560
2	244.95	4.980	560 + 280 = 840
4	191.48	5.049	840 + 200 = 1,040

De esta forma las unidades se van incorporando al sistema dependiendo de la demanda presentada. Cuando la carga disminuye se consideran los siguientes criterios para el apagado o desconexión de unidades

- Si la carga disminuye se puede considerar para desconectar una unidad siempre que haya cumplido con el tiempo mínimo de permanencia.
- Determinar cuánto tiempo la carga seguirá disminuyendo hasta el momento que empiece a aumentar, esto para ver si la unidad que se piensa desincorporar cumple con el mínimo tiempo de apagado. Si no se cumple con este criterio las unidades deberán decrementar su aportación de potencia.
- Para la condición anterior se debe de cumplir con el criterio de mínimo costo. En otras palabras se debe calcular si es más eficiente apagar la unidad y después volverla a encender o que sólo se disminuya la potencia de salida de todas las unidades.

## 1.5 PROGRAMACIÓN DINÁMICA.

Una de las alternativas en la solución al problema de asignación de unidades es la *Programación Dinámica*. La cual consiste en un procedimiento metódico el cual sistemáticamente evalúa un número determinado de posibles decisiones para problemas de pasos múltiples. Es una técnica rápida, no-iterativa y que encuentra el arreglo óptimo de las unidades deben ser asignadas.

La esencia de la *Programación Dinámica* es que el problema de encontrar el punto óptimo de la potencia entregada por varias unidades, para una carga dada, es substituido por el problema de seleccionar el tipo de unidades y al mismo tiempo encontrar la cantidad de potencia entregada por estos generadores siempre que su carga que se pueda ubicar entre las capacidades mínimas y máxima de las unidades. Se debe además cumplir con las restricciones establecidas para cumplir con los márgenes de seguridad y calidad establecidos para una etapa fija de tiempo; pudiendo esta ser de una hora. Se toma la decisión de cómo y cuáles unidades deben suplir la demanda en esa etapa. En la siguiente etapa se usa la información proporcionada por la etapa anterior para inferir sobre la mejor decisión o grupo de decisiones posibles.

Se continúa avanzando en el tiempo evaluando decisiones en cada etapa hasta llegar al final

del período de estudio. En esta parte del problema se va en sentido contrario, es decir, hacia atrás en el tiempo, evaluando cual fue la mejor decisión y se traza el despacho de potencia de las unidades, así como los estados de operación de los generadores (encendido o apagado). A este proceso de solución se le conoce como *Programación Dinámica Hacia Adelante* con búsqueda de camino óptimo hacia atrás. Existe otro procedimiento alternativo llamado *Programación Dinámica Hacia Atrás*, el cual procede de manera inversa al primero, se tiene un estado final y se avanza en el tiempo hacia atrás. Este método fue el primero en ser implementado pero se descartó debido a que no permite incluir muchos aspectos prácticos del estudio.

Para implementar el algoritmo de programación dinámica se toman las siguientes consideraciones:

1. Un estado consiste en un arreglo de unidades.
2. El costo de arranque se considera como una cantidad fija.
3. No existen costos por paro de unidades.
4. Se consideran prioridades y jerarquías en las unidades, una cantidad fija especificada de carga es suministrada por la generación base y la demás carga es suministrada por otro tipo de unidades.
5. Por estado factible se entiende aquel en el que se puede cumplir con la demanda y los requerimientos de reserva.
6. No se consideran pérdidas de transmisión.

#### 4.6.1 PROGRAMACIÓN DINÁMICA HACIA ADELANTE.

La solución mediante programación dinámica hacia adelante se obtiene por la siguiente ecuación recursiva, donde se parte de una condición inicial y se continua hacia adelante evaluando posibles decisiones. Esta formulación fue propuesta por Pang<sup>21</sup> y mejorada por Snyder et al.<sup>11</sup>.

$$F_{\text{cost}}(K,J) = \text{Min}_{(L)} [P_{\text{cost}}(K,J) + S_{\text{cost}}(K-1,L;K,J) + F_{\text{cost}}(K-1,L)] \quad (1.8)$$

donde:

$F_{cost}(K,I)$  = Costo mínimo total al llegar al estado  $(K,I)$

$P_{cost}(K,I)$  = Costo de producción del estado  $(K,I)$

$S_{cost}(K-1,L;K,I)$  = Costo de transición del estado  $(K-1,L)$  al estado  $(K,I)$

Donde el estado  $(K,I)$  es la *iésima* combinación a la hora  $K$ . Cuando la combinación  $(K,I)$  resulta en un estado factible, es decir que satisface la demanda, resulta en un costo de producción total  $P_{cost}(K,I)$ . Este costo se encuentra mediante un despacho económico sin pérdidas o mediante aportaciones promedio de las unidades. El costo de transición  $S_{cost}(K-1,L;K,I)$  se tiene por la posibilidad de arranque y/o paro de ciertas unidades. El costo mínimo acumulado al llegar a la combinación de la etapa anterior  $(K-1,L)$  es  $F_{cost}(K-1,L)$ . Si la suma de estos costos es mínima para un número posible de combinaciones  $\{L\}$  se considera que la decisión es correcta. Para evitar el evaluar un gran número de combinaciones en la etapa anterior, en la etapa actual se consideran dos nuevas variables  $X$  y  $N$  que permiten un control en las combinaciones y etapas.

$X$  = Número de estados en cada período.

$N$  = Número de estrategias o caminos guardados en cada etapa.

El control de estrategias de transición por medio de las variables  $X$  y  $N$  se muestran en la Figura 1.4

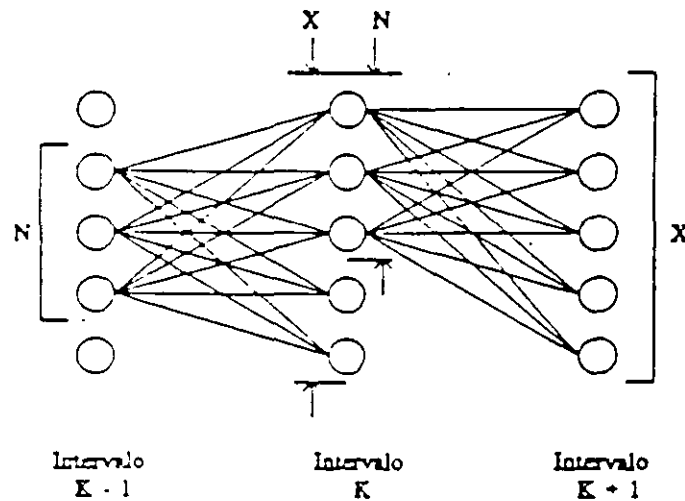


Figura 1.4 Control de estrategias



El algoritmo de asignación de unidades mediante programación dinámica hacia adelante se presenta en la Figura 1.5, las variables de control son  $X = 5$  y  $N = 3$ , significa que se guardan en cada etapa sólo los tres estados factibles más económicos, seleccionados por medio de sólo las cinco trayectorias mejores. Sin embargo no se asegura que reduciendo el proceso de búsqueda se encuentre el camino óptimo, pero se gana reduciendo el esfuerzo computacional.

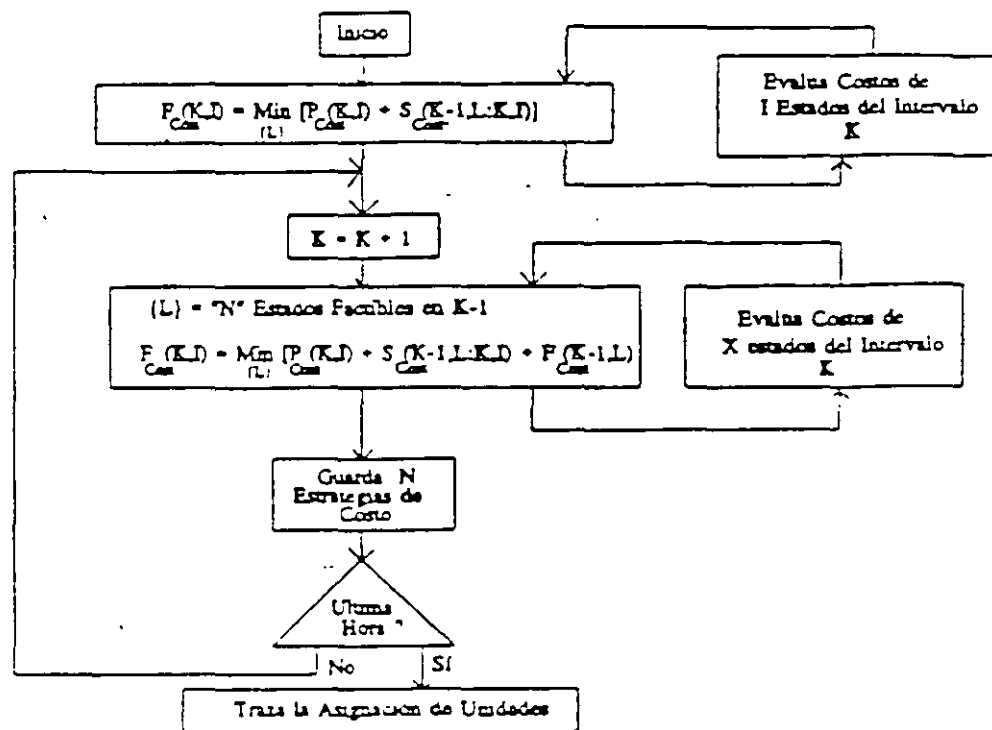


Figura 1.5 Asignación de Unidades via Programación Dinámica

Existe un procedimiento alternativo para la búsqueda de la trayectoria óptima que consiste en hacer una preclasificación de unidades y en proponer una *ventana* de búsqueda dependiendo ésta principalmente de que tipo de unidades se trate y de su importancia en el sistema. En la Figura 1.14 se muestra en la primera columna las unidades ordenadas para la programación dinámica y en la otra columna un ordenamiento conforme al tipo de unidades.

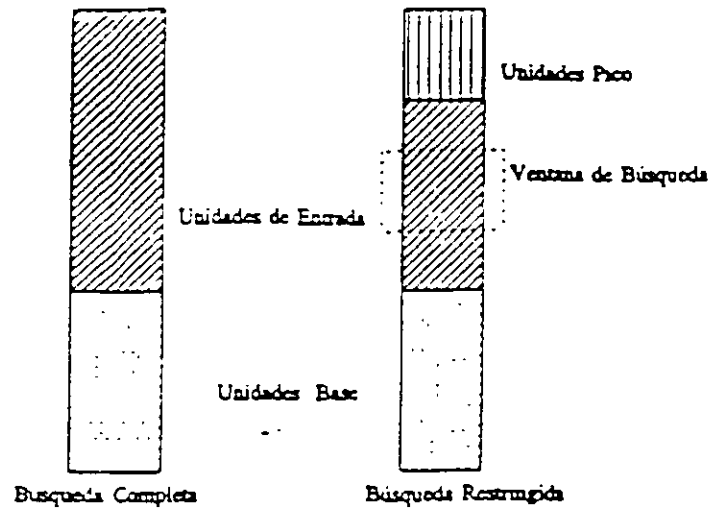


Figura 1.6 Tipos de Búsqueda en Programación Dinámica.

El algoritmo anterior se conoce como *Programación Dinámica Truncada* debido a que la búsqueda de la trayectoria óptima es reducida por truncamiento en el número de combinaciones a revisar. En los últimos años la investigación en éste campo se ha concentrado en reducir el proceso de búsqueda, minimizando el tiempo de ejecución, y tratando de encontrar el punto óptimo de operación que cumpla con todas las restricciones.

#### EJEMPLO 1C:

Se desea realizar una asignación de unidades via programación dinámica hacia adelante, dadas las siguientes características de las unidades, restricciones, costos, patrón de demanda y condiciones iniciales.

Unidad	$P_{Min}$	$P_{Max}$	Costo sin Carga \$/hr	Costo a Carga plena \$/MW-hr	Tiempo Mínimo Perman.	Tiempo Mínimo Apagado
1	25	80	213.00	23.54	4	2
2	60	250	585.62	20.34	5	3
3	75	300	684.74	19.74	5	4
4	20	60	252.00	28.00	1	1

Las condiciones iniciales y el patrón de demanda vienen dados por:

Condiciones Iniciales		Costos de Arranque		
Unidad	Horas Dentro (+) Fuera (-)	Arranque en Caliente (\$)	Arranque en Frio (\$)	Tiempo de Arranque Frio
1	-5	150	350	4
2	8	170	400	5
3	8	500	1,100	5
4	-6	0	0	0

Patron de Demanda	
Hora	Carga (MW)
1	450
2	530
3	600
4	540
5	400
6	280
7	290
8	500

Se sugiere además un estricto orden de encendido en las cuatro unidades que esta proporcionado por:

Proridades de Encendido: U-3 + U-2 + U-1 + U-4

Se procede primero con una análisis combinatorio para detectar los estados factibles que cumplen con los requerimientos de demanda mas reserva y la restricciones propuestas.

### ESTADOS FACTIBLES

- 1) Análisis Combinatorio

Estado	Combinación	Capacidad Máxima
15	1 1 1 1	690
14	1 1 1 0	630
13	0 1 1 1	610
12	0 1 1 0	550
11	1 0 1 1	440
10	1 1 0 1	390
9	1 0 1 0	380
8	0 0 1 1	360
7	1 1 0 0	330
6	0 1 0 1	310
5	0 0 1 0	300
4	0 1 0 0	250
3	1 0 0 1	140
2	1 0 0 0	80
1	0 0 0 1	60
0	0 0 0 0	0

De acuerdo a las prioridades de encendido se obtienen los estados factibles.

Estado	Combinación	Capacidad Máxima
5	0 0 1 0	300
12	0 1 1 0	550
14	1 1 1 0	630
15	1 1 1 1	690

Tomando en cuenta las restricciones operativas se encuentra el estado inicial (Factible)

12	0 1 1 0	550
----	---------	-----

Hora 1: Demanda = 450 MW. Se muestran los estados factibles.

Estados Factibles { 0110 , 1110 , 1111 }  
{ 12 , 14 , 15 }

según la ecuación de recursividad:

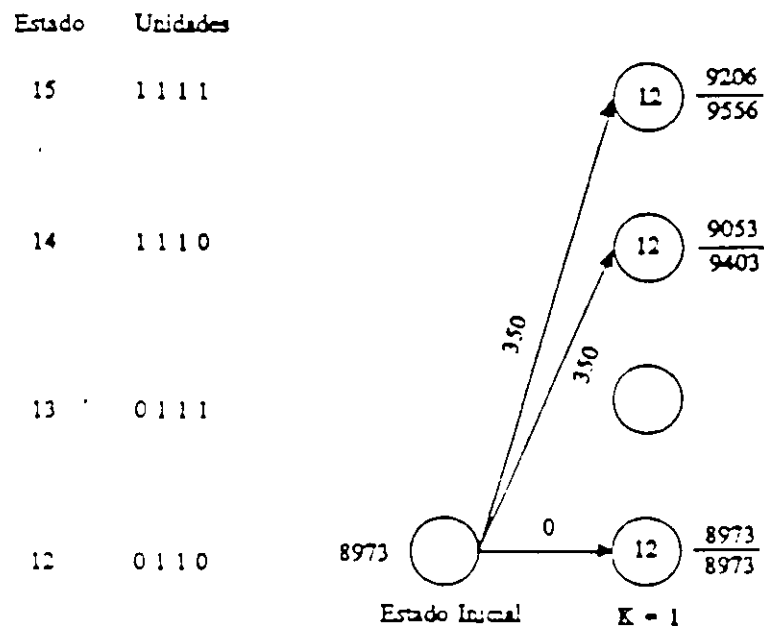
$$F_{com}(K,L) = \text{Min}_{(L)} [P_{com}(K,L) + S_{com}(K-1,L;K,L) + F_{com}(K-1,L)]$$

A la hora k=1 se tendrá.

Edo. 1

$$\begin{aligned}
 15 \quad F_{\text{cost}}(1,15) &= P_{\text{cost}}(1,15) + S_{\text{cost}}(0,12,1,15) \\
 &= 9206 + 350 = 9556 \\
 14 \quad F_{\text{cost}}(1,14) &= P_{\text{cost}}(1,14) + S_{\text{cost}}(0,12,1,14) \\
 &= 9053 + 350 = 9403 \\
 12 \quad F_{\text{cost}}(1,12) &= P_{\text{cost}}(1,12) + S_{\text{cost}}(0,12,1,12) \\
 &= 8973 + 0 = 8973
 \end{aligned}$$

Al evaluar la ecuación de recursividad se tiene lo siguiente:



Avanzando en el tiempo se analiza la siguiente hora.

Hora 2: Demanda = 550 MW

Estados Factibles { 0110 , 1110 , 1111 }

{ 12 , 14 , 15 }

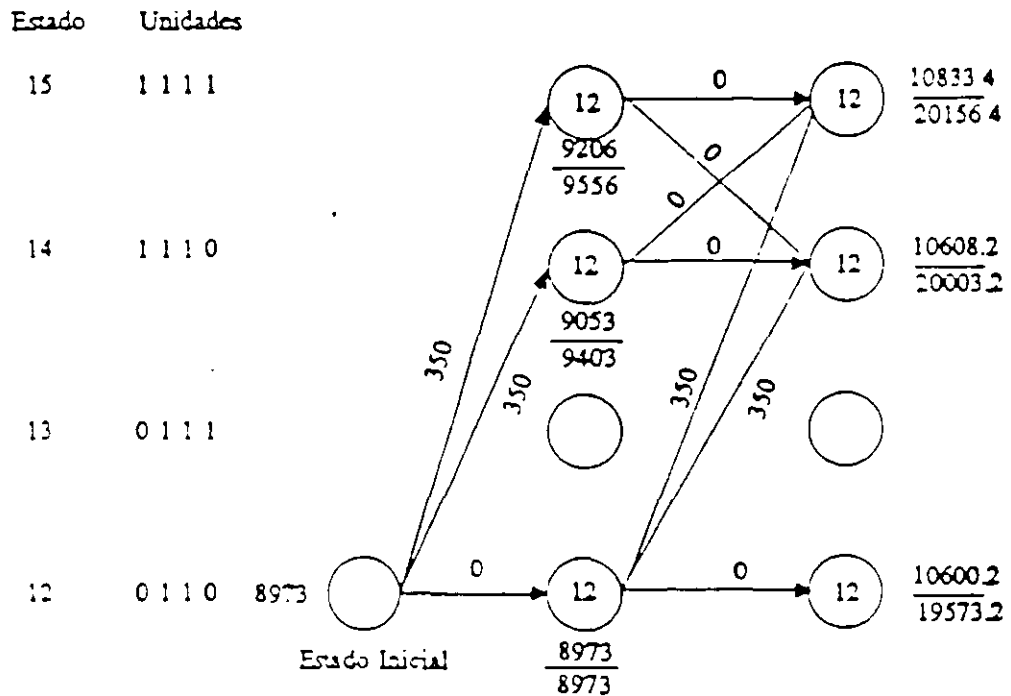
A la hora  $k=2$  se tendrá:

Edo. 1

$$15 \quad F_{\text{cost}}(2,15) = \text{Min}_{\{12,14,15\}} [P_{\text{cost}}(2,15) + S_{\text{cost}}(1,L,2,15) + F_{\text{cost}}(1,L)]$$

$$\begin{aligned}
 &= \text{Min: } 10833.4 + (350 + 8973) \\
 &10833.4 + (0 + 9403) \\
 &10833.4 + (0 + 9556) \\
 &= 20156.4 \\
 \\
 14 \ F_{\text{cost}}(2,14) &= \text{Min}_{(14,15)} [P_{\text{cost}}(2,14) + S_{\text{cost}}(1,L:2,14) + F_{\text{cost}}(1,L)] \\
 &= \text{Min: } 10680.2 + (350 + 8973) \\
 &10680.2 + (0 + 9403) \\
 &10680.2 + (0 + 9556) \\
 &= 20003.2 \\
 \\
 12 \ F_{\text{cost}}(2,14) &= \text{Min}_{(12)} [P_{\text{cost}}(2,12) + S_{\text{cost}}(1,12:2,12) + F_{\text{cost}}(1,12)] \\
 &= \text{Min: } 10600.2 + (0 + 8973) \\
 &= 19573.2
 \end{aligned}$$

Para la hora 2 se tendrá:



y así sucesivamente se evalúan las etapas para los posibles estados, la asignación final se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1.5 Asignación Final

Hora	Carga	Unidad			
		1	2	3	4
1	450	0	1	1	0
2	530	0	1	1	0
3	600	0	1	1	1
4	540	0	1	1	0
5	400	0	1	1	0
6	280	0	0	1	0
7	290	0	0	1	0
8	500	0	1	1	0

#### 1.6.1 Programación Dinámica y Despacho Económico de Unidades Térmicas.

Se puede considerar al problema de asignación de unidades primero como un problema de decisión del estado de operación de las unidades y después como la búsqueda de la cantidad de potencia suministrada por las unidades asignadas mediante el despacho económico de generación por cada estado posible. Lo anterior produce un gran esfuerzo computacional para satisfacer las restricciones y evaluar el proceso de búsqueda de la solución.

La programación dinámica es aplicable a problemas que requieren una secuencia de decisiones interrelacionadas en cada etapa o pasos del problema. Con el principio anterior, un eficaz planteamiento de la ecuación de recursividad y aplicando el principio de optimalidad se puede resolver en un solo paso la asignación de unidades y el despacho económico de generación.

Estas fueron las bases para la formulación del primer algoritmo de solución para la obtención de la asignación de unidades vía programación dinámica. Las consideraciones que se tomaron en cuenta para su implementación son las siguientes:

1. Todas las unidades se encuentran disponibles.
2. No se consideran tiempos de permanencia y espera.

3. Se desprecian pérdidas de transmisión.
4. El Despacho Económico se resuelve mediante pasos discretos.
5. Existe un orden de pre-asignación, aunque éste no es determinante en la solución.
6. No se toman en cuenta costos de transición.

La ecuación de recursividad es planteada para evaluar una unidad de generación como etapa de decisión. La asignación de unidades es la siguiente

$$f_n(X) = \text{Min} \{C_n(Y_n) - f_{n+1}(X_n - Y_n)\} \quad n = 2, 3, \dots, N$$

Para toda:  $Y_n = 0 \quad \text{o} \quad a_n \leq Y_n \leq b_n$  (1.10)

y  $X_n - Y_n = 0 \quad \text{o} \quad \text{Min}\{a_1, a_2, \dots, a_n\} \leq X_n - Y_n \leq \sum_{i=1}^n b_i$

Donde:  $n$  = Número de la etapa (Unidad).

$X_n$  = Estado del sistema (MW's en la etapa  $n$ ).

$Y_n$  = Decisión a ser evaluada en la etapa  $n$  (MW's de salida de la *enésima* unidad).

$C_n(Y_n)$  = Costo de operación de la unidad  $n$  con  $Y_n$  MW de salida.

$a_n$  = Potencia mínima de salida de la *enésima* unidad.

$b_n$  = Potencia máxima de salida de la *enésima* unidad.

### EJEMPLO 1D

Tomando los datos de las unidades del Ejemplo 1A se trazará la asignación de unidades por etapas mediante la ecuación (1.10). El orden en que se van evaluando las unidades es arbitrario. El intervalo en el cual es dividida la demanda es de 40 MW's (es múltiplo de todos los generadores).

Con los datos anteriores y los intervalos de potencia se calculan los costos de operación de cada unidad, los cuales se muestran en la Tabla 1.6. Para generación cero no se consideran costos, para generación fuera de los límites de la unidad se consideran costos infinitos. El proceso comienza con la primera etapa donde la Unidad 1 es analizada. Se calculan los costos debido a la potencia de salida de la Unidad 1. Los resultados se muestran en la Tabla 1.7.



Tabla 1.6 Costos de Operación

Costos Operacionales \$/Hr				
Carga MW	CU <sub>1</sub>	CU <sub>2</sub>	CU <sub>3</sub>	CU <sub>4</sub>
0	0.0	0.0	0.0	0.0
40	239.5	∞	∞	∞
80	383.5	452.8	315.6	415.9
120	543.5	628.8	416.4	570.3
160	719.5	811.2	517.6	725.7
200	∞	1,000.0	619.0	882.0
240	∞	1,195.2	720.8	∞
280	∞	1,396.8	822.8	∞
320	∞	∞	925.2	∞
360	∞	∞	1,028.0	∞
400	∞	∞	1,310.0	∞

Tabla 1.7 Etapa 1

X <sub>1</sub>	f <sub>1</sub> (X <sub>1</sub> )	Y <sub>1</sub>	Unid.
0	0	0	-
40	293.5	40	1
80	383.5	80	1
120	543.5	120	1
160	719.5	160	1

Con las decisiones y los costos de la etapa 1 se calculan los estados y posibles decisiones en la etapa 2 con la ecuación (1.10). los resultados se muestran en la Tabla 1.8. La etapa 3 con todos sus estados se muestran en la Tabla 1.9.

La asignación de unidades final, es decir, una vez evaluada la etapa 4 es mostrada en la Tabla 1.10. El 1 significa que la unidad está en servicio, el 0 indica que la unidad está fuera.

Tabla 1.8 Etapa 2

X <sub>2</sub>	f(X <sub>2</sub> ) = C <sub>2</sub> (Y <sub>2</sub> ) + f <sub>1</sub> (X <sub>1</sub> -Y <sub>2</sub> )							f <sub>2</sub>	Y <sub>2</sub>	Un. Op.
	0	80	120	160	200	240	280			
0	0							0	0	-
40	293.5							293	0	1
80	383.5	452.8						383	0	1
120	543.5	692.3	628.8					543	0	1
160	719.5	836.3	868.3	811.2				719	0	1
200	∞	996.3	1,012	1,050	1,000			996.3	80	1,2
240	∞	1,172	1,172	1,194	1,239	1,195		1,172	80 120	1,2
280	∞	∞	1,348	1,354	1,383	1,434	1,393	1,348	120	1,2
320	∞	∞	∞	1,530	1,543	1,578	1,636	1,530	160	1,2
360	∞	∞	∞	∞	1,719	1,738	1,780	1,719	200	1,2
400	∞	∞	∞	∞	∞	1,914	1,940	1,914	240	1,2
440	∞	∞	∞	∞	∞	∞	2,116	2,116	280	1,2

Tabla 1.9 Etapa 3

X <sub>1</sub>	f(X <sub>1</sub> ) = C <sub>1</sub> (Y <sub>1</sub> ) + f <sub>2</sub> (X <sub>2</sub> -Y <sub>1</sub> )										f <sub>1</sub>	Y <sub>1</sub>	Unidades
	0	80	120	160	200	240	280	320	360	400			
0	0										0	0	1
40	239										239	0	3
80	383	321									321	80	3
120	543	561	429								429	120	3
160	719	705	665	540							540	160	3
200	996	865	812	780	655						655	200	3
240	1,172	1,040	972	924	894	772					772	240	3
280	1,348	1,317	1,148	1,084	1,038	1,012	893				893	280	3
320	1,530	1,493	1,425	1,260	1,198	1,156	1,132	1,017			1,017	320	3
360	1,719	1,669	1,601	1,536	1,374	1,316	1,276	1,256	1,144		1,144	360	3
400	1,914	1,852	1,777	1,712	1,651	1,492	1,436	1,400	1,384	1,275	1,275	400	3
440	2,116	2,041	1,960	1,883	1,827	1,768	1,612	1,560	1,528	1,514	1,514	400	1,3
480	∞	2,236	2,148	2,071	2,003	1,944	1,889	1,736	1,688	1,653	1,658	400	1,3
520	∞	2,437	2,344	2,260	2,185	2,120	2,065	2,013	1,864	1,818	1,818	400	1,3
560	∞	∞	2,545	2,455	2,374	2,303	2,241	2,189	2,140	1,994	1,994	400	1,3
600	∞	∞	∞	2,656	2,569	2,492	2,424	2,365	2,316	2,271	2,271	400	1,2,3
640	∞	∞	∞	∞	2,771	2,687	2,619	2,548	2,492	2,447	2,447	400	1,2,3
680	∞	∞	∞	∞	∞	2,888	2,808	2,736	2,675	2,623	2,623	400	1,2,3
720	∞	∞	∞	∞	∞	∞	3,009	2,932	2,864	2,805	2,805	400	1,2,3
760	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	3,133	3,059	2,994	2,994	400	1,2,3
800	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	3,260	3,189	3,189	400	1,2,3
840	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	3,391	3,391	400	1,2,3

Tabla 1.10 Asignación de Unidades.

MW	Estado de Operación			
	U-1	U-2	U-3	U-4
0	0	0	0	0
40	1	0	0	0
80	0	0	1	0
120	0	0	1	0
160	0	0	1	0
200	0	0	1	0
240	0	0	1	0
280	0	0	1	0
320	0	0	1	0
360	0	0	1	0
400	0	0	1	0
440	1	0	1	0
480	1	0	1	0
520	1	0	1	0
560	1	0	1	0
600	1	0	1	1
640	1	0	1	1
680	1	0	1	1
720	1	0	1	1
760	1	1	1	1
800	1	1	1	1
840	1	1	1	1
880	1	1	1	1
920	1	1	1	1
960	1	1	1	1
1,000	1	1	1	1
1,040	1	1	1	1

Lo sobresaliente de esta formulación es que puede encontrar el despacho económico de cualquier unidad sin que sea condición necesaria que su curva de entrada-salida se convenga.

## REFERENCIAS

- [1] W. L. Snyder, H.D. Powell, J.C. Rayburn, "Dynamic Programming Approach to Unit Commitment," *IEEE Trans. on Power Systems* Vol. PWRS-2, No. 2, pp. 339-350, May 1987.
- [2] C.K. Pang & H.C. Chen, "Optimal Short-Term Thermal Unit Commitment," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-95, No. 4, pp. 1336-1346, July/August, 1976.
- [3] R.R. Shoults, S.V. Venkatesh, S.D. Helmick, G.L. Ward, M.J. Lollar, "A Dynamic Programming Based Method For Developing Dispatch Curves When Incremental Heat Rate Curves are Non-Monotonically Increasing," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. PWRS-1, No.1, pp.10-16, February 1986.
- [4] P.G. Lowery, "Generating Unit Commitment by Dynamic Programming", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-85, No. 5 pp. 422-426, May, 1966.
- [5] R.R. Shoults, S.K. Chang, S. Helmick and W.M. Grady, "A Practical Approach to Unit Commitment, Economic Dispatch and Savings Allocation for Multiple Area Pool Operation with Import/Export Constrains," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, No. 2, March/April 1980, pp. 625-633.
- [6] R. Nieva, A. Iñda, I. Guillen, "Lagrangian Reduction of Search-Range for Large-Scale Unit Commitment," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. PWRS-2, No.2, pp. 465-473, May 1987.
- [7] S. Vermani, E.C. Adnan, K. Imhof, S. Mukherjee, "Implementation of a Lagrangian Relaxation Based Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. PWRS-4, No. 4, pp. 1373-1380, October 1989.
- [8] H.H. Happ, R.C. Johnson, W.J. Wright, "Large Scale Hydro-Thermal Unit Commitment: Method and Results," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol PAS-90 pp. 1373-1384, 1971.
- [9] Tong S.K., Shahidehpour S.M., Ouyang Z., "A Heuristic Short-Term Unit Commitment", *IEEE/PES 1990 Summer Meeting*, 90 SM 451-S PWRS, July 1990.
- [10] A.K. David, Z. Rong-da, "Integrating Expert System with Dynamic Programming in

- Generation Expansion Planning." *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.4, No.3, Aug. 1989.
- [11] T.S. Dillon, K.M. Edwin, H.D. Kochs, R.J. Taud R.J., "Integer Programming Approach to the Problem of Optimal Unit Commitment with Probabilistic Reserve Determination." *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, No. 6, pp 2154-2166, Nov/Dec 1978.
- [12] A. Merlin, P. Sandrin, "A New Method for Unit Commitment at Electricite de France", IEEE/PES 1982 Summer Meeting, 82 SM 344-0 PWRS, July 1982.
- [13] A.J. Wood and B.F. Wollenberg, "Power Generation Operation and Control," 1984, John Wiley, New York.
- [14] H.G. Stoll, "Least-Cost Electric Utility Planning," 1989, John Wiley & Sons, New York.
- [15] S. Acha, "Notas del Curso: Técnicas de Optimización II", Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica, F.I.M.E., U.A.N.L., Junio 1990.
- [16] H.H. Happ, "Optimal Power Dispatch," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol PAS-93, No. 3, pp. 820-830, May/June 1974.
- [17] H.H. Happ, "Optimal Power Dispatch a Comprehensive Survey," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol PAS-96, No. 3, pp. 841-854, May/June 1977.

# SISTEMA INTEGRAL PARA LA PLANEACION DE LA OPERACION A CORTO PLAZO DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

5

R. Navarro                      R. Nieva  
Instituto de Investigaciones Eléctricas  
Apartado Postal 475  
Cuernavaca, Mor. México

*Resumen*- En la época actual en que la economía es un factor importante en el desarrollo del país, es indispensable contar con herramientas computacionales para una planeación económica y confiable de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, aunado a esto la reciente reglamentación del servicio público de energía eléctrica, hace necesario que estas herramientas consideren dentro de su planteamiento y solución la posible existencia de productores externos a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

El Sistema Integral para la Planeación de la Operación a Corto Plazo (CHT-RP), es un paquete de programas de aplicación avanzada, desarrollado recientemente en el IIE, útil para la Planeación a Corto y Mediano Plazo de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia. En el artículo se describen las funciones principales de los cuatro subsistemas que forman este Sistema Integral, se presentan las principales ventajas en la utilización del mismo para propósitos de la planeación de la operación, se describe su arquitectura y el flujo de información entre los diferentes subsistemas. No se enfoca a la descripción de algoritmos, éstos ya han sido tratados en otros foros donde se han presentado ejemplos con modelos representativos del Sistema Eléctrico Nacional.

La planeación de la operación a mediano y largo plazo (uno o más años), está vinculada con la planeación del sistema y requiere tomar en cuenta entre otros factores, la expansión de la capacidad de generación y transmisión, los ciclos anuales de aportación hidrológica, la entrada en operación de nuevas unidades generadoras ( horizontes menores a 5 años), así como la variación anual de la demanda eléctrica. El problema anual puede dividirse en intervalos de meses o semanas y su planteamiento establece las condiciones de frontera para el problema a corto plazo (una a cuatro semanas). Este problema consiste en asignar en intervalos de días u horas la energía a generar entre las plantas del sistema para poder cubrir la demanda, la cual deberá satisfacerse con recursos de generación tanto termoeléctricos como hidroeléctricos.

La asignación a corto plazo se considera como un problema determinístico, por el hecho de que al reducir el horizonte de los pronósticos tanto de escurrimiento en los embalses como de demanda, la incertidumbre en estos pronósticos es menor que la asociada con la planeación a mediano y largo plazo. Para la asignación de la generación basta simplemente cubrir la demanda, pero es necesario, para una operación económica, que opere en todo momento una combinación apropiada de generadores considerando no solo la disponibilidad de éstos y las restricciones operativas del sistema, sino también los costos de producción.

## 1. INTRODUCCION

El problema de la planeación de la operación de un sistema eléctrico de potencia, se resuelve descomponiendo el horizonte de planeación en diversas escalas de tiempo

Debido a que la energía hidroeléctrica tiene entre otras características, la de ser de generación prácticamente libre de costos de producción, la de poder almacenarse y de existir en cantidades limitadas, es conveniente utilizarla, hasta donde sea posible, en los momentos de mayor costo incremental de la energía termoeléctrica, costo que es función creciente de la potencia a que se genera. Asimismo, la disponibilidad de unidades generadoras y las restricciones operativas (reserva, límites de transmisión etc.) impactan sobre el costo de generación. De aquí la necesidad de que la planeación de la operación al corto plazo esté estrechamente vinculada con las políticas de operación hidráulicas de la planeación a mediano plazo.

Para permitir que los planes de operación de corto plazo fueran acordes con los planes de mediano plazo, se desarrolló el Sistema Integral para la Planeación de la Operación a Corto Plazo, el cual comprende las siguientes cuatro funciones:

- Coordinación hidrotérmica multimensual (CHT-XM) [1], permite realizar estudios para horizontes de 1 a 24 meses.
- Coordinación hidrotérmica mensual (CHT-M) [2], permite realizar estudios para horizontes hasta de un mes de duración.
- Asignación de Unidades y Coordinación hidrotérmica a corto plazo (CHT) [3], permite realizar estudios para horizontes de 1 a 7 días de duración.
- Análisis de redes en estado estable (ANARED) [4], permite el análisis detallado del estado del sistema eléctrico para las condiciones operativas de una hora en particular.

## II. ANTECEDENTES

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) a través del Departamento de Análisis de Redes, desarrolló para el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los sistemas de programas de aplicación avanzada CHT [7,3] y ANARED [4]

### El Sistema CHT

El paquete de programas de aplicación avanzada CHT, es un sistema de manejo de información orientado a la planeación de la operación a corto plazo de sistemas eléctricos de potencia. CHT proporciona un Plan de Operación (PO) que hace uso eficiente de los recursos de generación. El PO indica cuales unidades generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas entrarán en operación en cada hora (para un horizonte de planeación de hasta 7 días) y el nivel de potencia que deberá generar cada unidad para satisfacer la demanda pronosticada, al mínimo costo de operación

El plan de operación depende de las características propias de la red, así como de la estrategia de control establecida para su operación. Existen restricciones impuestas a los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia, que direccionan la estrategia a seguir en la determinación del plan de operación.

CHT permite la consideración de restricciones operativas de seguridad del sistema eléctrico e hidrotérmico, tales como reserva rodante mínima, límites de generación de unidades, nivel máximo y mínimo de operación en embalses, políticas de operación en embalses, tiempos mínimos de operación y paro de unidades termoeléctricas, restricción al consumo de combustible por grupo de plantas, tratamiento de plantas de ciclo combinado, etc.

La aplicación principal de CHT es producir el Predespacho Horario de las unidades importantes del Sistema de Potencia. También es útil para estudiar el impacto económico de diversas estrategias operativas bajo situaciones esperadas o hipotéticas [5].

### El Sistema ANARED

El paquete de programas de aplicación avanzada ANARED, es un sistema de manejo de información orientado al análisis de redes eléctricas en estado estable. Permite el análisis a través de las siguientes funciones:

- a) Flujos de carga
- b) Flujos óptimos
- c) Análisis de contingencias
- d) Edición y análisis de resultados por medio de unifilares.

A partir del análisis de resultados obtenidos por ANARED, se puede determinar la asignación forzada de una o varias unidades, para soporte de reactivos o bien para mejorar los índices de seguridad del sistema eléctrico.

Una parte importante de los resultados obtenidos por esta función son los costos marginales para cada uno de los nodos de la red en estudio.

## III. INNOVACIONES ALGORITMICAS

La necesidad de evaluar el impacto para diversas horas del plan de operación obtenido mediante CHT de corto plazo, sobre la seguridad del sistema eléctrico en los aspectos de soporte de reactivos y robustez del sistema, ante salida de elementos (líneas, transformadores, generadores, cargas, etc.), demandó la integración de CHT y ANARED como subsistemas, formando parte de un Sistema Integral.

Asimismo se incorporaron a CHT innovaciones algorítmicas

las cuales permiten considerar reserva rápida y rodante por región operativa, también permiten considerar restricciones al flujo de potencia en los enlaces interregionales e innovaciones que permiten obtener los costos marginales por región.

Por otra parte, fue necesario adecuar las herramientas para la planeación de la operación, en conformidad con el nuevo reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Estas adecuaciones permiten que en la obtención del Plan de Operación de corto plazo sean considerados los productores externos a CFE.

Adicionalmente, para permitir que los planes de operación a corto plazo sean compatibles con los planes de mediano plazo, se desarrolló el subsistema CHT-M, el cual a partir de información mensual de volúmenes a turbinar y escurrimientos pronosticados, proporciona a CHT de corto plazo, una distribución estratégica semanal para los turbinados mensuales.

De igual manera se desarrolló el subsistema CHT-XM el cual permite determinar el volumen mensual a turbinar para un horizonte de 1 a 24 meses, haciendo uso de funciones especiales para el cálculo de los pronósticos de escurrimiento en embalses [6] y las curvas de costo a futuro de producción vs. nivel almacenado [1].

CHT-M y CHT-XM también fueron incorporados junto con CHT de corto plazo y ANARED, dentro del Sistema Integral para la Planeación de la Operación a Corto Plazo.

#### IV. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL

Para que la realización del Plan de Operación mediante CHT de corto plazo, sea consistente con las directrices de las políticas de operación mensual, es necesario que los resultados de la planeación a mediano plazo sean utilizados como datos por la planeación a corto plazo.

A continuación se describe la funcionalidad de cada uno de los subsistemas que forman el Sistema Integral

##### El Subsistema CHT-XM

El subsistema CHT-XM, permite realizar estudios para horizontes de planeación de 1 a 24 meses. La definición del escenario de planeación multimensual se realiza fácilmente a través de una interfaz de usuario, la cual considera lo siguiente:

- Plan de mantenimiento de unidades generadoras y un factor de capacidad mensual, así como la entrada en operación de nuevas unidades.

- Pronóstico de demanda, el cual puede ser definido a partir de un factor de crecimiento mensual.

- Condiciones en embalses al inicio del periodo de estudio.

- Disponibilidad mensual de enlaces, considerando la entrada en operación de nuevas líneas en la red eléctrica.

- Topología de la red hidráulica

- Límites sobre recursos hidráulicos

adicionalmente haciendo uso de funciones particulares se determinan otros datos del escenario como son:

- Pronóstico de aportaciones, utilizando el registro histórico de escurrimientos mensuales por zonas [8], y modelos de simulación (media y desviación estandar histórica, aportaciones aleatorias y probabilidad de escenarios).

- Función de costos. Se determinan curvas de costo de producción contra nivel almacenado.

De este subsistema se obtiene información a nivel mensual de la política de turbinado, el pronóstico de escurrimientos medios esperados, así como los costos de operación. Esta información puede ser obtenida para dos casos distintos, determinístico y estocástico (para este último se determina la media y la desviación estandar).

Los resultados son proporcionados a CHT-M para el estudio mensual, de tal forma que considere las condiciones operativas del mes pero no en forma aislada, sino con una visión de las condiciones operativas a lo largo de todo el horizonte de estudio multimensual.

Adicionalmente se tiene una función especial que permite realizar la planeación de operación a tres meses, obteniendo reportes detallados sobre la compra de energía a productores externos a CFE.

En las figuras 1, 2 y 3 del Anexo 1, se presentan ejemplos de desplegados, para definición de datos y consulta de resultados de este subsistema.



## El Subsistema CHT-M

El subsistema CHT-M, permite la realización de coordinación hidrotérmica para horizontes de planeación de 1 a 31 días de duración. El escenario de planeación mensual puede ser definido a través de la utilización de hasta cinco casos de escenarios semanales en secuencia, el cual puede ser ajustado para definir los siguientes datos:

- Escenario de volumen inicial almacenado y volumen turbinado, proveniente de resultados de CHT-XM.
- Restricciones de consumo de combustible a grupos de unidades generadoras.
- Restricciones de inyección de potencia activa por región operativa.
- Requerimientos de asignación de potencia reactiva.
- Requerimientos de reserva rodante
- Límites máximo y mínimo de flujo de potencia en enlaces interregionales.

El intentar obtener la coordinación hidrotérmica mensual para cada una de las horas que forman un horizonte de planeación mensual sería muy extenso (744 intervalos horarios), por lo tanto CHT-M realiza la coordinación hidrotérmica mensual en base a condiciones operativas distintas (llamadas subintervalos), es decir, agrupa los intervalos horarios con características similares, (en cuanto a nivel de demanda, topología de la red y agrupamiento de plantas), lo que permite efectuar los cálculos a nivel de subintervalos en lugar de horariamente, impactando en una reducción en los tiempos de ejecución. Una vez que se ha obtenido la información por subintervalo, resulta muy sencillo transferir esta información a nivel horario, a partir de los datos de las horas que conforman cada subintervalo.

Una de las funciones principales de CHT-M es la de proporcionar información para CHT de corto plazo, pero también es de gran ayuda para realizar estudios de factibilidad de escenarios mensuales.

Como resultado de CHT-M se obtiene información útil para diversos estudios, esta información comprende lo siguiente.

- Resumen de producción en embalses.
- Resumen de costos y consumo de combustibles.

- Resumen de producción energética.
- Producción de plantas hidroeléctricas.
- Producción de plantas termoeléctricas.
- Producción regional.
- Información de enlaces interregionales.
- Sensibilidad en enlases.

Los resultados de producción en embalse son proporcionados a CHT de corto plazo, para el estudio semanal, considerando las condiciones operativas de una semana con una visión de las condiciones operativas a lo largo de todo el mes.

Adicionalmente mediante este subsistema pueden realizarse estudios de factibilidad de transacciones (PORTEO).

En las figuras 4 y 5 del Anexo I, se presenta un ejemplo de desplegados para definición de datos y consulta de resultados, de este subsistema.

## El Subsistema CHT de corto plazo

A partir de la información sobre políticas de operación embalses proporcionada por CHT-M se obtiene un plan de operación horario que hace uso eficiente de los recursos hidráulicos, debido a que no considera el turbinado mensual repartido equitativamente entre las semanas del mes, sino como una distribución estratégica proporcionada por CHT-M.

Este subsistema considera restricciones en el arranque y paro de unidades termoeléctricas, así como el acoplamiento hidráulico de embalses en cascada y tiempos de viaje del agua de un embalse a otro, entre otras restricciones que hacen más detallado el estudio.

Una vez realizada la Coordinación hidrotérmica y Asignación de unidades, es posible generar información para el subsistema ANARED, mediante la selección de diversos intervalos horarios.

En las figuras 6 y 7 del Anexo I, se presenta un ejemplo de desplegados para definición de datos y consulta de resultados, de este subsistema.

## El subsistema ANARED

Con los resultados proporcionados por CHT de corto plazo, se pueden realizar estudios de análisis del sistema eléctrico,

de los cuales se obtiene información necesaria para ajustar los escenarios semanales de CHT a corto plazo, como por ejemplo la necesidad de asignar generación forzada en algunos nodos para soporte de reactivos.

El subsistema ANARED, permite realizar estudios en modelos de red con más de 1000 nodos.

En la figura 8 del Anexo I, se presenta un ejemplo del desplegado para consulta de diagramas unifilares como resultado de este subsistema.

## V. FLUJO DE INFORMACION

En la figura 1, se presenta la arquitectura de alto nivel del Sistema Integral CHT-RP, formado por los cuatro subsistemas descritos anteriormente.

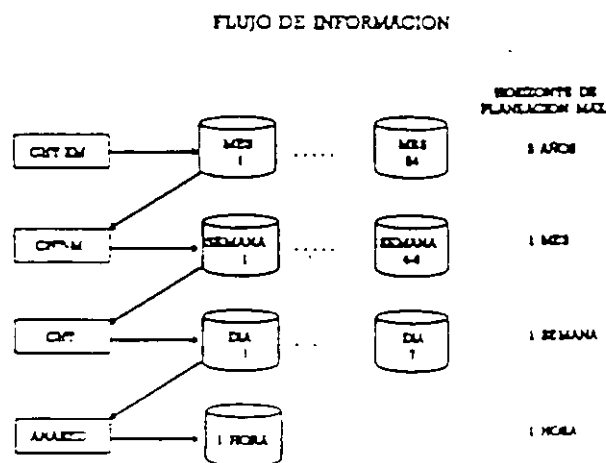


Figura 1. Flujo de información entre subsistemas

## VI. ARQUITECTURA DEL SISTEMA

En la realización de CHT-RP, se ha considerado la independencia entre los procesos de aplicación y los procesos de interfaz de usuario, por lo que la arquitectura del sistema se observa formada por tres componentes principales:

- Programas de aplicación
- Interfaz de usuario
- Bases de datos

Esta partición modular asegura la facilidad de mantenimiento y actualización de la programación. Se garantiza así un esfuerzo mínimo para reemplazar cualquiera de las componentes citadas.

### Programas de aplicación.

El Sistema Integral está constituido por 53 programas en lenguaje FORTRAN (aproximadamente 350,000 líneas de código) y diversas utilerías para mantenimiento y control de ejecución de procesos.

### Interfaz de usuario (IU).

La interfaz de usuario está constituida por aproximadamente 380 desplegados, desarrollados en base a un manejador comercial (X-MOTIF), utilizando el lenguaje de programación \*C\* y cuenta con software de interfaz en lenguaje FORTRAN para el acceso a las bases de datos de CHT-RP.

### Bases de Datos.

El Sistema Integral cuenta con tres bases de datos formadas por 450 archivos, que en su conjunto comprenden aproximadamente 3,500 atributos.

a) La Base de Datos Maestra (BDCHT) comprende la información estática y básica del sistema de potencia a simular, por ejemplo: modelos de unidades termoeléctricas e hidroeléctricas, embalses, vías, información referente a líneas, transformadores, plantas, compensadores, reactores, combustibles, etc. La estructura de BDCHT es tal que permite al usuario realizar altas, bajas y modificaciones a los elementos que componen el sistema de potencia en forma organizada. La información en BDCHT carece de redundancia.

b) La Base de Datos de Usuario (AUCHT) contiene además de la información básica del sistema de potencia, la información dinámica referente al escenario de planeación. La estructura de esta base de datos es tal que requiere de cierta redundancia para permitir a los programas de aplicación un acceso rápido a la misma.

c) La Base de Datos de Usuario Mensual (XMCHT) contiene la información de los escenarios mensuales y multimensuales, su estructura es similar a la de AUCHT, pero con una organización tal que permite el acceso a la información de cualquiera de los 24 meses en forma rápida y directa.

## VII. IMPLEMENTACION DEL SISTEMA

El Sistema Integral se implementó en tres estaciones de trabajo DEC 3000 modelo APX, lo cual permite formar una red de planeación de la operación a corto plazo. Esta red de planeación queda integrada de la siguiente manera:

- a) La estación de planeación de operación a Tres Meses y Multimensual. Esta estación integra los programas de aplicación de CHT-XM con las funciones de pronóstico de escurrimientos y plan a tres meses.
- b) La Estación de Predespacho. Esta estación integra los programas de CHT, CHT-M y ANARED. Es utilizada diariamente para obtener el predespacho.
- c) La Estación de Análisis de Redes. Esta estación integra los programas de CHT, CHT-M y ANARED. Es utilizada diariamente para hacer estudios del comportamiento de la red de transmisión. Sirve de respaldo de la estación de predespacho.

Adicionalmente se tienen utilerías para respaldo y recuperación de bases de datos y para transferencia de información entre las tres estaciones de trabajo.

## VIII. CONCLUSIONES

Se ha presentado el alcance funcional del Sistema Integral para la Planeación de la Operación a Corto Plazo, formado por los subsistemas Coordinación hidrotérmica multimensual, Coordinación hidrotérmica mensual, Coordinación hidrotérmica de corto plazo y Análisis de Redes en Estado Estable.

Se ha descrito la importancia que tiene la utilización estratégica de los recursos hidráulicos para abatir los costos de generación, describiendo la importancia de mantener consistencia entre los planes de operación a mediano y corto plazo.

Se ha presentado la arquitectura del Sistema Integral para la Planeación de la Operación a Corto Plazo, y el flujo de información entre los cuatro subsistemas que lo forman

## IX. RECONOCIMIENTOS

Los autores desean agradecer la participación del grupo de desarrollo del proyecto Red de Planeación (CHT-RP) del Departamento Análisis de Redes. En particular se agradece a los investigadores H. Hernandez, M. Peralta, F.Huesca, J. Martínez y P. Pérez, su contribución en la implementación de la Interfaz Hombre-máquina y bases de datos; y a los investigadores I. Guillén, M. Rufz, O.Girón y J.L. Ceciliano por su contribución en los trabajos de desarrollo e implementación algorítmica. Asimismo desean agradecer al personal de CENACE (CFE) responsable del proyecto CHT-RP por sus comentarios en la realización de este sistema.

## X. REFERENCIAS

- [1] R. Nieva, et al., "Aplicación de la programación dinámica dual estocástica en la Coordinación Hidrotérmica de mediano y largo plazo", RVP-95, IEEE, Sección México. Julio 95, Acapulco Gro.
- [2] M. Rufz, et al., "Emulador de la Planeación de Operación a Corto Plazo", RVP-90, IEEE, Sección México. Julio 90, Acapulco Gro.
- [3] R. Navarro, et al., "El paquete para la planeación a corto plazo Coordinación Hidrotérmica en computadora personal" RVP-92, IEEE, Sección México. Julio 92, Acapulco Gro.
- [4] P. Pérez Valverde, "Manual de Operación de la Interfaz de HIE para Análisis de Redes ANARED", Depto. Análisis de Redes, Octubre 91.
- [5] R. Navarro, R. Nieva, "Metodología para la evaluación de estrategias operativas al corto plazo", RVP-88, IEEE, Sección México. Agosto 88, Acapulco Gro.
- [6] J.L. Ceciliano, et al., "Modelos Estocásticos de Escurrimientos", RVP-94, IEEE, Sección México, Julio 94, Acapulco Gro.
- [7] R. Nieva, et al., "CHT: a digital computer package for solving short term hydro-thermal coordination and unit commitment problems", Power Industry Computer Applications Conference, IEEE. San Francisco, California. May 6-10, 1985.

[8] "Registro Histórico de Ecurrimientos de los Principales embalses", Depto. de Hidráulica e Hidrometeorología, Comisión Federal de Electricidad, 1991.

ANEXO I

Coordinación Hidrotérmica Multianual				
VOLTUR VOLTUR A TURBINAS (Plan a 3 Meses) 04/20/91 19:19				
ACTUALIZAR CAMBIO				
Embalse	Nivel Inicial m.s.n.m	Volumen a Turbinar (M3)		
		Real	Real	Real
EPY	141.740	387.500	189.000	388.800
EPD	263.000	0.000	0.000	0.000
IST	800.000	0.000	0.000	0.000
THO	64.000	0.000	0.000	0.000
CEL	520.000	183.430	137.100	128.210
IFP	168.900	167.760	343.290	310.050
VIL	87.700	167.760	343.290	310.050
AUC	329.900	1528.348	1403.170	1602.098
ERT	393.000	1545.819	1450.900	1643.880
EPH	179.900	1140.733	1697.280	1844.270
PLA	86.900	1388.098	1911.150	2008.348

Fig 1. Ejemplo de desplegado para definición de datos de la función Plan a 3 Meses del subistema CRT-IX.

Coordinación Hidrotérmica Multianual						
COMPLAC LISTA DE HORAS ACTIVACION ETC. 04/20/91 19:17						
INTERVALOS ACTUALIZAR CAMBIO						
Número de Intervalo: 1 Semana						
Embalse	Cota Sup. Vol. Alta (M3)	Cota Inf. Vol. Alta (M3)	Cota Sup. Vol. Turb. (M3)	Cota Inf. Vol. Turb. (M3)	Cota Sup. En Vías (M3)	Cota Inf. En Vías (M3)
EPD	2626.87	15.38	388.80	177.60	1188.80	0.00
IST	8042.81	0.00	3057.90	6.18.00	9172.80	0.00
THO	6458.87	0.00	982.90	1563.80	1988.70	0.00
CEL	911.00	0.00	1650.70	370.40	553.10	0.00
IFP	250.82	0.00	2438.80	67.70	737.50	0.00
AUC	13.88.80	0.00	2433.80	8850.80	8471.90	0.00
PLA	162.80	0.00	2888.00	7776.00	11688.00	0.00
EPH	1311.40	0.00	3123.00	1441.00	11197.50	0.00

Fig 2. Ejemplo de desplegado para definición de datos del subistema CRT-IX.

Coordinación Hidrotérmica Multianual						
UTILIZACION DE REC. ETC. 04/20/91 19:18						
INTERVALOS						
Utilización de Recursos Hidrotérmicos						
Número de Intervalo: 1 Semana						
Embalse Nivel (M3)	Apert. (M3)	En Vías o Boma (M3)	Vol. Alta (M3)	Vol. Turb. (M3)	Vol. Turb. (M3)	Apert. Ficta. (M3)
EPY	388.97	168.78	0.00	1327.04	0.00	0.00
EPD	140.85	128.75	0.00	2384.12	388.80	0.00
IST	169.90	187.40	0.00	6342.87	191.88	0.00
THO	64.21	147.13	0.00	5587.92	104.28	0.00
CEL	520.00	131.53	0.00	9.10	191.56	0.00
IFP	394.00	41.91	0.00	250.47	1674.88	0.00
AUC	527.85	222.73	0.00	10277.40	1443.45	0.00
PLA	86.00	163.87	0.00	162.60	1320.21	0.00
EPH	182.50	202.98	0.00	9317.40	1071.36	0.00

Fig 3. Ejemplo de desplegado para consulta de resultados del subistema CRT-IX.

Coordinación Hidrotérmica Multianual				
EMBALE CONDICIONES OPT. EN HORAS ETC. 04/20/91 19:20				
ACTUALIZAR CAMBIO				
Embalse	Nivel Inicial m.s.n.m	Volumen a Turbinar (M3)		Apertación esperada (M3)
		Real	Real	
EPD	141.880	37.751	0.00	33.1
EPY	291.000	29.785	0.00	22.2
IST	799.000	13.783	0.00	13.4
THO	61.810	123.487	0.00	94.0
CEL	520.000	68.929	0.00	87.3
IFP	169.000	170.818	0.00	112.8
VIL	80.000	180.840	0.00	6.0
AUC	331.870	218.988	0.00	180.3
ERT	393.000	218.988	0.00	26.4
EPH	180.500	105.733	0.00	100.4
PLA	87.000	33.276	0.00	109.8

El Apert.

Fig 4. Ejemplo de desplegado para definición de datos del subistema CRT-IX.

Coordinación Hidrotérmica					
PRODUCION REGIONAL POR SUBINTERVALO 04/20/91 19:21					
Subsistema					
Región	Demanda (Mw)	POTENCIA		ACTIVA	
		Generación (Mw)	Interca (Mw)	Corta (Mw)	Corta Burg. (Mw)
BOB	70.100	450.000	376.300	0.000	97.984
BOB	461.700	400.300	-76.300	0.000	101.442
BOB	462.800	268.400	-220.400	0.000	342.345
BOB	79.100	0.000	-79.600	0.000	349.693
BOB	0.000	0.000	0.000	0.000	81.565
BOB	31.100	275.900	210.000	0.000	91.630
CEL	378.500	300.000	-83.000	0.000	58.750
CEL	132.700	0.000	-123.800	0.000	59.605
CEL	531.500	383.300	-187.200	0.000	61.278
CEL	358.700	1703.000	1344.100	0.000	87.811

El Apert.

Fig 5. Ejemplo de desplegado para consulta de resultados del subistema CRT-IX.

Coordinación Administrativa							
POLYLS		POLITICAS OPERACION ES VLSOR		04/20/95		19:24	
Horizonte		Actualizar_Cambios		Salvar_caso		Recuperar_caso	
Year	Hamd MYS	Hanimo MYS	Sivel Inicial MYS	Pol. Opac. MYS	Sivel Final MYS	Solicitud Energia a Producir GWh	Volume a Terminar MWh
EPD	143.700	113.400	141.660	4	112.000	5.000	8.700
PVL	291.000	270.000	291.000	4	382.500	7.000	7.857
ALT	804.700	771.000	799.090	3	799.000	7.000	5.000
THD	66.500	44.200	44.490	1	44.210	14.300	47.499
CHL	520.850	491.000	519.510	3	519.800	4.000	13.383
IFT	149.900	140.000	144.450	4	186.170	45.200	0.000
VTL	51.400	41.700	50.050	3	50.000	33.500	0.000
AMD	533.000	500.000	527.220	3	527.140	28.900	55.500
WPT	394.000	362.000	391.720	3	392.000	52.900	15.500
WDS	182.500	144.000	171.210	3	171.070	30.500	0.000
PLA	88.000	81.000	87.220	3	87.000	16.000	1.870

Politicas: 1-Red. extracción 3-Cota Final Fija 5-Volume a Terminar Fija  
 2-Red. extracción 4-Generación Fija

Fl. Ayuda

Fig 6. Ejemplo de desplegado para definición de datos del subsistema CMT.

Coordinación Administrativa				
DEMANDA		LISTA DE PRIORIDAD EN COSTOS		04/20/95
Demanda baja		Demanda media		Demanda alta
Listado priorizado en función de precios y costos unitarios de más. eficiencia				
Periodo de demanda: BAJA				
Validad	Propiedad	Participación	Prioridad	Costo unitario (\$/MWh)
PYLS	0	0	1	58.27
ALTO3	0	0	2	58.64
PYLS4	0	0	3	59.14
COPD1	0	0	4	60.88
ALTO1	0	0	5	61.04
ALTO2	0	0	6	61.22
STCO2	0	0	7	61.70
ALTO4	0	0	8	62.17
VTLS4	0	0	9	63.08
LEDC1	0	0	10	63.16
VITCC	0	0	11	63.22
VITCC	0	0	12	63.22
STCO1	0	0	13	63.86
LEDC2	0	0	14	64.22
VITCC	0	0	15	64.88
VITCC	0	0	16	64.92
TULD3	0	0	17	64.97
VDSC1	0	0	18	65.47
TULD1	0	0	19	65.64
PLD01	0	0	20	66.25
TULD5	0	0	21	66.28
VDSC2	0	0	22	66.36
SLD03	0	0	23	66.45
				66.98

Fl. Ayuda

Fig 7. Ejemplo de desplegado para consulta de resultados del subsistema CMT.

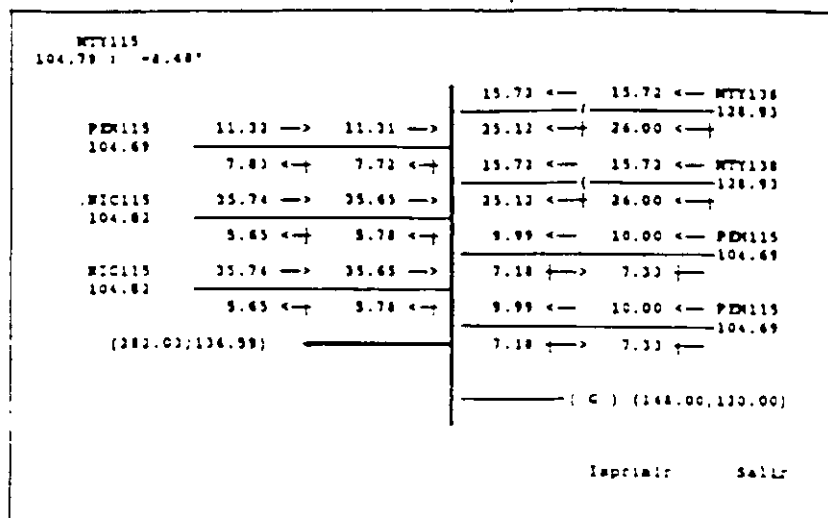
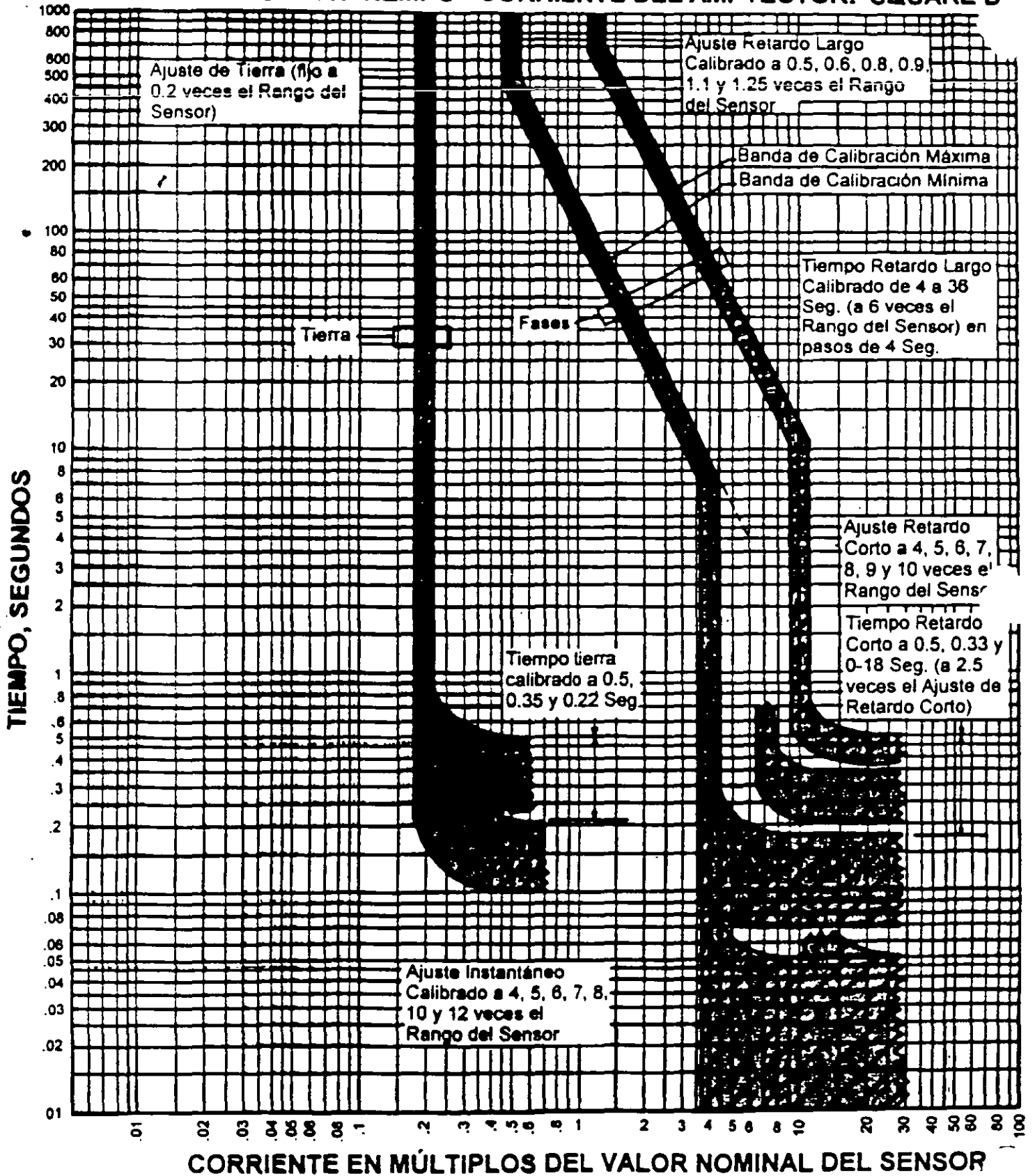
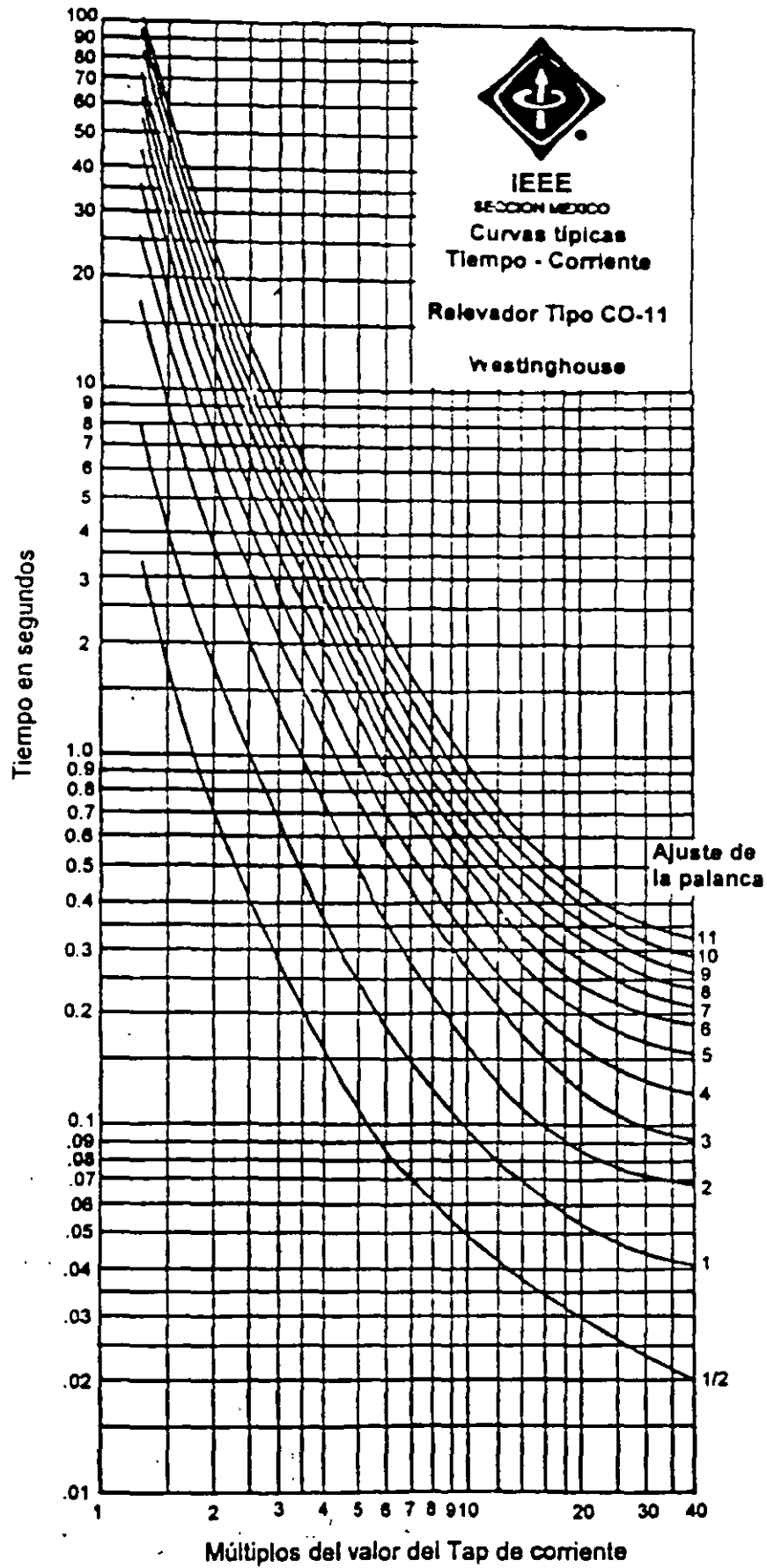


Fig 8. Ejemplo de diagrama unifilar para consulta de resultados por nodo, subsistema ANALED.

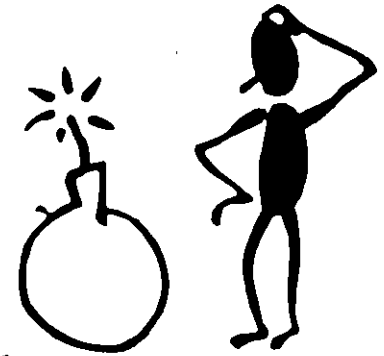
# CARACTERÍSTICAS TIEMPO - CORRIENTE DEL AMPLECTOR. SQUARE D







## Ajuste del Instantáneo



Para ajustar el relevador 50, es necesario conocer la corriente momentánea que pasará por el relevador cuando ocurra una falla en el Bus-2 (53 kA) de 480 V, y afectarla por el factor de asimetría (normalmente 1.4 - 1.5).

$$\begin{aligned} \text{Instantáneo} &> \left[ \frac{I_{\text{falla}}}{\text{RTC}} \right] \times 1.4 \\ &> \left[ \frac{52836}{120} \right] \left[ \frac{0.48}{4.16} \right] \times 1.4 > 86.8 \text{ Amps} \end{aligned}$$

Se selecciona un **Ajuste de Instantáneo = 90 Amps**







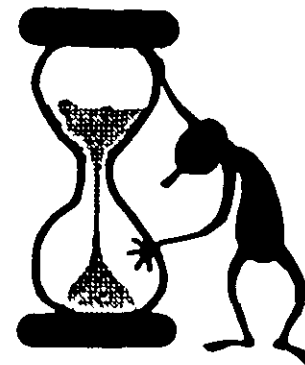
$$\text{Tap} \leq \left[ \frac{\text{NECprimario}}{\text{RTC}} \right]$$

$$\leq \left[ \frac{1040.9}{120} \right] \leq 8.67 \text{ Amps}$$

Se puede seleccionar del Tap 3.0 al 8.0. **Seleccionamos TAP = 3**

### Selección de la palanca de tiempo:

Para este caso, se requiere que la curva del relevador pase sobre la del interruptor electromagnético del lado de baja tensión, a un valor de 0.40 seg (0.18 + 0.22 seg) al valor de falla estable del Bus 1 (42.2 kA).



$$\text{Múltiplo de Tap} = \left[ \frac{42000}{120 \times 3} \right] \left[ \frac{0.48}{4.16} \right] = 13.5 \text{ Amps}$$

Con este múltiplo (13.5) y el tiempo de 0.40 seg en la curva del relevador CO-11 se encuentra el valor de la **Palanca = 6.5**



# RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE 50/51 DE ALTA TENSIÓN DEL T-1

Marca: **Westinghouse**

Tipo: **CO - 11**

Rango de Taps: **1-12 A**

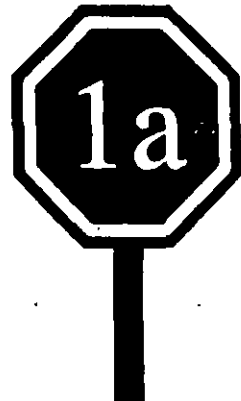
Rango Instantáneo: **6-144 A**

RTC **600/5 A**

taps disponibles: 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5,  
4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0, 12.0A

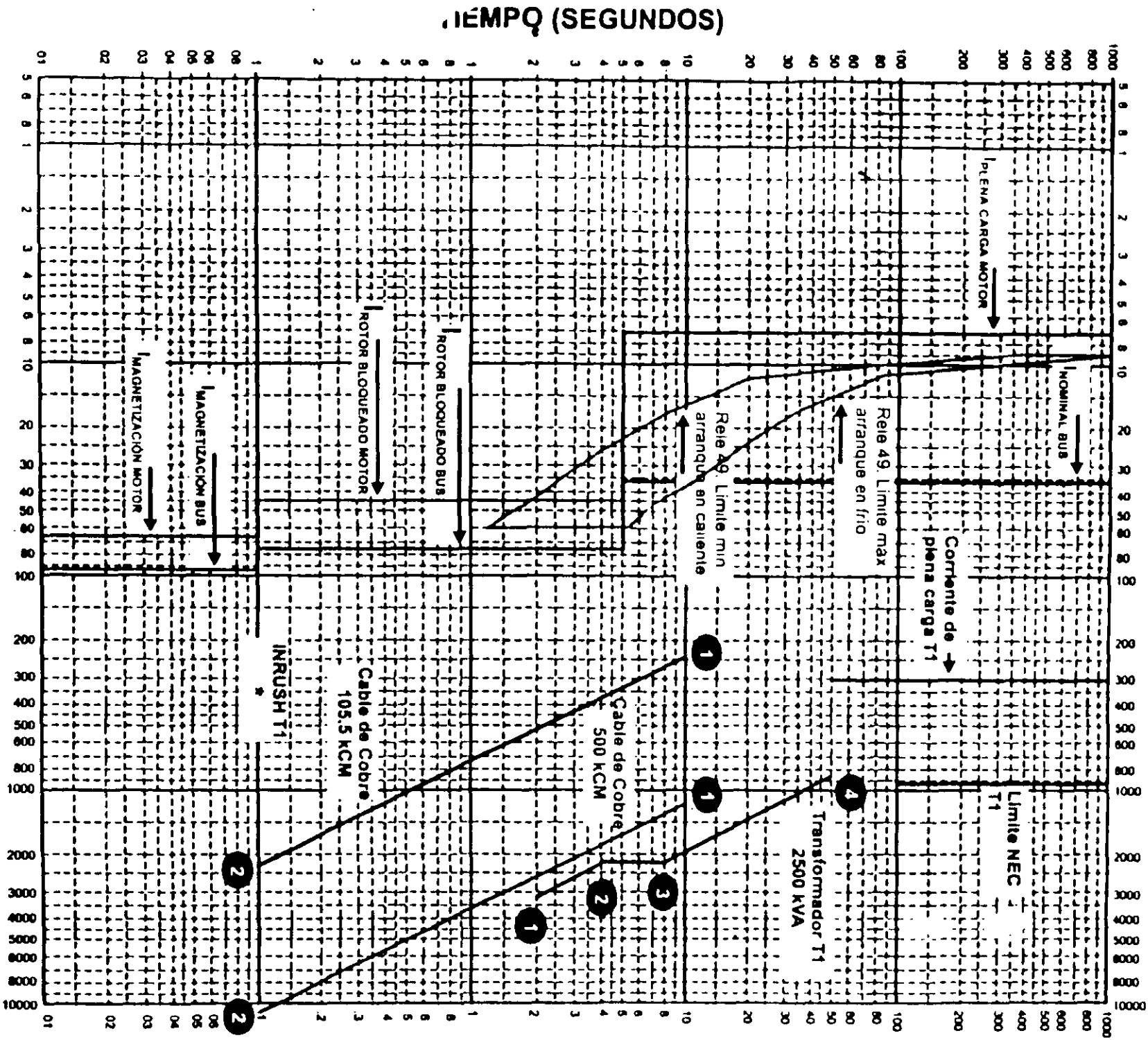
## Selección del Tap:

Para este debemos de evaluar dos opciones,



$$\text{Tap} \geq \left[ \frac{\text{Isobrecarga}}{\text{RTC}} \right]$$

$$\geq \left[ \frac{346.97}{120} \right] \geq 2.89 \text{ Amps}$$



**CORRIENTE (AMPERES)**

**Coordinación de protecciones de sobrecorriente. Curvas Tiempo - Corriente**

SUBESTACIÓN:          Ejemplo Curso IEEE      Componente:          Circuito del motor de 50 HP

Voltaje de referencia:          480 Volts      Multiplicador de corriente:          x 10

IEEE

Ing. Responsable:         

Fecha de realización:          1997

Observaciones:         



ASOCIACION MEXICANA

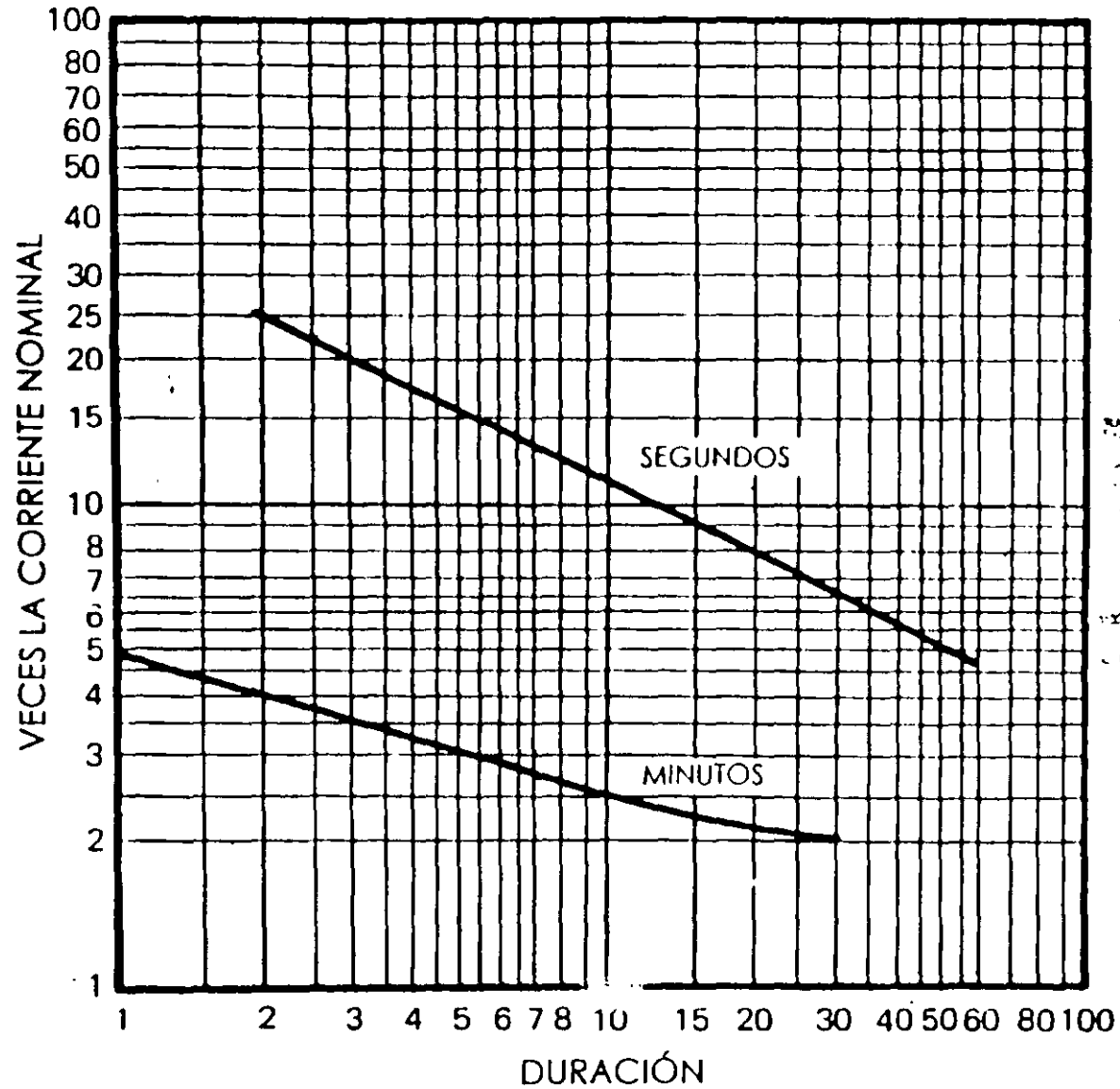
## Corriente de Magnetización (Inrush)

$$I_{\text{magnetización}} = 10 \times I_{pc} = 10 \times \left[ \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.48} \right]$$

**$I_{\text{magnetización}} = 30\,070.3 \text{ Amps}$  (referido a 480 Volts)**



# Sobrecargas momentáneas



## Sobrecargas momentáneas en transformadores

La industria todavía no ha llegado a un acuerdo respecto a las directrices correspondientes a la carga de transformadores diseñados para aumentos de temperatura de 65 °C. Las siguientes recomendaciones de carga pueden utilizarse para aquellos transformadores provistos de modernos sistemas de aislamiento térmico. Transformadores en baño de aceite, enfriados por ventilación natural – Temperatura del aire ambiente 30 °C. (Según las normas ASA, suplemento C57.9206.200).

Duración	Veces la corriente nominal
2 seg	25
10 seg	11.3
30 seg	6.7
60 seg	4.75
5 min	3
30 min	2



## Límite NEC

$$\text{NEC primario} = 3 \times I_{pc} = 3 \times \left[ \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.48} \right]$$



**NEC primario = 9 021.1 Amps (referido a 480 Volts)**

## Capacidad de Sobrecarga

$$\text{Isobrecarga} = I_{pc} \times F_e \times F_t$$

$F_e = \text{Factor de enfriamiento} = 1$

$F_t = \text{Factor de temperatura} = 1$

$$\text{Isobrecarga} = \left[ \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.48} \right] \times 1 \times 1$$



**Isobrecarga = 3 007.1 Amps (referido a 480 Volts)**

Punto 2:



$$I_2 = 0.7 \times \left[ \frac{I_{pc}}{Z_t} \right] \times 0.58 = 0.7 \times \left[ \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.48} \cdot \frac{1}{0.057} \right] \times 0.58$$

$$I_2 = 21\,418.5 \text{ Amps @ } 4.08 \text{ segundos}$$

Punto 3:



$$I_3 = I_2 = 21\,418.5 \text{ Amps}$$

$$t_3 = 2551 (Z_T)^2 = 2551 (0.057)^2$$

$$t_3 = 8.29 \text{ segundos}$$

Punto 4:



$$I_4 = 5 \times I_{pc} = 5 \times \left[ \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.48} \right] \times 0.58$$

$$I_4 = 8720.4 \text{ Amps @ } 50 \text{ segundos}$$



# TRANSFORMADOR T1



2,500 kVA                      4.16/0.48 kV                      Z = 5.7%

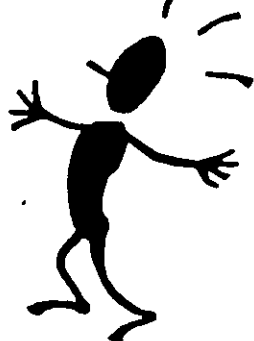
Enfriamiento OA    Elevación de Temp. = 65 °C

Delta-Estrella conectada sólidamente a tierra

## Curva ANSI (Categoría II)

Punto 1:

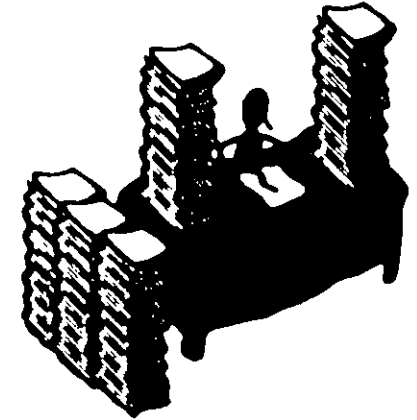
$$I_1 = \left[ \frac{I_{pc}}{Z_t} \right] \times 0.58 = \left[ \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.48} \cdot \frac{1}{0.057} \right] \times 0.58$$



$$I_1 = 30\,597.9 \text{ Amps @ 2 segundos}$$

## Ajuste del Tiempo Corto (TC)

Long Time Delay Band     $TC = 0.18$  segundos



## Ajuste del Instantáneo

Como se trata de un interruptor electromagnético del lado de baja tensión del Transformador T-1 y tiene que coordinar con los dispositivos de protección de los circuitos derivados, entonces este elemento se debe BLOQUEAR

## Ajuste del Tiempo Largo (TL)

Long Time Delay Band TL = 4.0

## Ajuste del Múltiplo Corto (MC)

$$\text{MC mínimo} \geq 1.15 \times \left[ \frac{I \text{ mag bus 1}}{\text{Sensor}} \right]$$

$$\geq 1.15 \times \frac{964.6}{600}$$

$$\text{MC} \geq 1.85$$

$$\text{MC máximo} \leq \left[ \frac{I \text{ falla en bus}}{\text{Sensor}} \right]$$

$$\leq \left[ \frac{42191}{600} \right]$$

$$\text{MC} \leq 70$$

Se selecciona un MC = 3.0



## Ajuste del Múltiplo Largo (ML)

$$\text{ML mínimo} \geq 1.15 \times \left[ \frac{I \text{ nom bus 1}}{\text{Sensor}} \right]$$

$$\geq 1.15 \times \frac{360.84}{600}$$

$$\text{ML} \geq 0.69$$

$$\text{ML máximo} \leq 1.3 \times \left[ \frac{I \text{ nom bus 1}}{\text{Sensor}} \right]$$

$$\leq 1.3 \times \frac{360.84}{600}$$

$$\text{ML} \leq 0.78$$

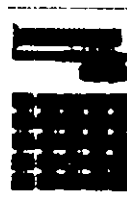
$$\underline{0.69 \leq \text{ML} \leq 0.78}$$

**Long Time Pickup.** Rango de ML = 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1.0, 1.1 y 1.25

Entonces **ML = 0.7**



## Selección del Sensor



Este interruptor electromagnético va a proteger al CCM-1, el cual tiene una carga total de 300 kVA,

$$\text{Sensor} > 1.5 \times \text{Carga CCM-1} > 1.5 \times \left[ \frac{300}{\sqrt{3} \times 0.48} \right]$$

Sensor > 541.3 Amps, entonces **Sensor = 600 Amps**





## Interrupor electromagnético (3)



Marca Square D

Tipo DS-416

Marco : 1600 Amps

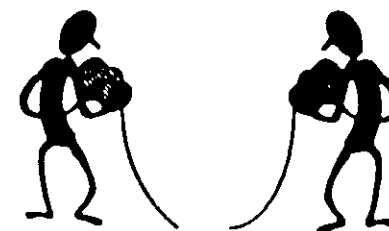
Unidad Amptector

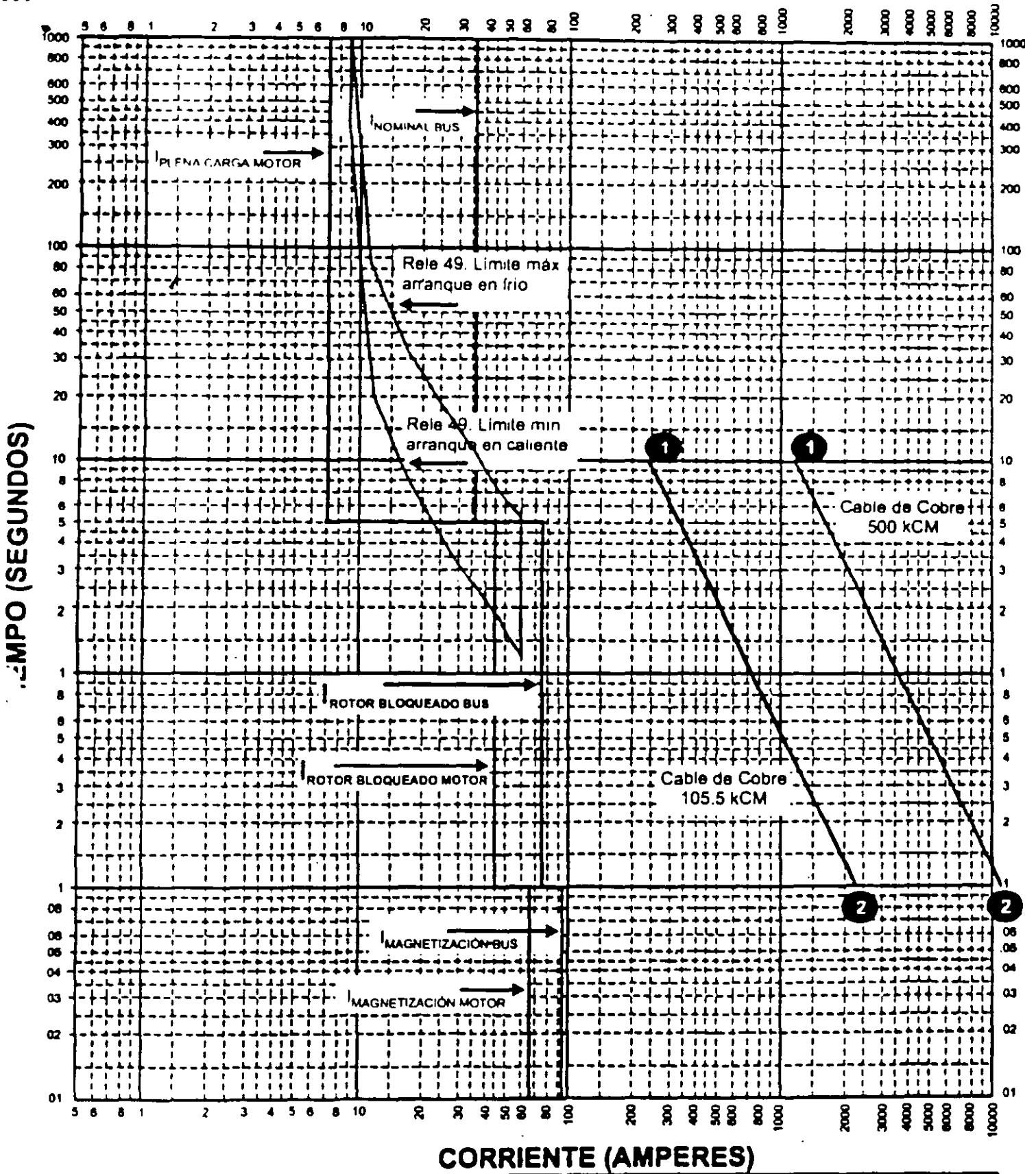
### Valores disponibles de los sensores:

100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1200, 1600 Amps

### Valores ajustables para la unidad AMPTECTOR:

AJUSTE DE TIEMPO DIFERIDO LARGO (MÚLTIPLOS DEL VALOR DEL SENSOR)	TIEMPO DIFERIDO LARGO EN SEGUNDOS (6 VECES EL VALOR DEL SENSOR)	AJUSTE DE TIEMPO CORTO (MÚLTIPLOS DEL VALOR DEL SENSOR)	TIEMPO DIFERIDO CORTO (SEGUNDOS)	AJUSTE INSTANTÁNEO (MÚLTIPLOS DEL VALOR DEL SENSOR)
0.5	4	4	0.18	4
a	a	a	a	a
1.25	36	10	0.5	12





**CORRIENTE (AMPERES)**

**Coordinación de protecciones de sobrecorriente. Curvas Tiempo - Corriente**

SUBESTACIÓN: Ejemplo Curso IEEE

Componente: Circuito del motor de 50 HP

Voltaje de referencia: 480 Volts

Multiplicador de corriente: x 10

Ing. Responsable: \_\_\_\_\_

Fecha de realización: 1997

Observaciones: \_\_\_\_\_



IEEE  
SECCION MEXICO

## Curva de Daño del Cable 2

Cobre: 1 Conductor por fase

500 kCM, 415 A

$t_o = 85\text{ }^\circ\text{C}$

$t_f = 250\text{ }^\circ\text{C}$

$F_{ac} = 1.13$



Si  $t = 10\text{ seg.}$

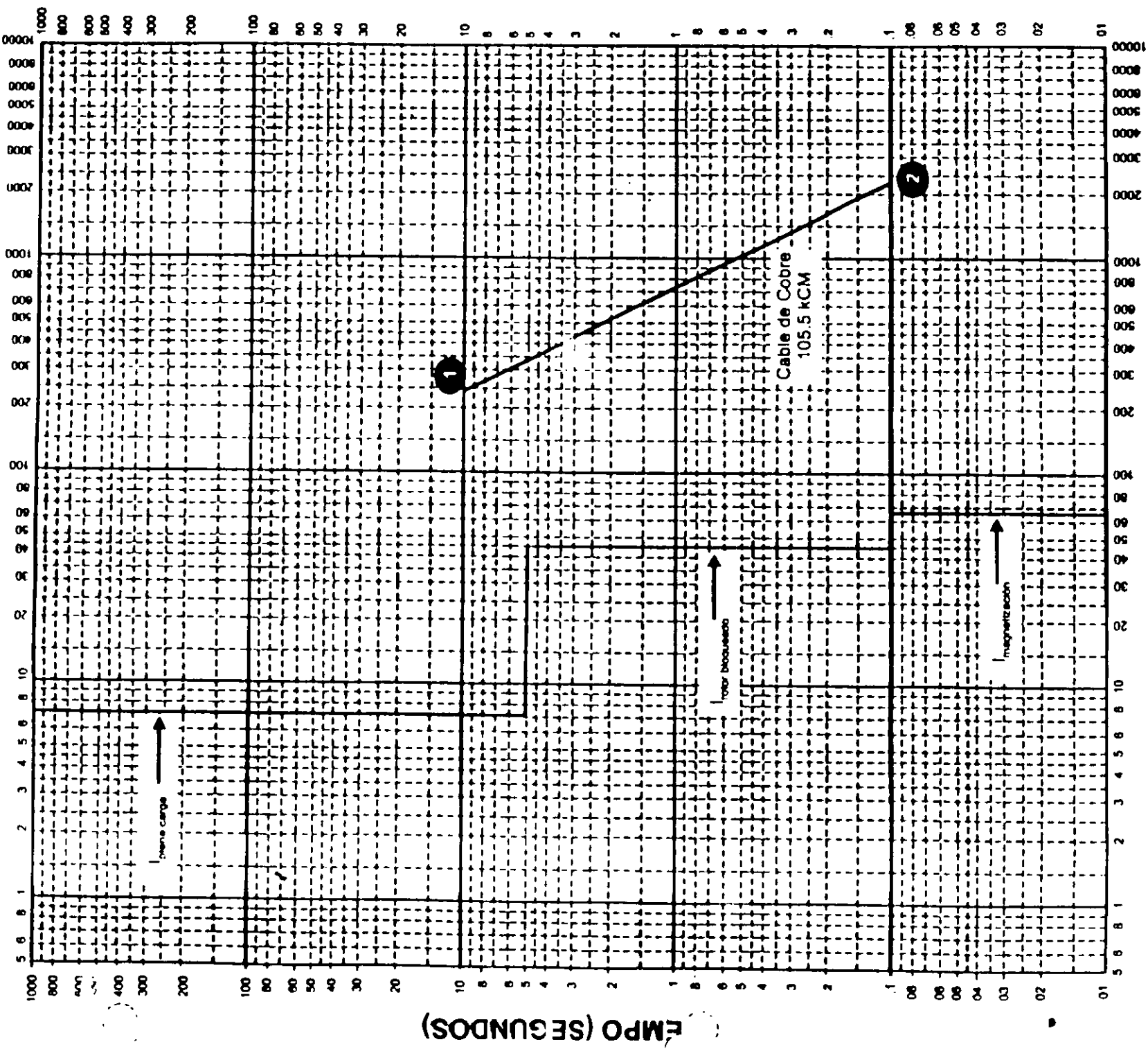
$$I = \sqrt{\left[ \frac{0.0297}{10\text{ seg} \times 1.13} \right] \text{Log}_{10} \left[ \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5} \right] \times 500000} = 10\,900.2\text{ A.}$$



Si  $t = 0.1\text{ seg.}$

$$I = \sqrt{\left[ \frac{0.0297}{0.1\text{ seg} \times 1.13} \right] \text{Log}_{10} \left[ \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5} \right] \times 500000} = 109\,002\text{ A.}$$





### CORRIENTE (AMPERES)

Coordinación de protecciones de sobrecorriente. Curvas Tiempo - Corriente

SUBESTACIÓN : Ejemplo Curso IEEE      Componente : Circuito del motor de 50 HP

Voltaje de referencia : 480 Volts

Multiplicador de corriente : x 10

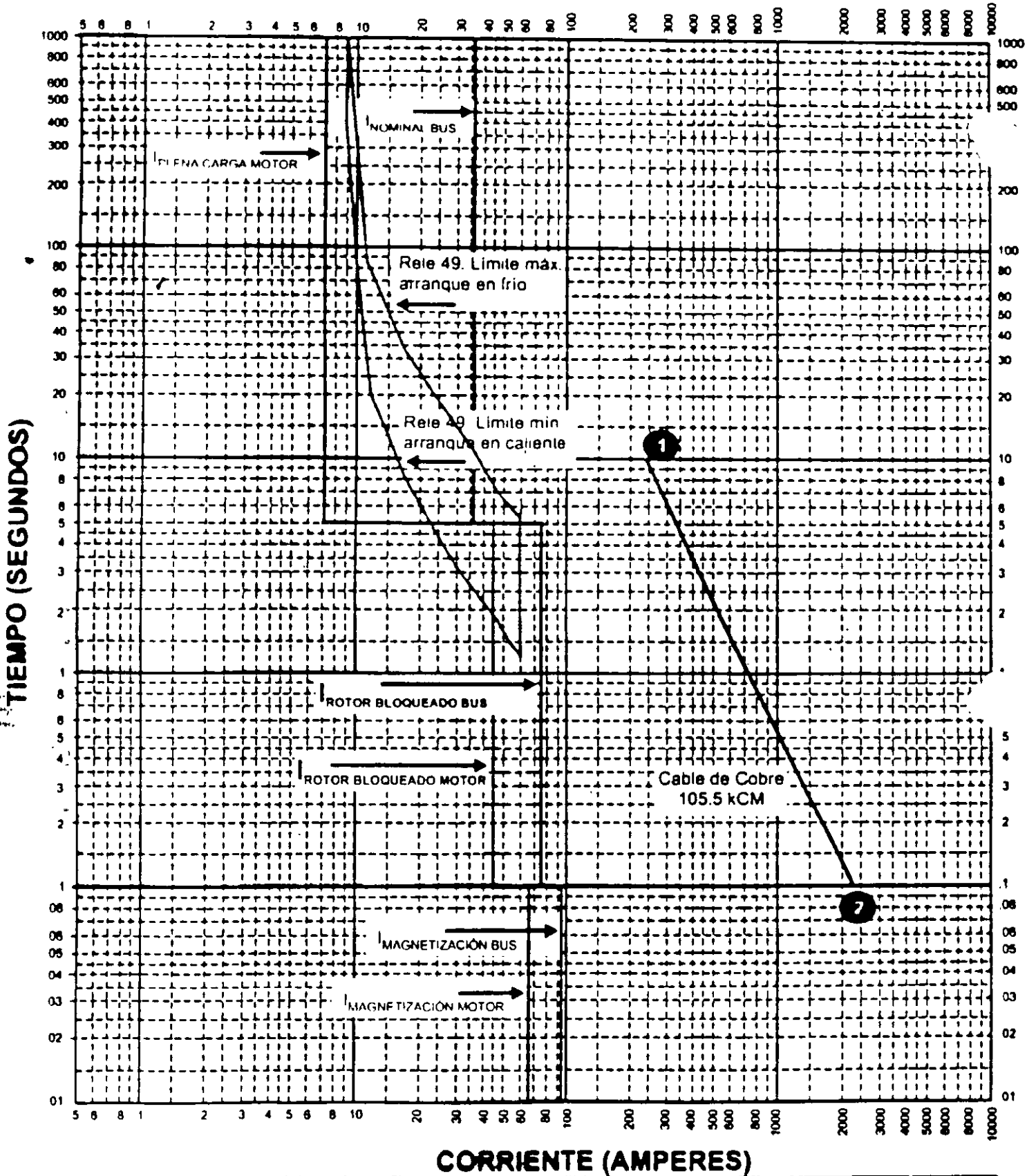
Ing. Responsable : \_\_\_\_\_

Fecha de realización : 1997

Observaciones : \_\_\_\_\_



Asociación Latinoamericana de Ingenieros Electricistas



**Coordinación de protecciones de sobrecorriente. Curvas Tiempo - Corriente**

SUBESTACIÓN : Ejemplo Curso IEEE      Componente : Circuito del motor de 50 HP

Voltaje de referencia : 480 Volts      Multiplicador de corriente : x 10

Ing. Responsable : \_\_\_\_\_      Fecha de realización : 1997

Observaciones : \_\_\_\_\_



## CCM 1

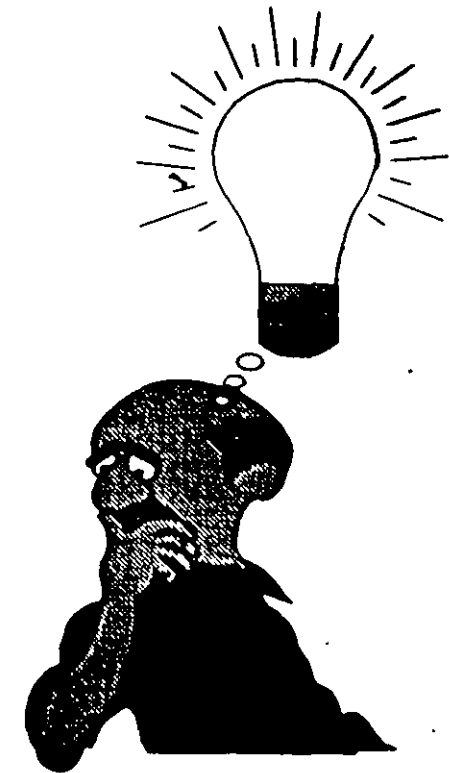
480 Volts

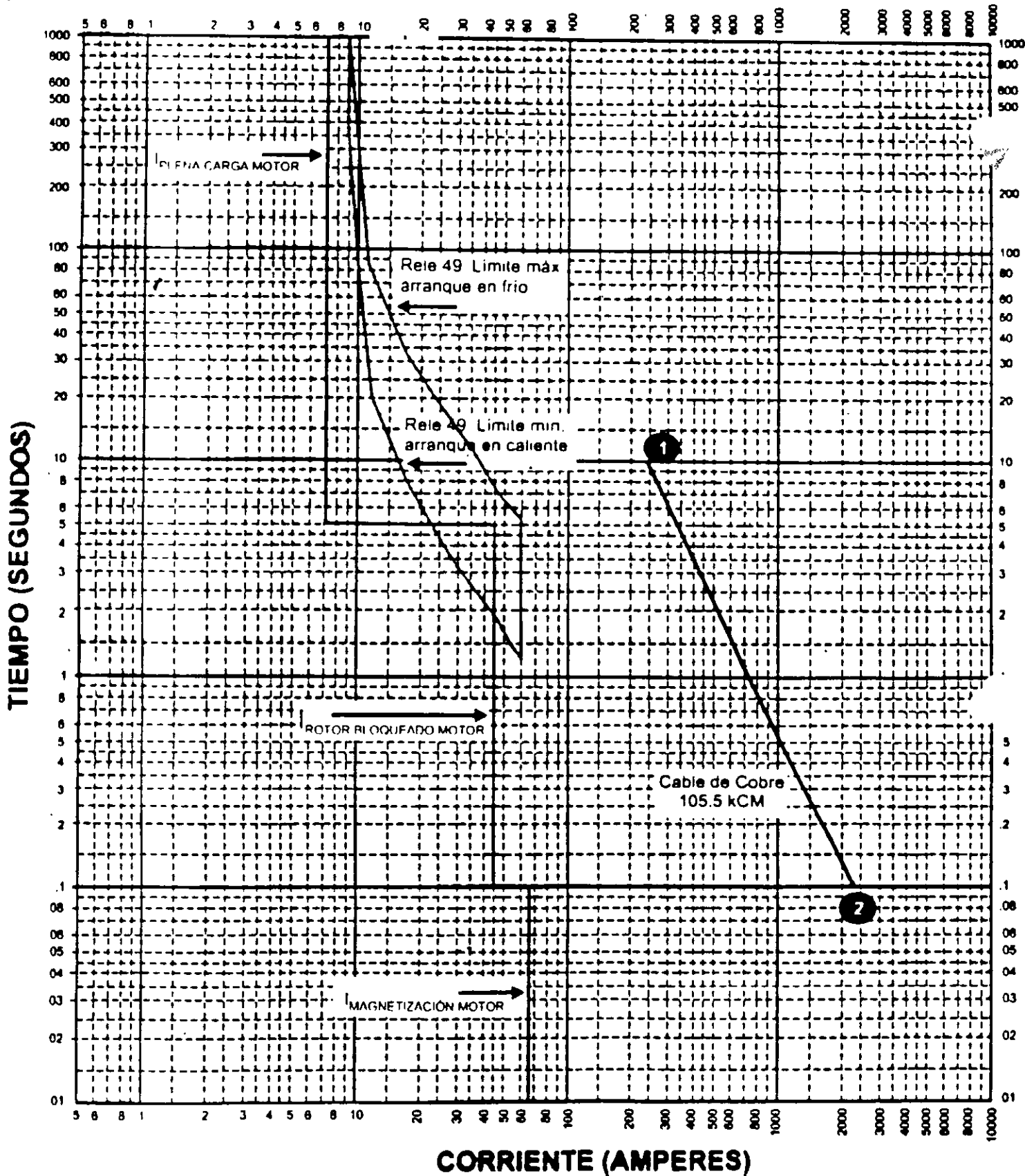
Carga Total = 300 kVA

$$I_{nom\ bus} = \frac{300}{\sqrt{3} \times 0.48} = 360.84 \text{ Amps}$$

$$I_{rotor\ bloqueado\ bus\ 1} = 360.84 - 69 + 448.5 = 740.3 \text{ A}$$

$$I_{magnetización\ bus\ 1} = 360.84 - 69 + 672.75 = 964.59 \text{ A}$$





**Coordinación de protecciones de sobrecorriente. Curvas Tiempo - Corriente**

SUBESTACIÓN : Ejemplo Curso IEEE      Componente : Circuito del motor de 50 HP

Voltaje de referencia : 480 Volts      Multiplicador de corriente : x 10

Ing. Responsable : \_\_\_\_\_      Fecha de realización : 1997

Observaciones : \_\_\_\_\_

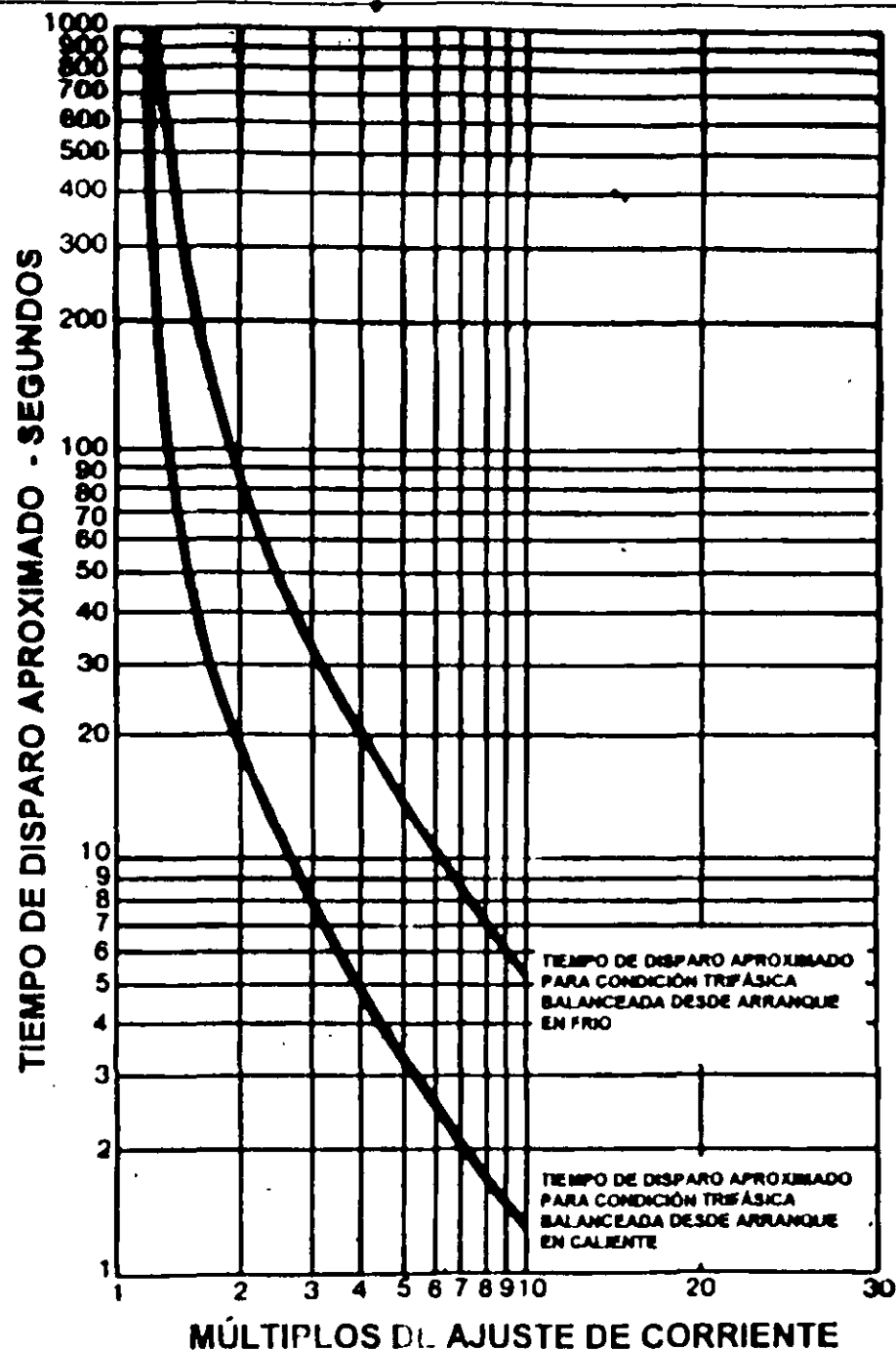




# RELEVADOR DE SOBRECARGA MARCA IEC

## RANGOS RELEVADOR DE SOBRECARGA IEC

0.1 - 0.16 A	18 - 30 A
0.16 - 0.24 A	30 - 45 A
0.24 - 0.40 A	45 - 60 A
0.4 - 0.6 A	60 - 75 A
0.6 - 1.0 A	66 - 110 A
0.8 - 1.2 A	60 - 88 A
1.0 - 1.6 A	80 - 120 A
1.5 - 2.3 A	120 - 200 A
2.0 - 3.0 A	120 - 180 A
2.8 - 4.2 A	180 - 300 A
4.0 - 6.0 A	160 - 240 A
5.5 - 8.0 A	240 - 400 A
6.0 - 10 A	252 - 378 A
10 - 16 A	378 - 630 A
16 - 24 A	
22 - 32 A	





## **Protección Térmica contra sobrecarga (49)**

**Marca : IEC NEMA 4**

### **Selección del relevador de sobrecarga**

- 1. Para motores con factores de servicio de 1.15 ó mayores, use la corriente de plena carga de placa del motor.**
- 2.- Para motores con factor de servicio de 1.0, use 90 % de la corriente de plena carga de placa del motor.**



**Entonces, la corriente de plena carga de placa son 60 Amps. y factor de servicio de 1.15, por lo que de acuerdo a los rangos de ajustes elegimos 60 - 75 Amps.**

**Para este tipo de relevadores podemos ajustar directamente el valor seleccionado en forma continua. El NEC permite utilizar los porcentajes máximos de la Tabla 8 (hasta un 140 % de sobrecarga para este motor).**



## Curva de Daño del Cable 1

Cobre: 1 Conductor por fase

105.5 kCM, 165 A

$t_0 = 85 \text{ }^\circ\text{C}$

$t_r = 250 \text{ }^\circ\text{C}$

$F_{ac} = 1.02$



Si  $t = 10 \text{ seg.}$

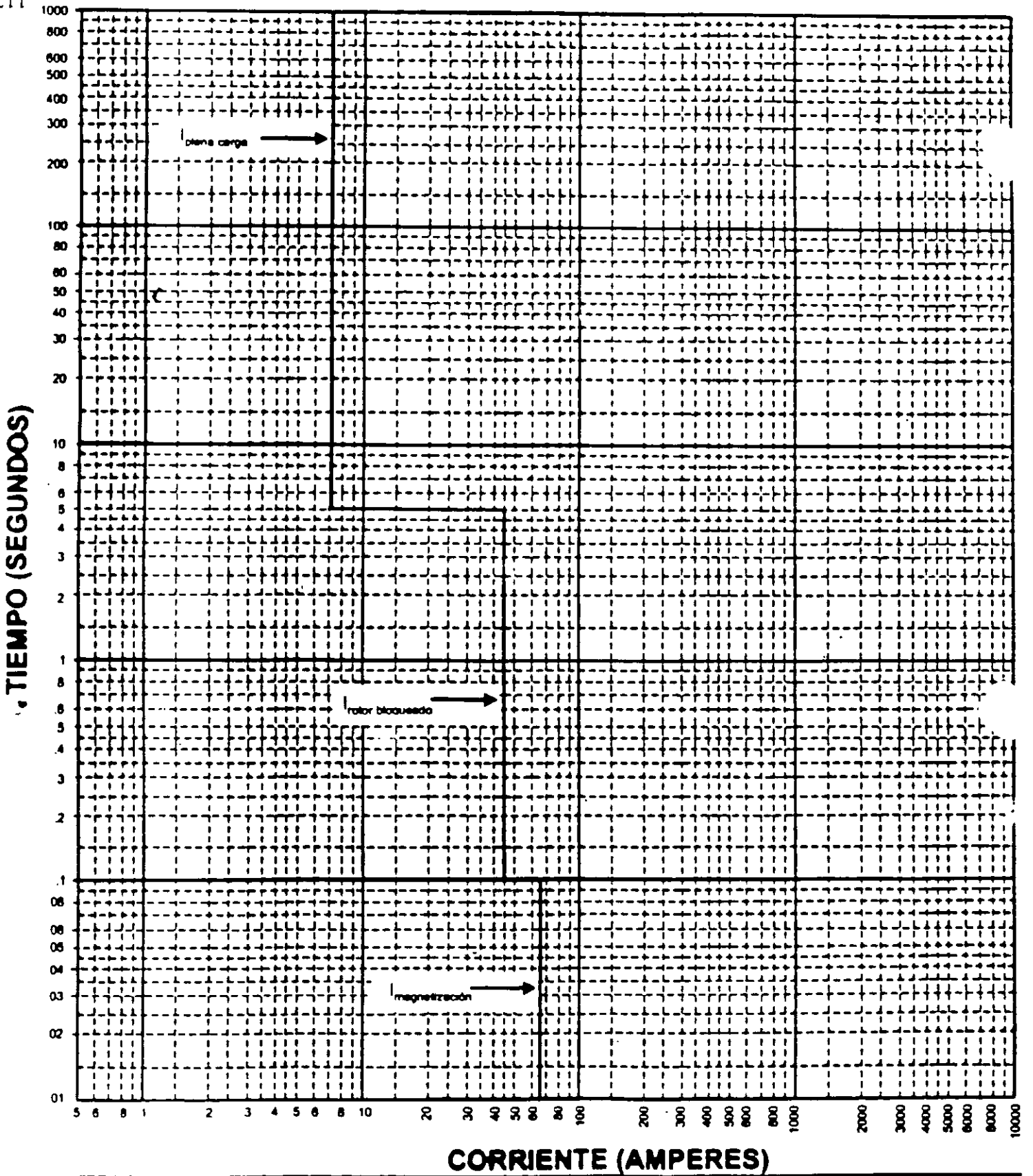
$$I = \sqrt{\left[ \frac{0.0297}{t \times F_{ac}} \right] \text{Log}_{10} \left[ \frac{t_r + 234.5}{t_0 + 234.5} \right]} \times \text{CM}$$

$$I = \sqrt{\left[ \frac{0.0297}{10 \text{ seg} \times 1.02} \right] \text{Log}_{10} \left[ \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5} \right]} \times 105500 = 2420.8 \text{ A.}$$



Si  $t = 0.1 \text{ seg.}$

$$I = \sqrt{\left[ \frac{0.0297}{0.1 \text{ seg} \times 1.02} \right] \text{Log}_{10} \left[ \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5} \right]} \times 105500 = 24207.9 \text{ A.}$$



**Coordinación de protecciones de sobrecorriente. Curvas Tiempo - Corriente**

SUBESTACIÓN: Ejemplo Curso IEEE Componente: Circuito del motor de 50 HP

Voltaje de referencia: 480 Volts Multiplicador de corriente: x 10

Ing. Responsable: \_\_\_\_\_ Fecha de realización: 1997

Observaciones: \_\_\_\_\_





## MOTOR 1

50 HP

480 V

$I_{nom} = 60 \text{ A}$

Letra de Código = 6.5 p.u.

Tiempo de Aceleración 5 seg.

Tiempo máximo permitido de atascamiento 20 seg.

Factor de Servicio (f.s.) = 1.15

Temperatura = 40 °C

### Curva de arranque del motor:

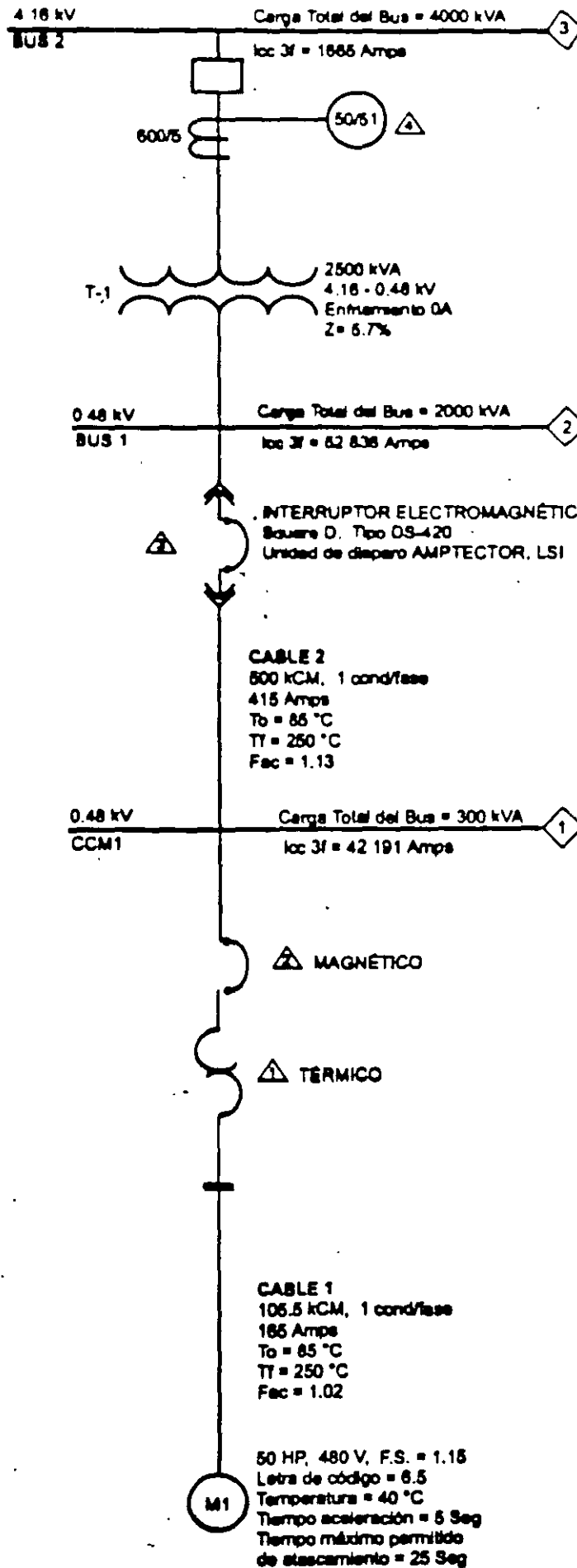
$I_{plena \text{ carga}} = I_{nom} \times f.s. = 60 \times 1.15 = 69 \text{ Amps.}$

$I_{rb} = \text{Letra} \times I_{plena \text{ carga}} = 6.5 \times 69 = 448.5 \text{ Amps, 5 seg.}$

$I_{mag} = 1.5 \times I_{rb} = 1.5 \times 448.5 = 672.75 \text{ Amps, 0.1 seg.}$



**IEEE**  
SECCION MEXICO





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

## **CURSOS ABIERTOS**

### **VII CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

#### **MÓDULO II SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

#### **TEMA**

#### **MÁQUINA SINCRONA Y ESTABILIDAD**

**CONFERENCISTA  
ING. ALFREDO LÓPEZ TAGLE  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**

# INTRODUCTION

Mitsubishi Electric Corporation makes every type of steam turbine generator: 2- or 4-pole, air cooled, conventional hydrogen cooled or hydrogen inner cooled machines.

Normally, hydrogen inner cooling, also called hydrogen-direct or conductor cooling, is used in machines rated 160 MVA and larger; conventional hydrogen cooling in those rated from 35~160 MVA; and air cooling in units rated 50 MVA and below.

For machines exceeding 400 MVA, refinements of the standard inner cooled configuration, such as pressurized gap cooling for the rotor or water cooling for the stator coil may be applied. Details of applicability are shown in Fig. 1.

The largest machine built so far is a 670 MVA 3600 rpm unit for fossil fueled plants, and a 920 MVA/1800 rpm unit for nuclear power is now under construction.

Fig. 2 will give some idea of the extent to which unit capacities have increased in recent years. The total production of Mitsubishi Electric steam turbine generators now aggregates some 20 million kVA (see Fig. 2), and the machines are in use in nations around the world. With an efficiency based on almost sixty years of generator production, Mitsubishi continues to make further efforts to live up to customers' expectations for products of the finest quality.

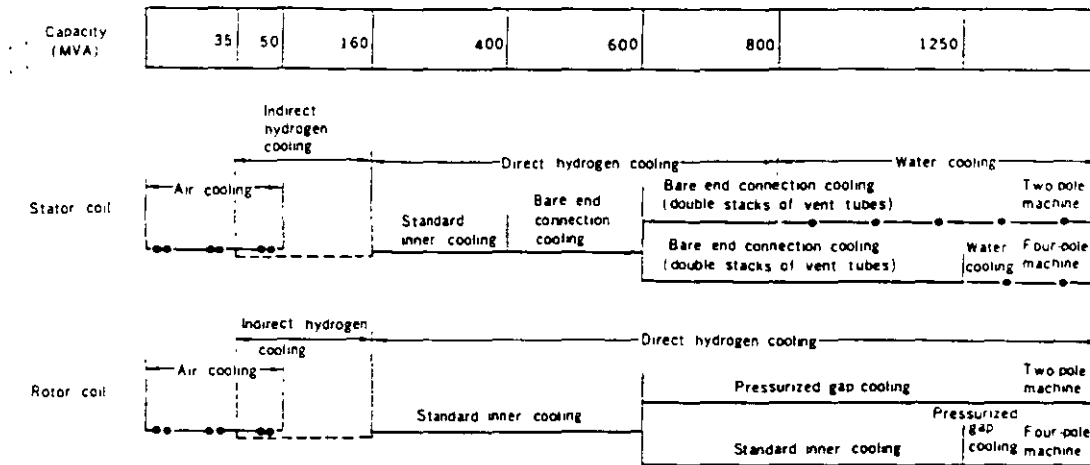


Fig. 1 Applicability of various cooling systems

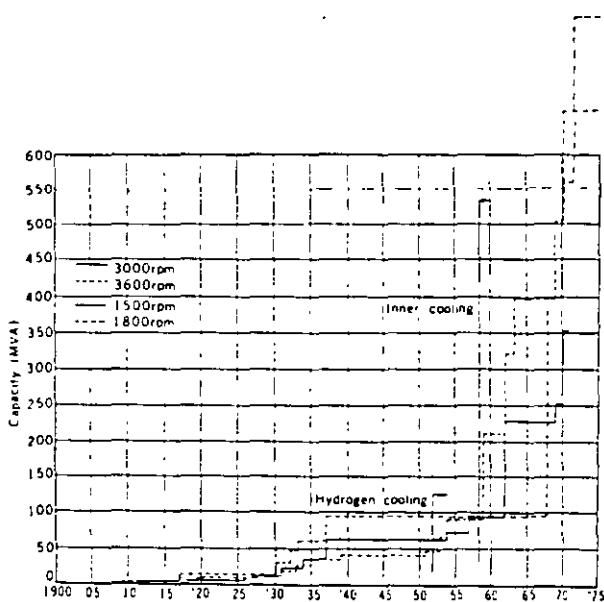


Fig. 2 Maximum ratings of individual steam turbine generators

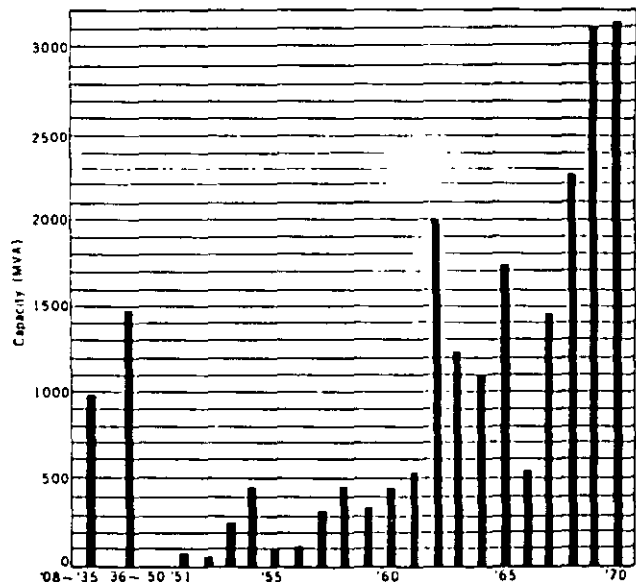


Fig. 3 Production record of steam turbine generators

# STANDARD SPECIFICATIONS

## Rated Output

Synchronous steam turbine generators are rated at the maximum load they are capable of carrying continuously without exceeding their temperature guarantees. Ratings are expressed in kVA at maximum frame gas pressure.

### Conventional Hydrogen

Output is usually specified at the standard hydrogen pressure of 2 kg/cm<sup>2</sup>-g. The output at other hydrogen pressures is expressed as a percentage of the rating:

- 2 kg/cm<sup>2</sup>-g 100% kVA
- 1 kg/cm<sup>2</sup>-g 92% kVA
- 0.05 kg/cm<sup>2</sup>-g 80% kVA

### Inner

Rated output is usually specified at a hydrogen pressure of 4 kg/cm<sup>2</sup>-g.

Output decreases at lower hydrogen pressures, the following being possible:

- 4 kg/cm<sup>2</sup>-g 100% kVA
- 3 kg/cm<sup>2</sup>-g 90% kVA
- 2 kg/cm<sup>2</sup>-g 80% kVA

## Rated Power Factor

In general, a power factor of 0.85 or 0.9 lagging is adopted.

## Rated Terminal Voltage

### Conventional Hydrogen

Standard armature voltage ratings are 11,000 and 13,800 V.

### Inner

There is an optimum voltage rating which is affected by machine design.

Normally an integral number of kV between 15 kV and 24 kV is adopted, and it is dependent upon rated power factor and short circuit ratio.

## Rated Excitation System Voltage

### Conventional Hydrogen

The preferred standard excitation voltages are 250 V and 375 V.

### Inner

Rated voltage of brushless direct-connected exciters can be anywhere from 330 V~600 V. For other systems the preferred standard excitation voltages are 375 V and 500 V.

## Short-Circuit Ratio

The short-circuit ratio is the ratio of the number of field ampere-turns required to produce rated voltage at no-load and at rated frequency to the field ampere-turns required to produce rated armature current at sustained short circuit. Standard short-circuit ratio at rated kVA for Mitsubishi turbine generators is 0.58, but in large generators a smaller short value is recommended.

## Insulation Class

Class B insulation is applied to stator and rotor windings.

## Temperature Rise Limits

(based on maximum frame gas pressure)

Mitsubishi generators can be made to meet any standards, but the following are typical:

### Conventional Hydrogen (JEC standard)

- Cold hydrogen: 46°C (by detector)
- Stator windings: 65°C rise (by embedded detector)
- Rotor windings: 84°C rise (by resistance)
- Collector rings: 80°C rise (by thermometer)  
(at 40°C ambient)

### Inner cooled (USAS standard)

- Cold hydrogen: 45°C to 50°C (by detector)
- Stator windings: 65°C to 60°C rise (by detectors in coolant from armature windings)
- Rotor windings: 65°C to 60°C rise (by resistance)
- Collector rings: 80°C rise (by thermometer)  
(at 40°C ambient)

## Allowable Voltage Variation

Generators will operate successfully at rated, kVA frequency, power factor and gas pressure at any voltage within  $\pm 5\%$  of rated voltage, but not necessarily in accordance with the standards of performance established for operation at rated voltage.

## Short-Circuit Requirements

Steam turbine generators are capable of withstanding, without injury, a 3-phase short circuit at the terminals when operating at rated kVA, rated power factor, 5 percent overvoltage, and with fixed excitation for:

- Conventional . . . . .30 seconds
- Inner cooled . . . . .10 seconds

Generators can also withstand without injury, any other short circuit at the terminals for:

- Conventional . . . . .30 seconds or less
- Inner cooled . . . . .10 seconds or less,

provided the machine phase currents under fault conditions are such that the negative phase sequence current ( $I_2$ ) expressed in terms of per unit stator current at rated kVA, and the duration of the fault in seconds (T), are limited to values which give an integrated product ( $I_2^2 T$ ), equal to, or less than:

- Conventional . . . . .30
- Inner cooled . . . . .10.

Also, the maximum phase current is limited by means of suitable reactance or resistance to a value which does not exceed the maximum phase current obtained from the 3-phase fault.

## Wave Form

The deviation factor of a wave is the ratio of the maximum difference between corresponding ordinates of the wave and those of an equivalent sine wave when the waves are

superimposed in such a way as to make this maximum difference as small as possible.

The deviation factor of the open-circuit terminal voltage wave of synchronous generators does not exceed 10 percent.

### Overspeed Strength

These steam turbine generators, which have cylindrical rotors, will withstand an overspeed of 120 percent without injury.

### Efficiency

The following losses are included in determining efficiency:

1. I<sup>2</sup>R losses of armature and field winding
2. Core loss
3. Stray load loss
4. Friction and windage loss
5. Exciter friction and windage loss if exciter is driven

from generator shaft.

### Gas Replacing

An indirect method is employed whereby carbon dioxide is used as the purging medium when replacing air with hydrogen or vice versa.

Normal figures of quantity of gas and time required for replacing the gas are shown in Table 1.

### Hydrogen Consumption

To maintain gas purity and pressure in operation, hydrogen must be supplied from time to time. Hydrogen consumption includes leakage from the generator frame or outer piping and absorption to seal oil, plus an allowance to compensate for contamination of air inside generator. Table 2 shows hydrogen consumption for conventional hydrogen cooled generators and Table 3 for inner cooled machines.

Table 1. Quantity of Gas and Time Required for Gas Replacement (at standstill or turning speed)

Operation	Gas required	Quantity (@S.T.P.) <sup>a</sup>	Time required (hrs)
Replace air with CO <sub>2</sub> at 75% purity	CO <sub>2</sub>	1.0 V	1
Replace CO <sub>2</sub> with H <sub>2</sub> at 95% purity	H <sub>2</sub>	2.0 V	1~2
Pressurize hydrogen	H <sub>2</sub>	PV	1~3
Replace H <sub>2</sub> with CO <sub>2</sub> at 96% purity	CO <sub>2</sub>	1.5 V	1

(V: Cubic volume of the generator housing, P: Desired hydrogen pressure (kg/cm<sup>2</sup>-g))

Table 2. Hydrogen Consumption of Conventional Hydrogen Cooled Generators (vacuum treating seal oil system)

Gas pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Guaranteed max (m <sup>3</sup> /day)	Expected value (m <sup>3</sup> /day)
0.05	2.0	1.5
1	6.0	4.0
2	9.0	6.0

Table 3. Hydrogen Consumption of Inner Cooled Generators (double flow type gland seal system)

Gas pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Guaranteed max. (m <sup>3</sup> /day)	Expected value (m <sup>3</sup> /day)
2	8.0	5.0
3	10.0	6.5
4	12.0	8.0
5	14.0	9.5

### Factory Tests

The following standard commercial factory tests are made on all generators.

#### Mechanical

1. Rotor overspeed (15%)
2. Rotor mechanical balance
3. Mechanical inspection
4. Gas leakage (using air)
5. Gas replacement

#### Electrical

1. Measurement of cold resistance of armature and field

windings

2. Insulation resistance measurements
3. Phase rotation check
4. No-load saturation curve measurement
5. 3-phase short circuit characteristic measurement
6. Measurement of losses
7. Equivalent temperature rise test
8. Dielectric tests

Stator: The standard test voltage is an AC voltage of an effective value twice the rated voltage of the machine plus 3000 V, applied for 60 seconds (JEC requirement).

Rotor: Field windings are tested at ten times rated voltage up to a maximum of 3500 V, applied for 60 seconds (JEC requirement).

# PRINCIPLE OF HYDROGEN COOLING

Hydrogen cooling has been applied to steam turbine generators rated above 35 MVA since the late 1930's because of the gas's low density and good thermal characteristics. Commercial hydrogen has the degree of purity required for cooling purposes, is non-explosive, and will not support combustion.

The principal characteristics of hydrogen which make it the most desirable gaseous cooling medium for rotating electrical machines are compared with those of air as follows:

Characteristic	Air	Hydrogen
Density	1.00	0.07
Thermal conductivity	1.00	7.00
Heat transfer coefficient (surface-to-gas)	1.00	1.35
Specific heat	1.00	0.98
Support of combustion	Yes	No
Oxidizing agent	Yes	No

These characteristics, in turn, mean that conventional hydrogen cooling has the following advantages:

1. Lower windage and ventilation losses due to lower density.
2. Increased output per unit of generator weight due to the higher thermal conductivity and heat transfer coefficient, making possible the building of generators of higher capacities;

3. Reduced maintenance expenses because of the freedom from dirt and moisture resulting from the closed recirculating gas system;
4. Increased stator winding insulation life because the absence of oxygen and moisture lessens the harmful effect of any coronas generated during abnormal operating conditions.
5. Reduced windage noise because of the lower density and the closed ventilation system.
6. Availability of hydrogen in unlimited quantities at a relatively low cost.

In early conventional hydrogen cooled machines, hydrogen pressure inside the generator housing was maintained at 0.05 kg/cm<sup>2</sup>-g, but it was found that increased pressure, coupled with improvements in blowers, metallurgy and details of construction, permitted steady increases in the maximum ratings possible.

It eventually became evident, however, that this increase was limited by a hydrogen pressure of about 2 kg/cm<sup>2</sup>-g, beyond which point no appreciable increase in capacity could be secured by further increases.

Inner cooling was then developed, an improved method of cooling large steam turbine generators, which permitted a further increase in the capacities for which these machines could be built. The basis of this improved technique was to cool the active conductors internally by making them

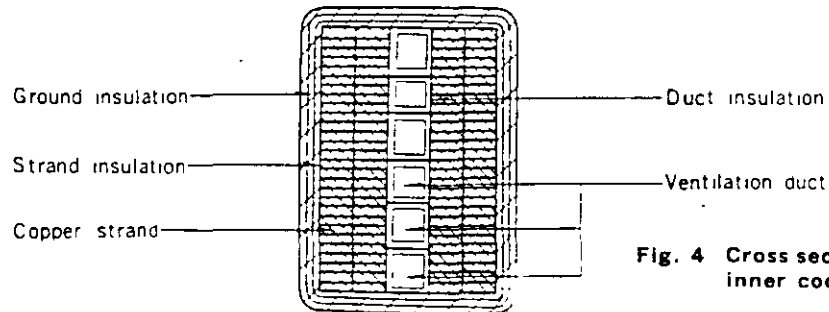


Fig. 4 Cross section of stator coils—inner cooled

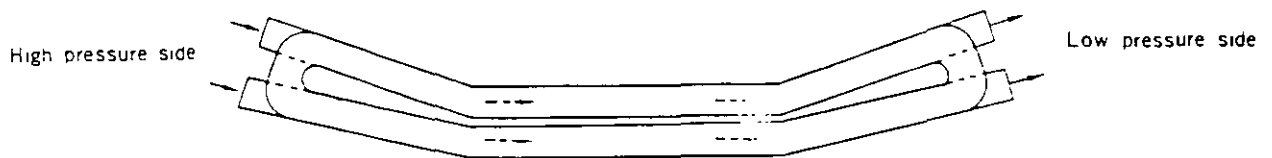


Fig. 5 Ventilation direction—inner cooled

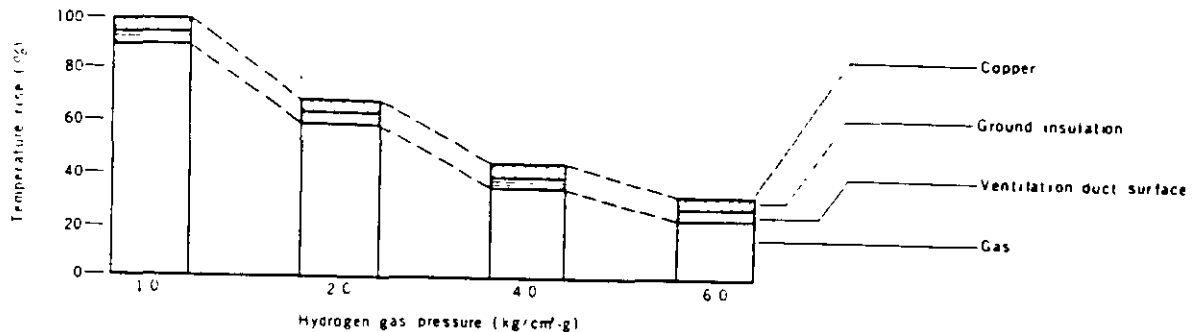


Fig. 6 Temperature rise in the stator coil—inner cooled

hollow and to blow gas at high velocities through these ducts, thus placing the coolant in direct contact with the materials in which the heat was being generated. This inner cooling principle allowed increases in generator ratings because of the greater ceiling capabilities at pressures up to 5 kg/cm<sup>2</sup>-g.

This inner cooling configuration had a number of further advantages over conventional hydrogen cooling, as follows:

1. Machine dimensions and weight are greatly reduced by the improvement in cooling efficiency, resulting in lower costs for foundation and cranes.
2. Floor space is reduced because less axial distance is required to remove the rotor.
3. Reduced rotor weight and dimensions increase reliability of the shaft material.

## Safety Features

Since mixtures of hydrogen and air are explosive over a wide range of proportions (from about 5% to 70% hydrogen by volume), the machine design and operating procedures are so specified that explosive mixtures are not possible under normal operating conditions. In order to provide for mechanical failure or accident, the frame is 'explosion-proof'. The intensity of an explosion of a mixture of air and hydrogen varies with the proportions of gases present, reaching a maximum at a point halfway between 5% and 70% hydrogen. The term 'explosion-proof' is intended to mean that the frame will withstand an explosion of this most explosive proportion of hydrogen and air at a gas pressure of about 0.2 kg/cm<sup>2</sup>-g without damage to life or property external to the machine.

This nominal pressure of about 0.2 kg/cm<sup>2</sup>-g is that which might be obtained if hydrogen were accidentally admitted during the purging operation instead of carbon dioxide. Such an explosion might, however, result in damage to or dislocation of internal parts of the generator.

A conventional hydrogen cooled generator or an inner cooled generator is provided with a gas and oil system. The primary functions of the hydrogen control system are 1) to provide for purging and filling of the generator housing to maintain the gas within the generator housing free of moisture within predetermined purity, pressure and temperature limits, and 2) to give warning of improper operation of the generator or the hydrogen control system. These functions can be performed for running and standstill conditions. The gas control and alarm system used with Mitsubishi's steam turbine generators is simple to operate and adequate from the standpoint of reliability and protection. The details and functioning of this control and alarm system are covered more completely on pp. 22~30 of this catalogue.

4. Circuit breaker interrupting capacity may be reduced because of the high transient and subtransient reactances.

5. Operation and maintenance is no more complicated than for conventional hydrogen cooled types.

In Mitsubishi's inner cooled generators, both the stator and the rotor coils are cooled internally. Thus temperature rise through ground insulation and core laminations, which had been the largest element in total temperature rise in conventional hydrogen cooled machines, is reduced to near zero, with the result that the temperature rise of the hydrogen itself now plays a major role (see Fig. 6). Therefore, either higher gas pressure or lower blower pressure will increase the mass flow of hydrogen, resulting in lower temperature rise and greater generator capacities.

## Dialastic Insulation

Dialastic insulation, the result of extended research and development over a number of years, has outstanding electrical, physical and thermal properties.

Its advantages result from the excellent electrical properties of the resin, coupled with improvements in the impregnation process which produces a high degree of fill, and good insulation consolidation. This results in lower insulation power factor, increased dielectric strength and a remarkable improvement in voltage endurance. The thermosetting property of dialastic resin provides solid yet elastic physical bonds between mica flakes and the resiliency of the resin bond permits elastic cyclic displacement of adjacent mica flakes and provides restoring force within the insulation wall.

Generator armature coils using this insulation are of the half-coil construction. The coils are insulated from ground by multiple layers of continuous mica tape. The mica tape used is bonded with a synthetic resin with excellent electrical properties, which contributes to low dielectric loss and high dielectric strength. After application of the mica tape, the coil is completely wrapped with a finishing tape of fiber glass.

The coils are vacuum treated to remove moisture, solvents and gases. They are then impregnated under pressure with Dialastic resin. The process used results in the greatest possible fill of the coil interstices. After impregnation the resin is cured by heating, with physical restraint on the insulation to obtain a high degree of filling and excellent consolidation, both on the straight part and the end winding. The resultant composite insulation is a tough, yet flexible, dielectric barrier with excellent electrical and physical properties. The insulation is elastic and possesses good dimensional stability.



# GENERATOR CONSTRUCTION

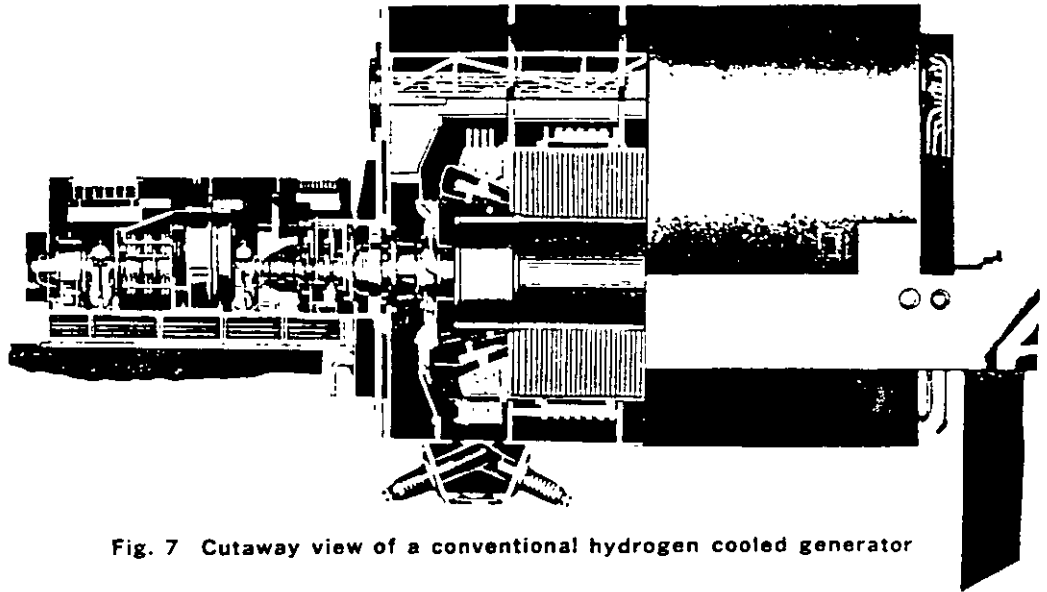


Fig. 7 Cutaway view of a conventional hydrogen cooled generator

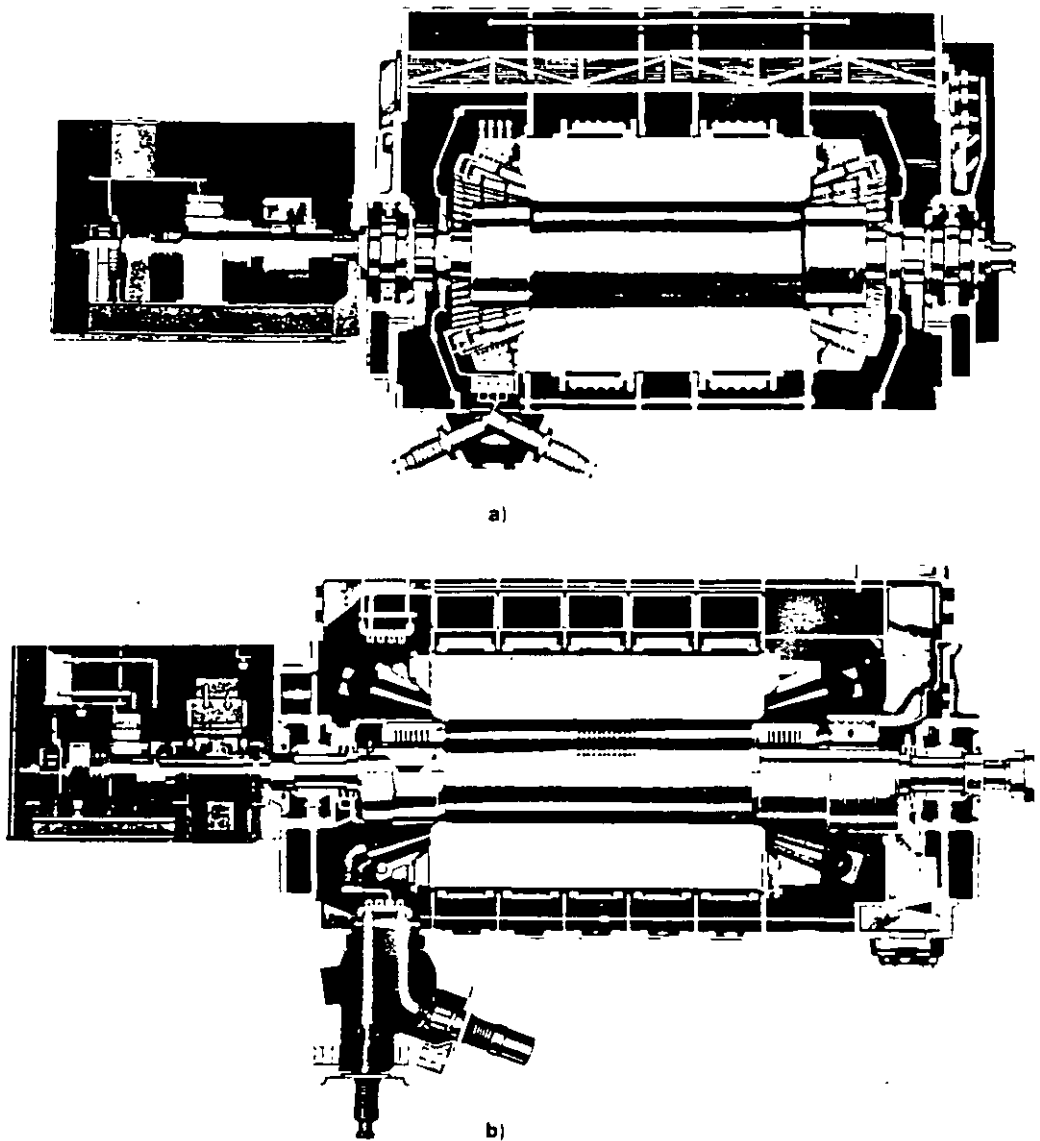


Fig. 8 Cutaway views of an inner cooled generator

## Stator

### 1. Frame and Housing

The generator frame and end brackets are fabricated from rolled steel plates welded to form the required shapes. The method of construction used will depend upon whether the unit is installed indoors or outdoors, and on limitations imposed by methods of shipping from the factory to the plant site. Indoors installations do not require any special provisions other than those associated with making the frame leakproof to hydrogen. All welds are tested for gas tightness. Furthermore, in order to ensure that explosion will not destroy the integrity of the frame and end brackets, the yield strength of the material, the frame, and end brackets are tested hydraulically.

### 2. Frame Construction for Shipping Limitations

Depending on the size of the unit and limitations imposed by transportation facilities, the generator frame may be made in more than one section. Mitsubishi's normal practice on these occasions is to separate the generator frame into two sections: the wound inner frame, and the outer frame. Fig. 9 shows this construction. The wound inner frame, which is shipped assembled includes the stator core, wound stator coils and inner frame. The outer frame is made of two to four sections depending on the size. The individual sections are bolted together at the site and the joints are seal welded. A simpler alternative is to separate both end sections of the frame.

### 3. Outdoor Construction

Those units which are to be installed outdoors have special provisions for protection against wind, rain, snow, sleet, heat, cold and dust. The generator itself is inherently weatherproof, since it must be tight to contain the hydrogen, but the following features are incorporated to make the entire generator structure weatherproof.

1. All oil, water, gas and electrical connections are made either under cover or below the operating floor, all exposed portions being weatherproof.
2. All lagging, along with the instruments mounted in the side panel, is weatherproof.
3. Joints of the generator and lagging with the turning gear enclosure are weatherproof.
4. Mushroom type vents are provided on the generator end lagging for ventilation.

Fig. 10 shows a typical turbine generator for outdoor installation.

### 4. Stator Core

The stator core consists of laminations and radial vent plates built on a fabricated frame. Silicon steel sheets of the highest grade are used for the laminations. They are punched out into fan-shaped segments and are baked on both sides with insulating core varnish to minimize eddy current losses in the laminated core. These segments are laminated in the inner periphery of the stator frame, and heat resistant insulating asbestos papers are inserted in numbers adequate to assure complete insulation. Radial vent ducts are provided every three to five centimeters with vent plates and duct pieces spot-welded to them. The core is pressed by hydraulic pressure during stacking and finally clamped by core bolts on the outer periphery of the core, and by insulated

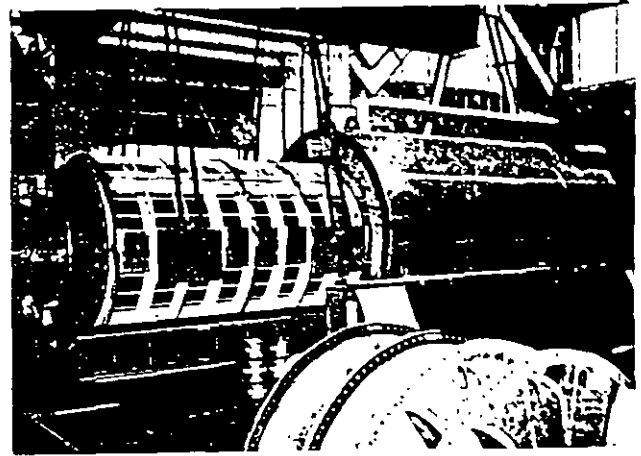


Fig. 9 Multi-piece stator construction

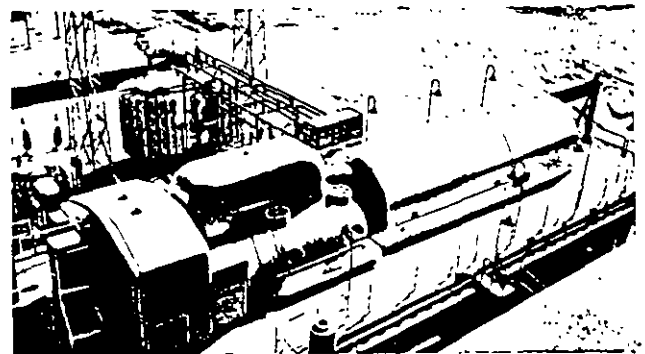


Fig. 10 A conventional hydrogen cooled generator installed outdoors

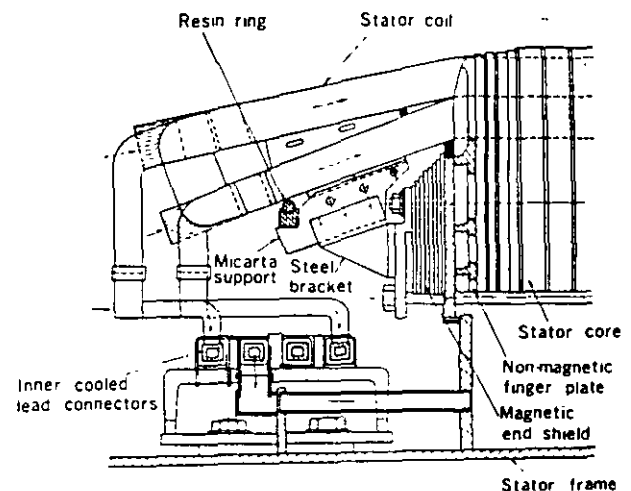


Fig. 11 Stator core and coil support

through-bolts which pass axially through the core behind the slots. Non-magnetic finger plates located on both ends of the core assure uniform axial pressure. For inner cooled generators with larger ratings, magnetic end shields are provided on both ends of the core to minimize core end heating during under-excited operation of the generator. These end shields are also made of laminations similar to those of the main core, and they short-cut the end leakage flux before the flux reaches the main core. Fig. 11 shows the stator core and coil support construction.

## 5. Flexible Mounting

The magnetic attraction between the poles of the rotor and stator core induces a double frequency vibration in the core. In two-pole generators, the transmission of this vibration to the generator frame and foundation is largely avoided by a flexible support between the stator core assembly and outer members of the generator frame. The mounting is such that very little of the core vibration is transmitted to the frame, but the core is rigidly restrained against load and short circuit torques. The core is supported by several pairs of leaf springs, which are bolted to the bore ring on one end and to the members of the frame on the other. The principle of the flexible mounting is illustrated in Fig. 12. In four-pole machines, experience indicates that flexible mounting of the stator is not required.

## 6. Stator windings

Stator windings are composed of double layer half coils which are then laid in the grooves of the stator core and end connection made to form a continuous coil. Almost without exception, one turn coils are used. Each coil (i.e., each conductor) is composed of a number of glass sheathed rectangular copper bars. In the slots, coil top and bottom elements and coil left and right elements are transposed under the Roebel configuration, thereby limiting coil eddy current losses. Coil elements are formed into required shapes and bound. Following this, straight elements in the slots are locked into place with resin and finished to specified dimensions. In order to limit eddy current losses which would arise from flux leakage in radial and peripheral directions at the coil end connections, coil elements at the half coil connections are divided into several groups and transposed externally. In machines rated below 400 MVA, insulating tape is wrapped around coil end connections. Fig. 13 shows a cross-sectional view of the stator coil in a conventional hydrogen cooled machine. Figs. 14 and 15 show cross-sectional stator coil views in an inner cooled machine.

Conductors in the inner cooled machine consist of two groups of Roebel transposed elements. With the construction shown in Fig. 14 (i.e., for machines rated below 600 MVA), the Roebel transposed element groups are located on both sides of the coil cross-section. Rectangular vent ducts made of thin-wall non-magnetic alloy of a low-resistance type pass between the groups and are stacked to the same height as the elements themselves. These ducts pass from end to end within the coil. Details of Roebel and external transposition are shown in Fig. 16. For machines rated above 600 MVA, the double vent tube configuration is used, as it provides a cooling effect superior to that of construction shown in Fig. 15. Here, the Roebel element groups are each split with vent ducts passing through the splits. Left and right row elements are transposed around the vent ducts at the top and bottom of the coil.

At the stator coil ends, the bare vent ducts protrude beyond upper and lower coil connections. This arrangement provides ample spacing in respect to the bearing bracket and at the same time yields a satisfactory dimension along the coil from the vent duct ends, thereby maintaining the required breakdown voltage level.

In the standard inner cooled machine, the hottest spot of

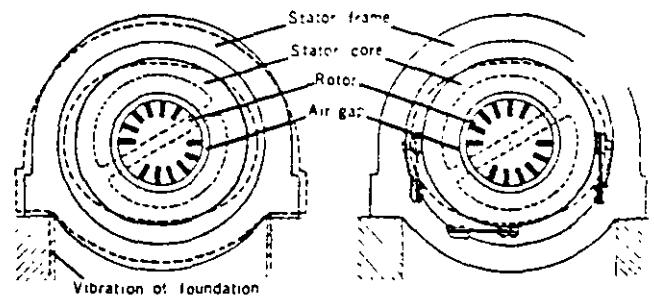


Fig. 12 Stator core flexible mounting

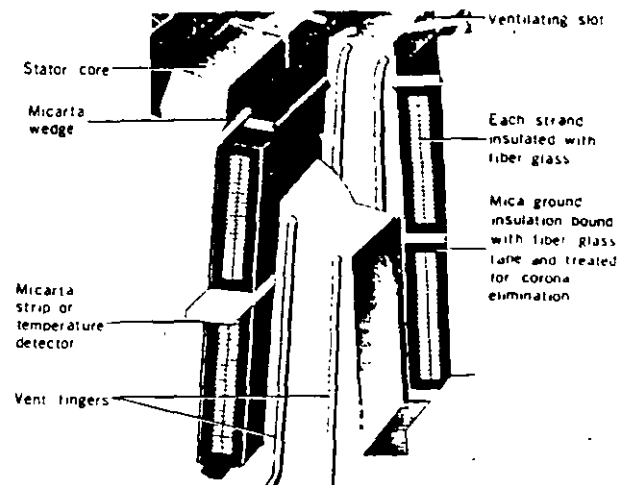


Fig. 13 Cross section of a stator coil  
—conventional hydrogen cooled

the stator coil is found in the coil connections near the turbine, that is, the cooling gas outlet end of the machine. Hence, insulation has not been used at this point for ratings above 400 MVA, as it was found that bare construction improves the cooling effect. Applied voltage in respect to adjacent coils of the same phase is low and hence striking and creeping distance to ground is ample. Applied voltage in respect to coils of another phase is high, however, necessitating large dimensions to prevent flashover. For this reason, the shape of the end portion of both upper and lower coils was changed as depicted in Fig. 17, widening clearance between coils of different phases and reducing clearance between coils of the same phase. Dielectric insulation is applied to the stator coils (refer to the general description on page 7.) To eliminate corona discharge, semi-conducting varnish has been applied to surfaces of straight portions of the coil in the slots and Coronal processing applied on the diamonds. This approach adjusts distribution of electrical resistance, yielding a uniform potential gradient. Insulating varnish has also been applied from the end on the Coronal to the coil end connection part.

A large magnetic force develops at coil ends during short circuit conditions, tending to expand the conical end portion in the radial direction and to twist upper and lower coils in opposite directions. To counteract this force, Micarta coil support are attached to the end shield and coil, and adjacent coils are bound firmly to each other with glass cord.

For inner cooled machines, rings (hoops) made of epc resin reinforced fiber glass are fitted to the conical end portions to prevent deformation from magnetic force in the radial direction.

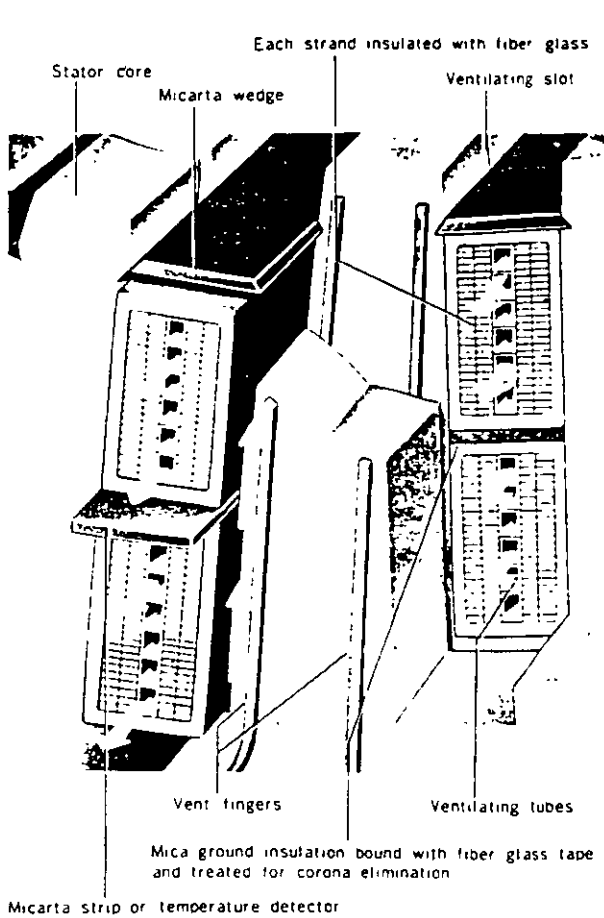


Fig. 14 Cross section of stator coil—inner cooled (single stack of vent tubes)

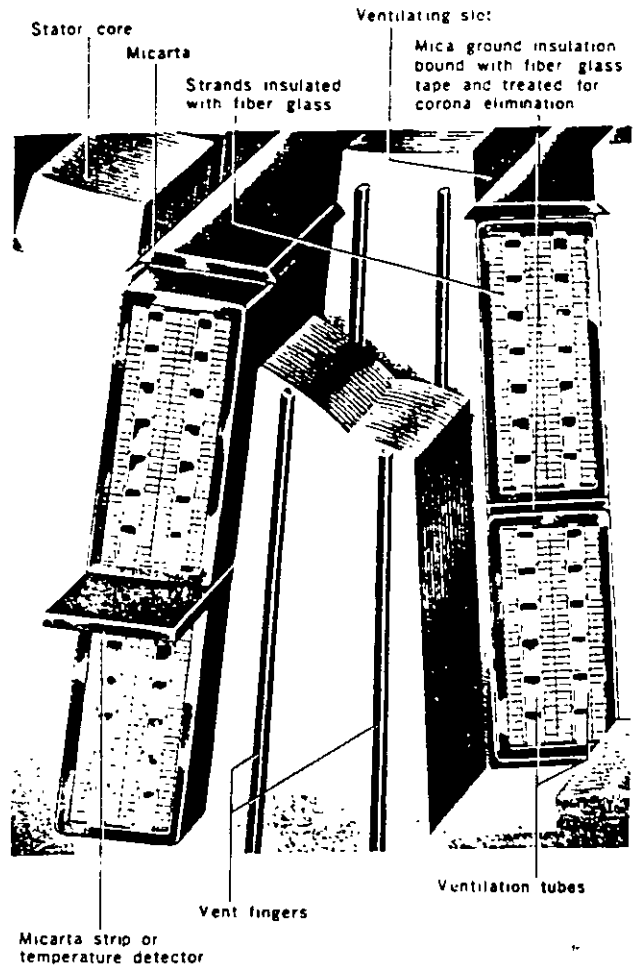


Fig. 15 Cross-section of stator coil—inner cooled (double stacks of vent tubes)

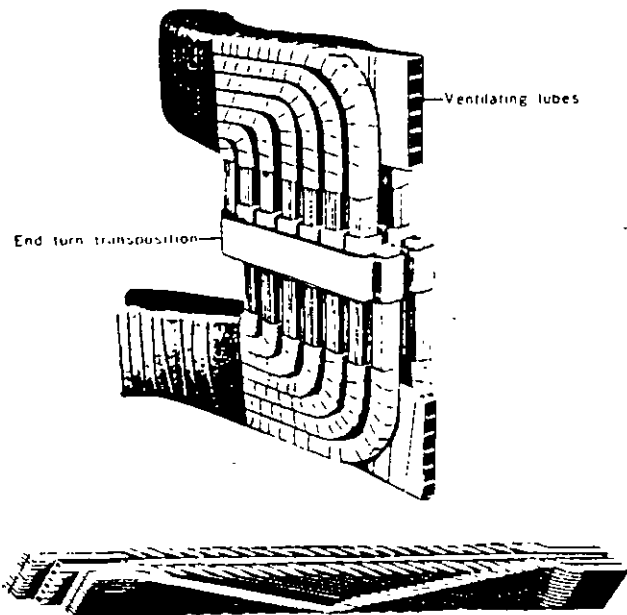


Fig. 16 Roebel transposition details and external transposition for stator winding

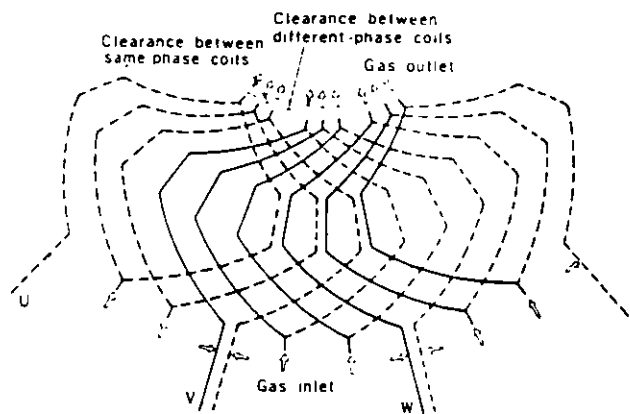


Fig. 17 Cooling construction for stator coil end connections

## 7. Main Leads

The main generator leads are brought out through lead bushings which are located in a lead box at the bottom of the machine. They are arranged for maximum space and readily permit tying-in with any type of bus run. Bushings can, if necessary, be replaced without removing the generator rotor. Current transformers for metering, relaying and regulating can be provided (maximum of three per bushing.)

In inner cooled generators, bulk type bushings provide both internal and external creepage distances commensurate with machine voltage. Dry type bushings, provided with Dialastic insulation and high grade porcelain sleeves are used. The main lead connectors and bushings are cooled internally by means of a stream of hydrogen directed by an internal duct down the center of the assembly to the end of the bushing, where it is returned through the space between the duct and the current-carrying member of the bushing to the lead box and thence to a low pressure zone in the generator. Fig. 18 shows a cross section of the inner cooled bushing.

## 8. Temperature Detectors

Temperature detectors are located in the armature windings and in the gas passages. Those located in the gas passages measure the temperature of the gas entering and leaving the coolers. Resistance-type temperature detectors are employed to measure the temperature of the armature coils for conventional hydrogen cooled generators.

Inner cooled generators, in addition to the resistance-type temperature detectors normally employed, have a number of resistance-type temperature detectors located at the

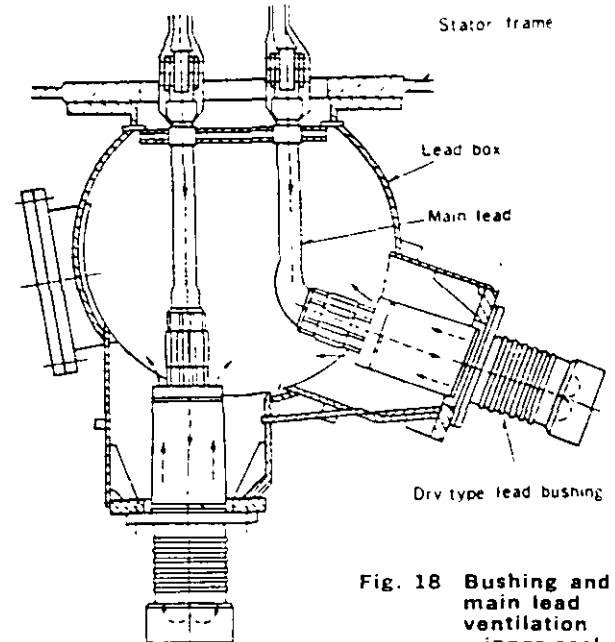


Fig. 18 Bushing and main lead ventilation — inner cooled

hot end of the machine in the gas stream from the stator coils. These detectors read the highest gas temperatures in the machine, and these readings determine the temperature rise of inner-cooled stator coils.

The leads from these detectors are brought out through the frame to a gas-tight terminal board where they are connected to the instrument wiring.

## Rotor

### 1. Rotor Forging and Machining

The rotor including the shaft ends is machined from a single, solid Ni-Mo-Vd steel forging. Since the rotor rotates at high speed and is the most important part of the mechanical structure, special care is given to the material, mechanical design and machining.

Forging material is tested for compliance with rigid specifications. It is subjected to a thorough going inspection by ultrasonic flaw detector, and if questionable echo patterns appear, test specimens are taken from the part in question and precise mechanical tests are carried out to decide whether to accept the material. Test pieces are also taken from the surface and both ends of the material for magnetic and mechanical test. A bore hole is provided for examination to assure forging soundness, and to carry the leads from the field winding to the source of excitation.

Conductor slots are machined by a slot-miller or a planer. In conventional hydrogen cooled machines, the conductor slot is parallel, and an axial ventilating slot is cut under the conductor slot. Radial holes are also machined in the teeth so that the ventilating gas stream can be directed from the axial ventilating slot to the gap between the stator and the rotor.

In inner cooled generators, however, the slot is tapered to give maximum permissible winding space in the rotor, and no ventilating holes are provided since the field winding is cooled internally.

The pole face is cross-slotted to equalize rigidity in the principal axes and minimize audible frequency vibration. These cross slots have a semi-circular shape and are distributed along the total length of the rotor body. Shallow grooves may be cut over the entire surface of the rotor body, depending upon the gap length, to reduce rotor surface loss. Fig. 19 shows a typical inner cooled generator rotor shaft.

### 2. Rotor Winding and Insulation

Conventional hydrogen cooled generators have rotor conductors made of hard drawn, silver-bearing copper. The small amount of silver included in this material ensures high elastic limit, high softening point and good creep characteristics, which will prevent the deformation of rotor end windings such as may occur when conventional copper conductors are used under conditions of large centrifugal force and severe thermal cycling.

Mica insulating cells are placed in the slots first, then the coils are wound edge-wise and set into the slots one by one. Mica tape bonded to the bare copper conductors insulates between turns. Suitable filler strips are

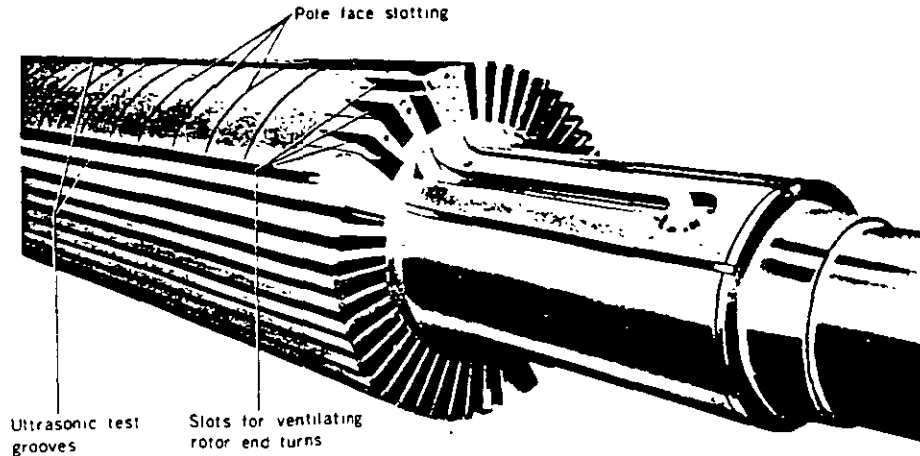


Fig. 19 Rotor shaft—inner cooled

assembled on top of the winding, and the entire winding is treated with a heat-reactive phenolic-alkyd varnish. The entire rotor is placed in an oven and special pressing tools are periodically tightened. Following the last tightening operation, the oven treatment is continued until the varnish is cured. After the winding is baked, the pressing tools are removed and special wedges are driven in the top of the slots over a brass filler strip. This filler strip is used to facilitate driving of the wedges, but its primary function is to provide a damper winding. At the bottom of the slots where the mica insulating cells are placed over the axial ventilating slots, a steel filler strip is used to keep the mica cells from direct contact with the high velocity gas stream.

Rotor conductors of inner cooled generators are made of cold drawn, silver-bearing copper. Each conductor is made up of a pair of modified U-channels opposing each other, and provides for rotor ventilation passage. Hydrogen inlet and exit ports are radial holes at the corner parts and at the center of the straight parts of the coil structure.

The slot insulation is made of glass epoxy mica material. Prior to inserting the winding coils into slots, J-bends are put into the slots one after another and their joints welded by a high frequency induction heating apparatus. Glass laminate bonded to the bare copper conductors insulates between turns. Matching holes in the conductors are provided to give free access for the hydrogen flow. The completed winding is carefully baked and seasoned. Special non magnetic wedges are driven in the top of the slot over the filler strip. Completed damper circuits are provided in order to absorb negative phase sequence currents, and consist of retaining rings, copper damper strips and non-magnetic alloyed copper wedges. A special slip layer is provided between the top conductor and the filler strip, which permits free movement of the conductors in the axial direction during operating conditions and prevents permanent distortion of the end winding.

### 3. Retaining Rings

The rotor end turns are supported by high strength steel retaining rings which are shrink fitted on the end of the rotor body. In order to fit a retaining ring, it is necessary

to heat the ring to an elevated temperature and place it on the rotor while hot. The shrink fit of the retaining ring will decrease when the rotor is brought up to speed, but even at specified overspeed a light shrink fit is still present between the rotor body and the retaining ring. In order to prevent any axial motion of the retaining ring relative to the rotor body, a circumferential locking ring is provided. This ring is split and the ends at the split are provided with special extensions which are used to expand it during the fitting of the retaining ring on the rotor.

Floating type retaining rings, or those supported directly on the end of the rotor body, eliminate both conductor stresses at the point of attachment and coil insulation chafing under the rings since neither centrifugal force nor rotor deflection produces relative movement between winding and ring. Resultant permanent centering of the retaining ring contributes to balance stability and noise reduction. An end plate shrink-fitted on the other end of the retaining ring prevents elliptical distortion of the ring during operation and insures alignment stability.

In conventional hydrogen cooled generators, the material for the retaining ring is Ni-Cr-Mo steel. Uniform end winding ventilation is achieved by radial holes on the retaining rings.

In inner cooled generators, the retaining ring is of cold worked, non-magnetic austenitic steel with a high Mn content. It is aimed at reducing end leakage fluxes and stray load losses resulting from higher current loading. No ventilation holes are provided on these rings because of the notch-sensitive properties of this material.

Fig. 20 shows an external view of the completely assembled inner cooled generator rotor.

### 4. Collector Rings and Field Leads

Fig. 21 illustrates the collector and field lead construction. The collector rings are made of tool steel and the wearing face is spirally grooved so as, on the one hand, to interrupt the small arcing contacts which carry current between the rings and brushes thus preventing current concentration in small brush face areas, and on the other, to secure more intimate contact between the ring and the brush by allowing the entrapped air to escape more readily.

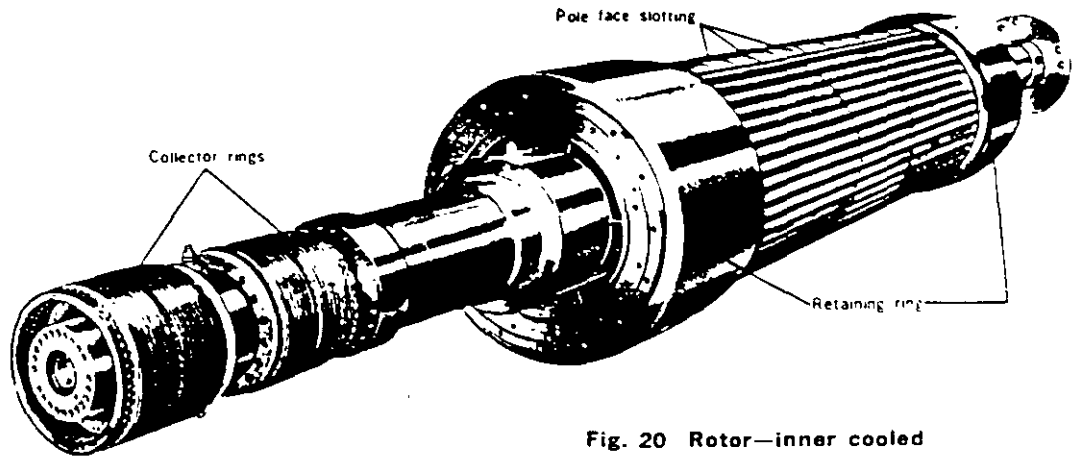


Fig. 20 Rotor—inner cooled

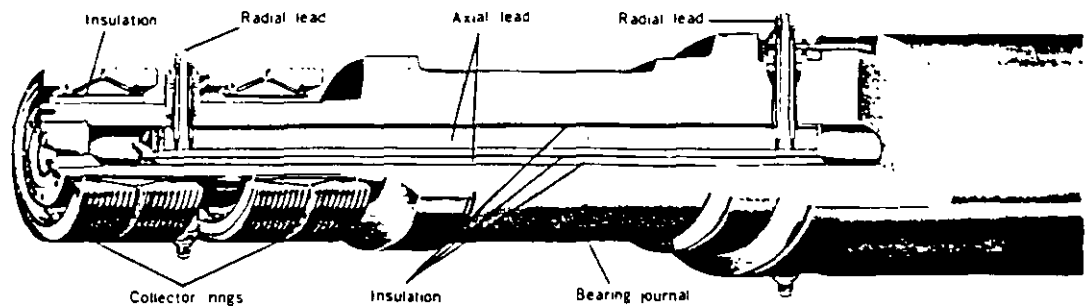


Fig. 21 Collector and leads

The rings are provided with ventilating holes which give additional cooling surface, and also force the air to circulate in the immediate vicinity of the rings. A centrifugal type fan mounted on the generator shaft draws cool air through the brush rigging at all times.

The collector rings are mounted on individual steel bushings, with mica insulation between rings and bushings. The ring and bushing assemblies are removable as individual units. The collector rings are connected to the rotor winding by means of radial leads which are in turn connected to axial leads in the bore of the shaft by a threaded joint. Hydrogen-tight seals are provided at the radial leads at both ends of the axial leads. The bore hole in the rotor shaft is sealed by means of expansion fitted steel plugs. A tapered hole in the plug at the collector end of the rotor is provided so that leakage tests of the radial lead seals can be made.

**5. Brushes and Brushholders**

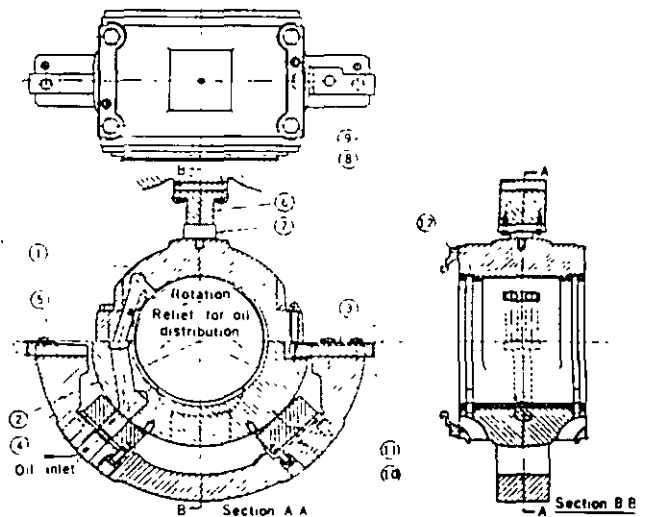
The brushholders are designed to permit changing brushes without the use of tools. A special locking feature holds the brush shunt to the fixture on the brush sickle.

**Bearings and other Mechanical Parts**

The two generator bearings are supported in brackets which are bolted to the generator frame to form a gas-tight housing. The entire weight of the generator is supported on welded feet.

Fig. 22 is a sectional view showing the details of a typical insulated bearing, which consists of a cast steel shell lined with Babbit metal and provided with means for lubrication. It should be noted that Fig. 22 is of service

only to show general construction features; minor differences in detail occur depending on the rating and dimensions of the generators.



- |                         |                          |
|-------------------------|--------------------------|
| 1. Top bearing          | 7. Key insulation        |
| 2. Bottom bearing       | 8. Bolt                  |
| 3. Insulated stop dowel | 9. Dowel                 |
| 4. Seat                 | 10. Insulation           |
| 5. Seat key             | 11. Support seat         |
| 6. Keeper               | 12. Oil catcher—outboard |

Fig. 22 Insulated bearing

The bearing shell is split horizontally and dowels insure perfect alignment of the two halves when assembled.

Both the spherical support seat and the stop dowels are insulated from the bearing seat, and insulation is provided between the top half of the bearing and the bearing keeper. In addition, to prevent shaft currents from flowing through the bearings, insulation is provided at the following places on both ends of the generator: between the gland seals and the brackets; between the gland seals and the feed and drain lines; and between the bearing oil seals and the brackets.

Oil supplied to the bearing through a hole in the bracket is led through a drilled passage to the upper part of the bearing, from where it is carried through a relief valve into the bearing and distributed along the bearing length. The oil which leaks out on the ends is discharged through annular grooves and radial slots machined at the bottom of the bearing. A split oil seal ring is bolted on each end of the bearing.

Fig. 23 and 24 show the principle of operation of the bearing gland seals for conventional hydrogen cooled and inner-cooled generators. The seal oil is supplied to the feed grooves through passages in the supporting brackets. A gland seal ring is provided to restrict the flow of oil through the seat. This ring can move radially with the shaft, but is restrained from rotating by a pin to the supporting structure. Oil leaving the gland seal rings is caught in chambers on each side of the seal, from which it is drained back to seal oil system

## Cooling Systems

The ventilation and cooling system of a conventional

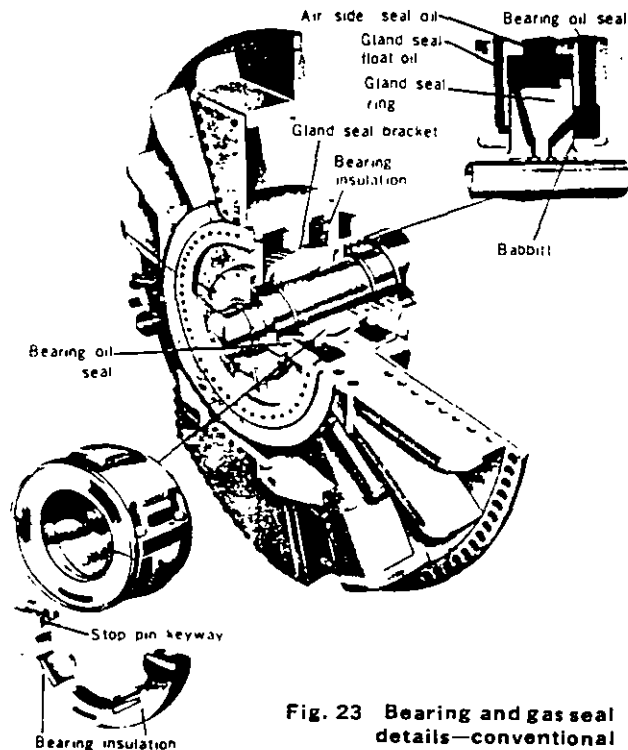


Fig. 23 Bearing and gas seal details—conventional hydrogen cooled

hydrogen cooled generator and that of an inner cooled generator differ extensively.

### 1. Conventional hydrogen

Figs. 25 and 26 show the typical ventilation circuit for a conventional hydrogen cooled machine.

Hydrogen is used to cool all parts of the machine other than the collector rings, field leads and excitors, which are separately cooled by air.

The gas in the generator housing is circulated by two propeller type blowers mounted at both ends of the rotor as shown in Fig. 27. These blowers provide ample pressure and volume for effective ventilation. Aluminum alloy blower segments are held by an easily removable clamping ring.

Two hydrogen coolers are provided axially at the top of the generator housing to cool the gas.

Stator ventilation is by the so-called multiple-path system. Gas from the propeller blowers is directed to both ends of the rotor, both ends of the annular gap between the stator and the rotor, and the outer periphery of the stator core at the center sections. The core end sections are ventilated by the gas which is introduced to both ends of the gap and is led outward radially through the vent ducts to the outer periphery of the stator core. At the center sections of the stator core, gas is fed inward radially through the vent ducts to the annular gap. Then, the gas flows axially to adjacent low pressure zones through this gap and returns outward radially through the vent ducts to the outer periphery of the stator core. Effective rotor ventilation is achieved by means of axial and radial ducts at the body, and radial holes in the retaining rings at the end. Fig. 28 and 29 show the rotor ventilating passages.

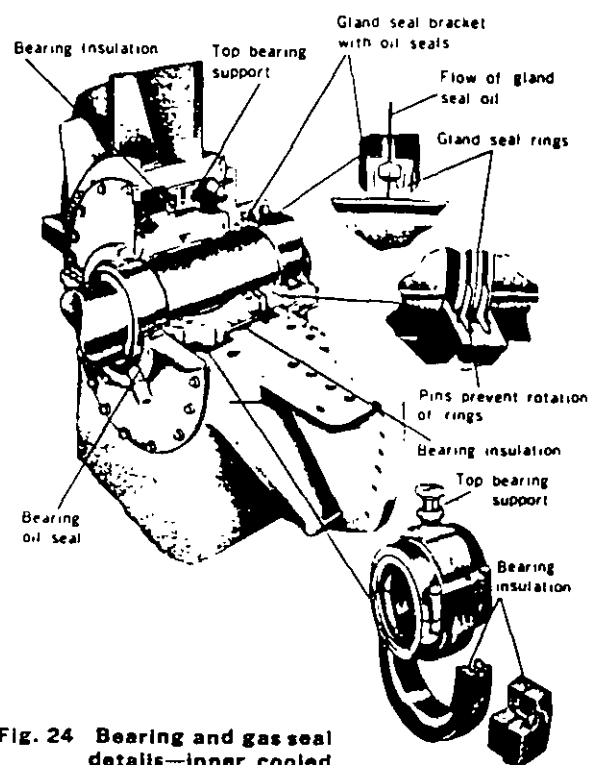


Fig. 24 Bearing and gas seal details—inner cooled



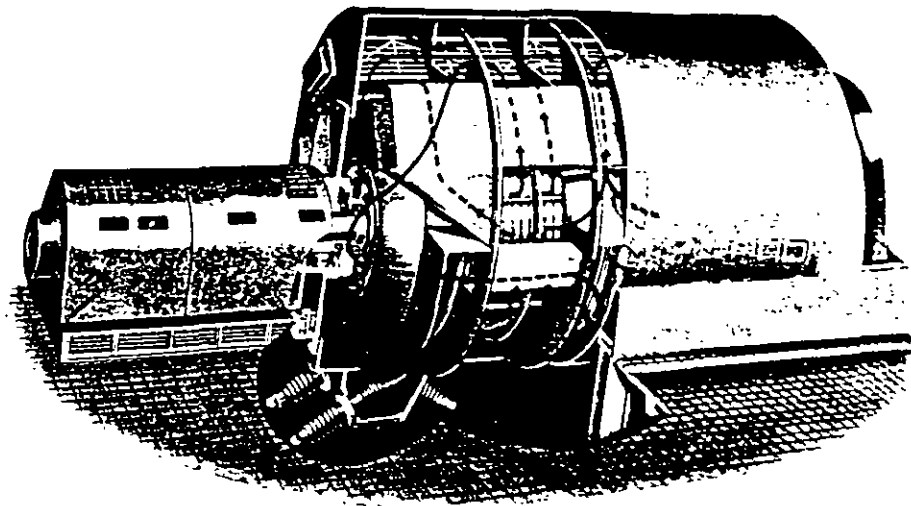


Fig. 25 Ventilation system—conventional hydrogen cooled

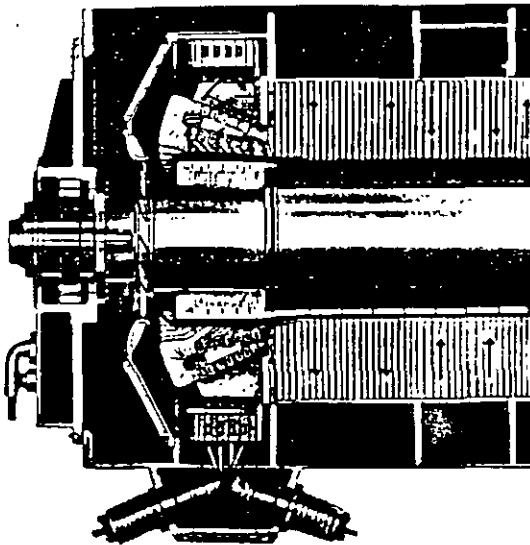


Fig. 26 Stator and rotor ventilation—conventional hydrogen cooled

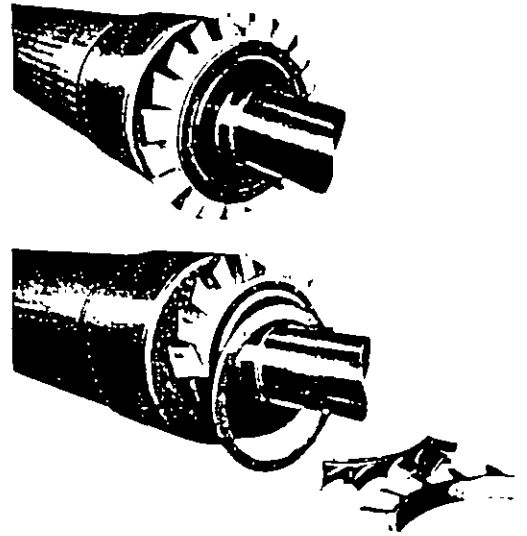


Fig. 27 Propeller blowers—conventional hydrogen cooled

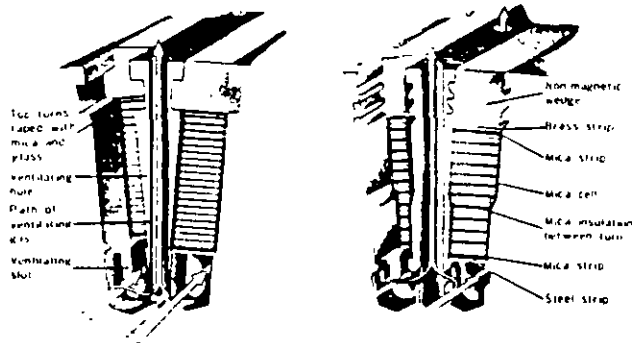


Fig. 28 Field winding and ventilation—conventional hydrogen cooled

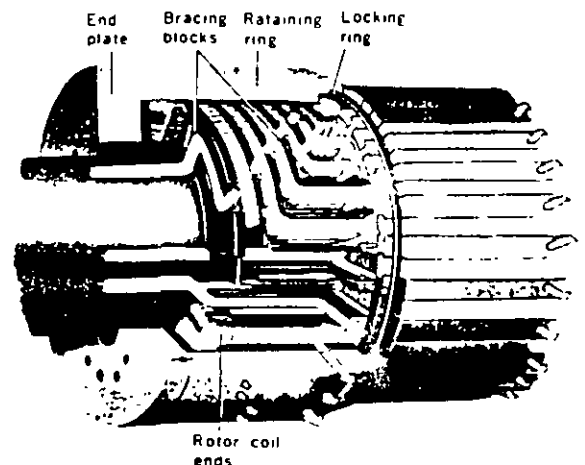


Fig. 29 Rotor end-turn ventilation—conventional hydrogen cooled

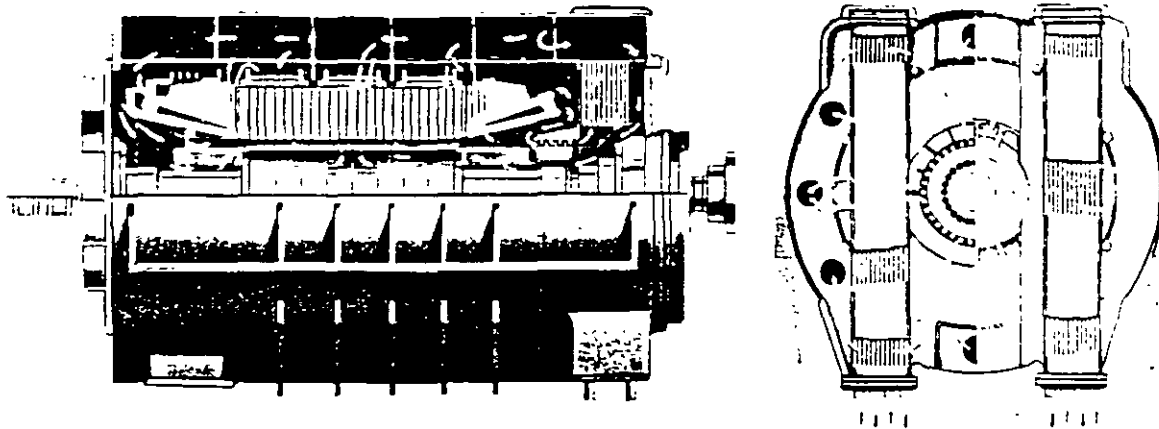


Fig. 30 Ventilation system—inner cooled

**2. Inner**

Fig. 30 is a typical ventilation circuit for inner cooled machines. The gas in the generator housing is circulated in parallel through the machine parts, such as stator core, stator coil, lead bushing and rotor coil. A single multi-flow compressor-type blower on the turbine end of the rotor provides ample pressure and volume for efficient ventilation. Individual precision-cast blades are dovetailed and locked on the blower hub for easy removal and replacement as shown in Fig. 31.

Hydrogen coolers are provided at the turbine end of the generator housing to cool the gas as it is discharged from the blower. Gas from the hydrogen coolers is directed to both ends of the rotor, to the outer periphery of the stator core, to the collector ends of the stator coil vent tubes, and to the gas inlet openings for the main lead connectors and bushings.

The cooling gas for the stator core is carried through orifices into the space immediately behind the core. From here it passes through the ventilating ducts in the core into the air gap of the machines, from where it is drawn to the blower and recirculated. The cooling gas for the stator coils passes from the collector end to the turbine end of the generator through vent tubes, being discharged at the turbine end, where it passes again through the blower and is recirculated.

A portion of the cold gas leaving the cooler is also directed

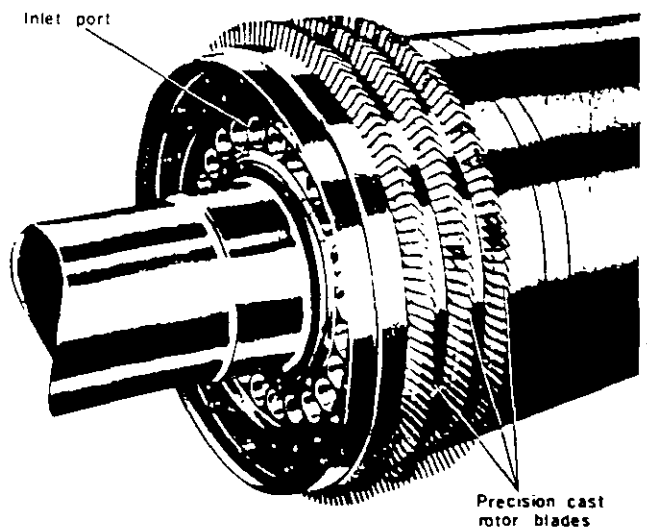


Fig. 31 Axial compressor blowers—inner cooled

by means of baffles and ventilating passages through the rotor. A portion of this gas enters the rotor at each end, flowing through the ventilating passages provided in the rotor winding itself, and being discharged into the air gap

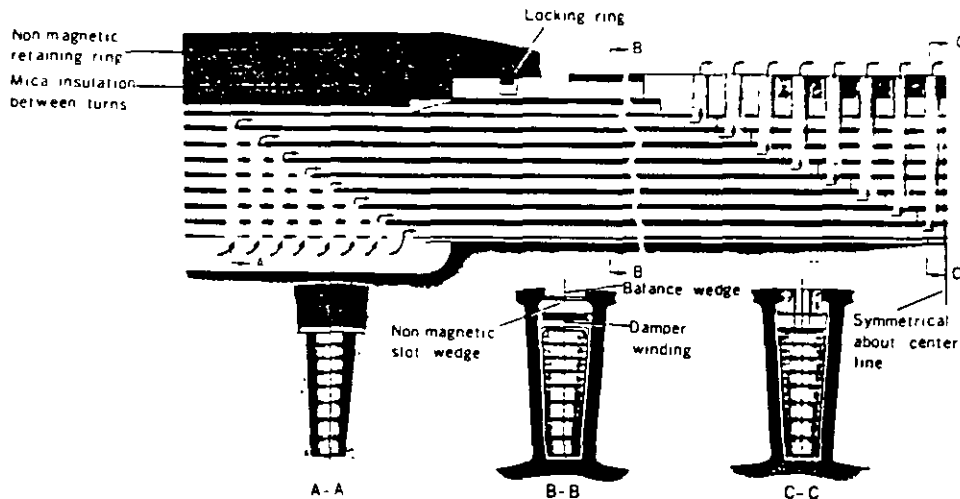


Fig. 32 Field winding and ventilation—inner cooled

at the center of the rotor whence it is drawn back to the blower and recirculated through the cooler. Fig. 32 shows ventilation of the straight portion of the rotor winding. The rotor end turns have a ventilation circuit separate from that of the straight portion of the rotor winding. A special pattern of holes is drilled radially in the end turns, and cold gas from the coolers passes directly into these holes at both ends of the rotor. It flows through hollow passages in these end turns similar to the passages in the straight portion of the rotor, and is discharged into a special chamber beneath the end turn winding near the center of the pole. From there it is discharged into the air gap and then returns to the blower. Fig. 33 shows rotor end-turn ventilation.

The cold gas which enters the gas inlets for the main lead connectors passes through the holes provided in the main leads and lead bushings themselves, and is discharged into the lead box from where it is drawn back to the blower and recirculated.

Large 4-pole machines for nuclear power generation are fundamentally governed by the foregoing explanation, with the exception that for machines of approximately 600 MVA rating and above, axial ventilation is applied to the stator core as illustrated in Fig. 34.

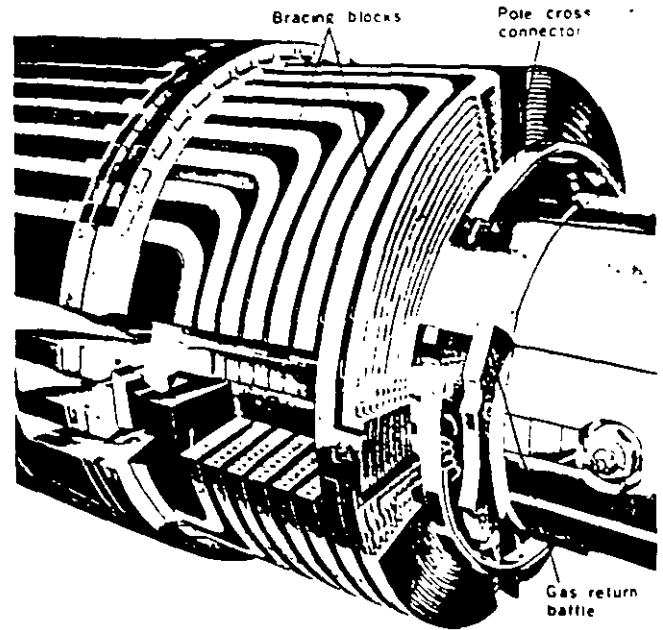


Fig. 33 Rotor end-turn ventilation—inner cooled

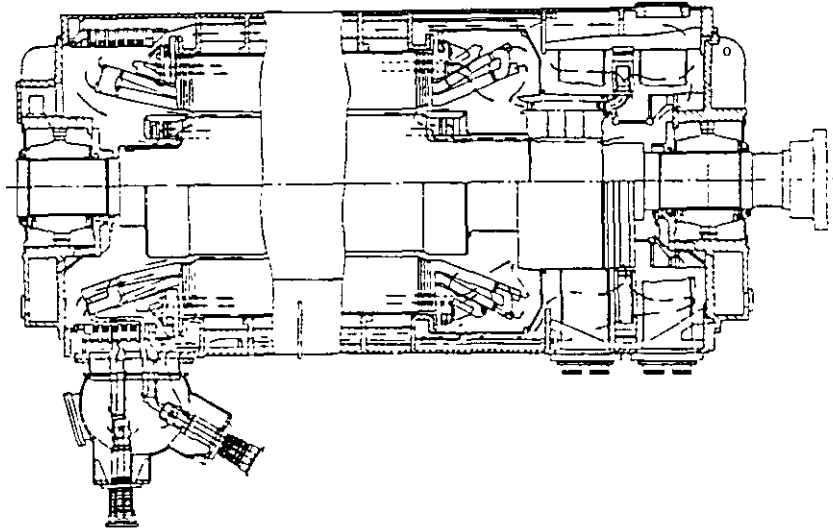


Fig. 34 Ventilation system for large 4-pole generator

### 3. Pressurized Gap Cooling

Fig. 35 illustrates a typical pressurized gap cooling system applied to 2-pole machines of 600 MVA rating and higher

In this system, the gap between the rotor and the stator is divided in the axial direction into a number of zones of alternating low and high pressure by means of stator and rotor barriers. Stator core cooling is similar to that obtained from compound radial cooling of a conventional hydrogen cooled generator, while gas entering the high pressure zone at the back of the stator moves inward in the radial direction along the ventilation ducts in the stator core until it reaches the high pressure zone at the gap. In conventional hydrogen cooling, the gas moves along the gap directly into the next zone, thus returning to the stator core, but in the pressurized gap system, the gas moves from the high pressure zone in the gap

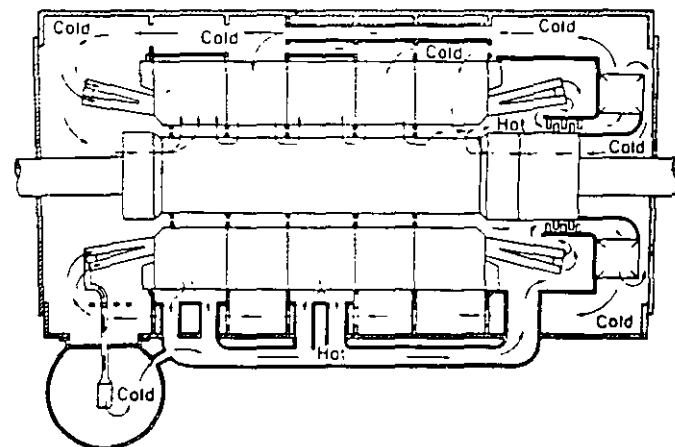


Fig. 35 Pressurized gap cooling system

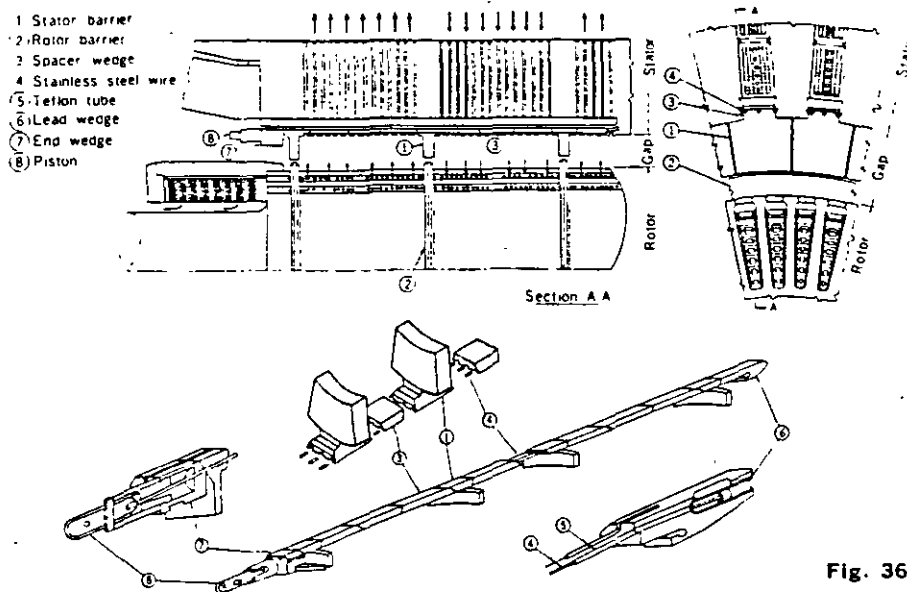


Fig. 36 Construction of barriers

radially inward along ducts in the rotor coil until it reaches the axial ventilation ducts in the rotor coil. It then moves along these ducts in the axial direction to enter the next low pressure zone, moves again radially through the ventilation ducts in the rotor coil, emerging in a low pressure gap zone, finally passing radially outward along the ventilation ducts of the stator core and returning to the low pressure zone at the stator core back.

This system affords two major advantages:

1. There are more parallel circuits for rotor ventilation and shorter duct length than in the case of inner cooling, with the result that the same blower capacity results in greater air flow and improved cooling effect.
2. Gas inlets and outlets are made on the rotor surface to face gap and so blower high pressure can be used directly for cooling of the rotor coils in contrast to the conventional multi-parallel direct cooled rotor, which utilizes the dynamic pressure generated by the peripheral speed of the rotor. The result is a major increase in rotor ampere turns

Ventilation piping to the high and low pressure zones of the stator core can either be attached to the bottom of the frame as shown in Fig 35, or can be provided inside the frame. The choice is determined primarily by the outer frame diameter which is permissible under shipping size restrictions.

The rotor barrier consists of rings of non magnetic alloy steel shrink fitted to the rotor, while the stator barrier, as shown in Fig 36, is attached to the segmental insulating plates on the inner side of the stator slot wedges. A special support technique is applied because the stator barriers are attached after the rotor has been inserted into the stator

### Hydrogen Gas Coolers

The hydrogen is cooled by passing it through two sets of coolers where the gas gives up its heat to cooling water running in finned tubes. Fig. 37 shows a typical gas cooler construction.

The nozzle end is bolted solidly to the generator frame, while the rear end is supported by a diaphragm which permits it to move freely with temperature changes. The rear end is covered with a gas-tight steel cover which must be removed to clean the cooler tubes. With the rear end outer cover removed, gas is prevented from escaping by a flexible diaphragm between the cooler and the frame. Divided cooler sections permit cleaning of one cooler out of four while the generator is in operation up to 90% of maximum rating.

The water boxes in these hydrogen coolers are arranged so that all tubes are full of cooling water at all times. Tubes are expanded into tube sheets at both ends.

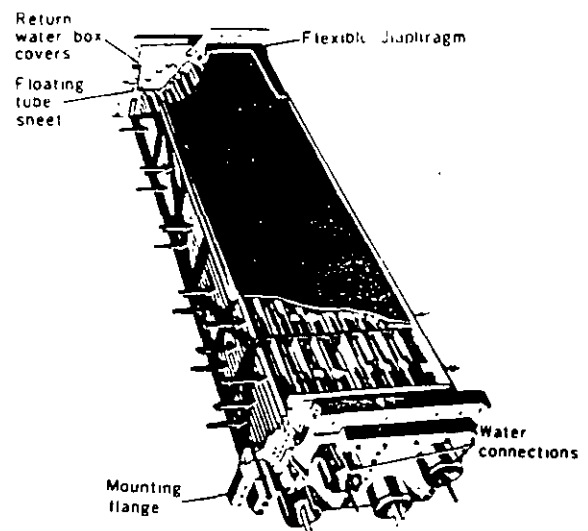


Fig. 37 Hydrogen cooler

# EXCITATION SYSTEMS

## Standard System

It is Mitsubishi's standard practice to apply brushless excitation systems for the excitation of steam turbine generators.

Brushless excitation systems consist of a permanent pilot exciter (PMG), an AC exciter, a rotating rectifier directly connected to the generator shaft with a static voltage regulator, and associated switchgear.

## Nonstandard Systems

The following excitation systems are also available, if required, at an adjustment in price:

1. Conventional DC excitation systems, consisting of a shaft-driven exciter, a static voltage regulator and associated switchgear. The main exciter is directly connected to the generator for ratings of 75,000 kW and smaller, and geared for larger ratings.
2. Motor-driven generator excitation systems with excitation cubicles
3. Static excitation systems, consisting of reactor, current transformers, a saturable current power transformer, a static silicon rectifier, a static voltage regulator, and associated switchgear.

## Standard Specifications

### 1. Exciter Capacity

The current rating of the exciter is equal to the am-

peres excitation required by the generator operating at 105 percent of rated voltage at maximum capability and rated power factor.

### 2. Exciter Temperature Guarantees

1. Brushless exciters are rated on the basis of continuous operation at rated output and will not exceed a guaranteed maximum temperature rise of 60°C based on a maximum ambient temperature of 50°C

2. Conventional DC exciters are rated on the basis of continuous operation at their rated output and will not exceed the following maximum temperature of 40°C or lower (by JEC)

Armature winding 70°C

Field winding 70°C

Commutator 80°C

However, conventional DC exciters can be made to meet the requirements of any standard.

### 3. Class of Insulation

Class B insulation is standard for armature and field windings of exciters.

### 4. Speed of Response and Ceiling Voltage

1. Nominal exciter response Not less than 0.5
2. Ceiling voltage: Not less than 120 percent of rated voltage

### 5. Exciter Tests

Rotating exciters are completely assembled in the fac-

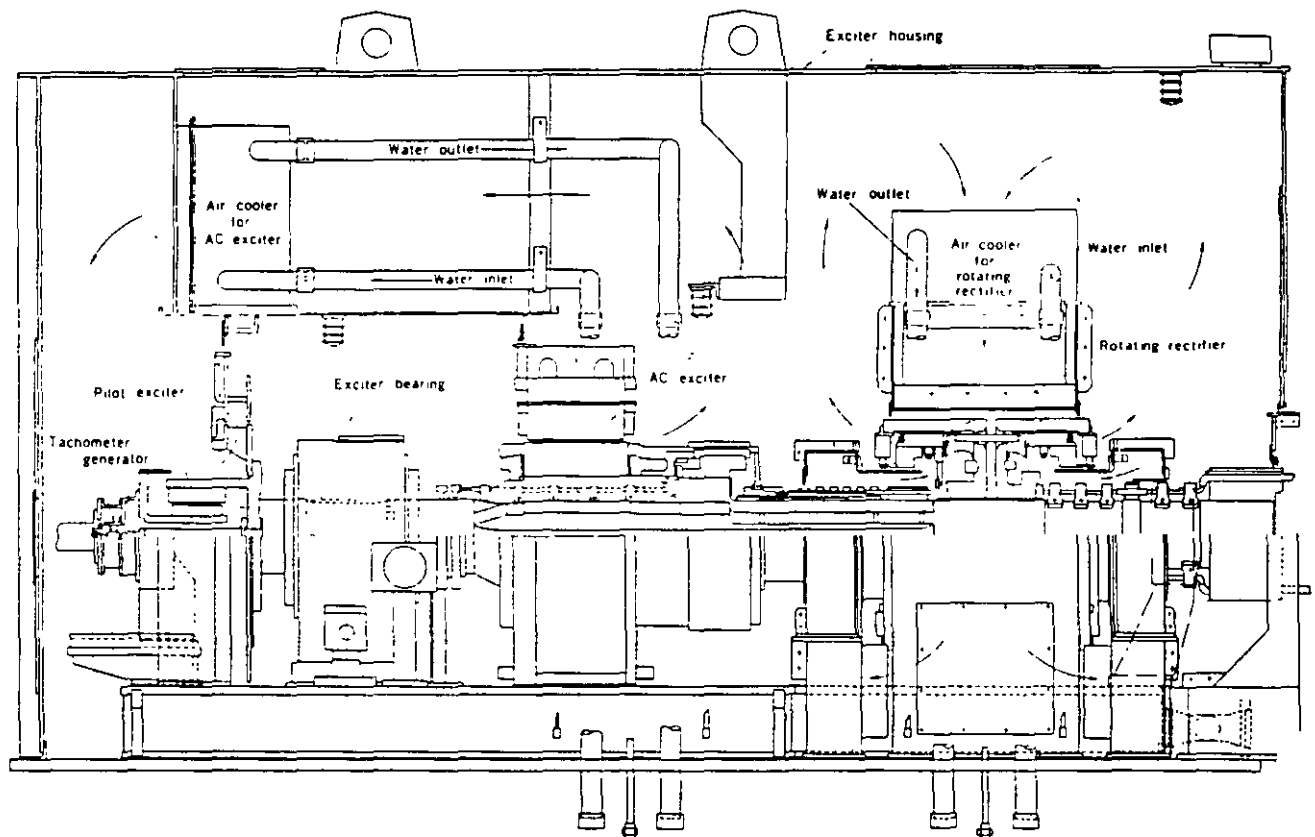


Fig. 38 Cross section of brushless exciter

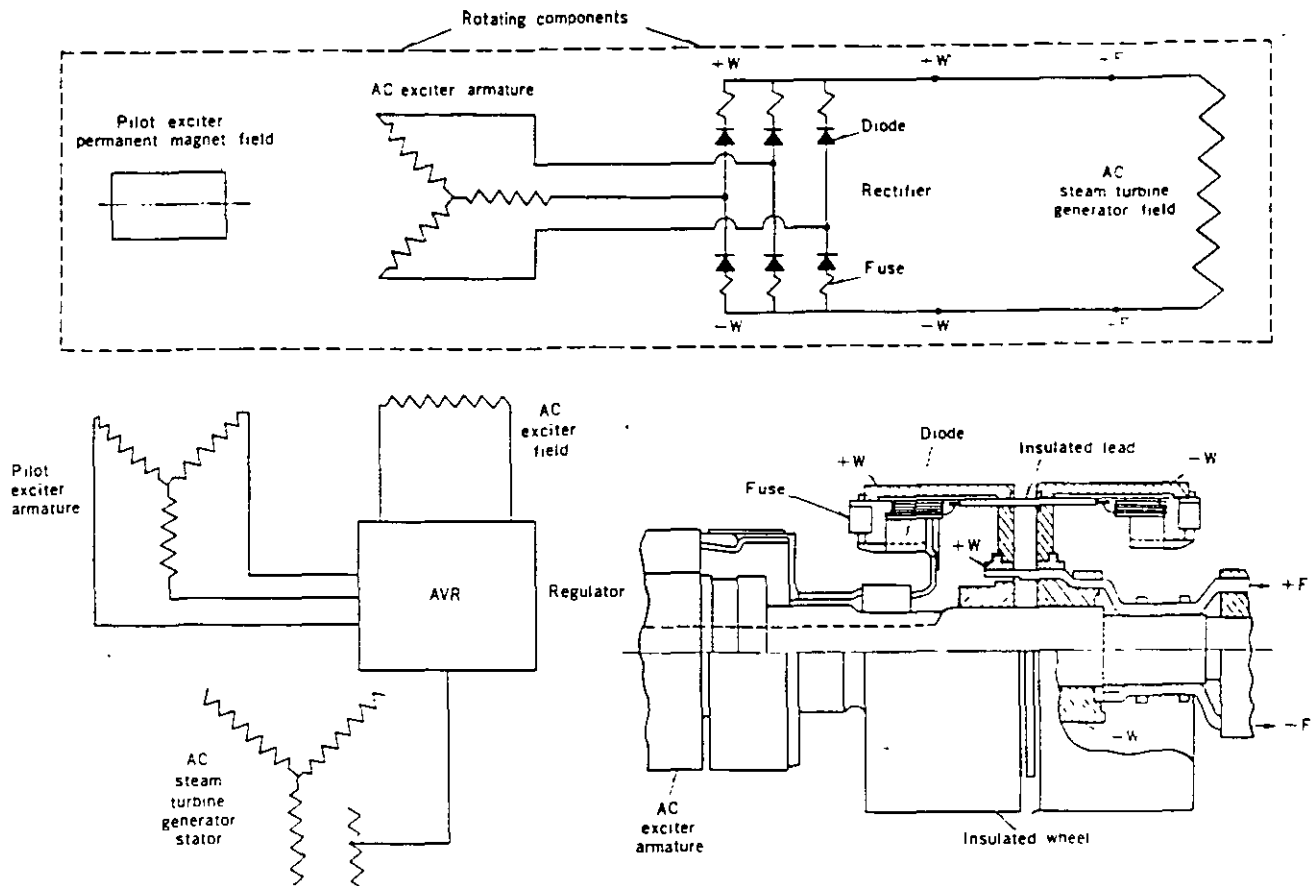


Fig. 39 Schematic of brushless excitation system

and run at speed for standard factory tests, which include the following:

1. Mechanical balance
2. Commutation adjustment (except brushless)
3. No load saturation curve
4. Resistance measurements
5. High-potential tests

## Exciter Construction

### Brushless Exciter

The entire exciter is totally enclosed and self ventilated as shown in Fig. 38. Air coolers are mounted within the enclosure to remove heat. Use of this ventilation arrangement results in simple foundation design.

A schematic diagram of a brushless exciter is shown in Fig. 39.

The PMG provides power to the voltage regulator, which controls the stationary field of the AC exciter. The output from the rotating armature of the AC exciter is fed along the shaft to silicon diodes mounted in wheels on the shaft, where the AC exciter output is rectified. The resultant direct current is carried along the shaft to the rotating field of the generator. There are no commutators, brushes or collector rings.

The system is protected against diode failure by series-connected fuses having indicating devices which may be inspected during operation, thus permitting maintenance on a scheduled basis. Continuous operation of this system is possible with 20% of the diodes per phase out

of service.

Generator field breaker, exciter field rheostat, and main lead bus wiring between exciter and AC generator are eliminated. Instruments for indicating or recording AC generator field temperature, voltage, and current are not required.

### Shaft Driven Direct Connected Exciter

The general arrangement of the shaft driven direct connected exciter is shown in Fig. 40. The exciter is of the pedestal type and the two bearings are lubricated by the turbine oiling system.

Commutator design, shown in Fig. 41, provides for expansion in all directions without distortion at high peripheral speeds, by means of shrink rings and centering plates. Balance rings assure perfect dynamic balance at normal speed. Packing back of the commutator neck prevents dirt and carbon dust from causing low insulation resistance to ground.

The exciter is provided with an enclosure to direct the ventilating air over the exciter parts. A flexible ventilation system permits filtered air to be taken in either below the floor or at turbine floor level, and discharged either below the foundation or into the turbine room. In the former case, air is discharged through drip-proof and sound-proof ducts. The exciter enclosure is pressurized to prevent oil vapor leakage from bearings.

All parts that require regular maintenance including filters and electrical connections are fully accessible. Brushes can be removed and replaced without the use of tools.

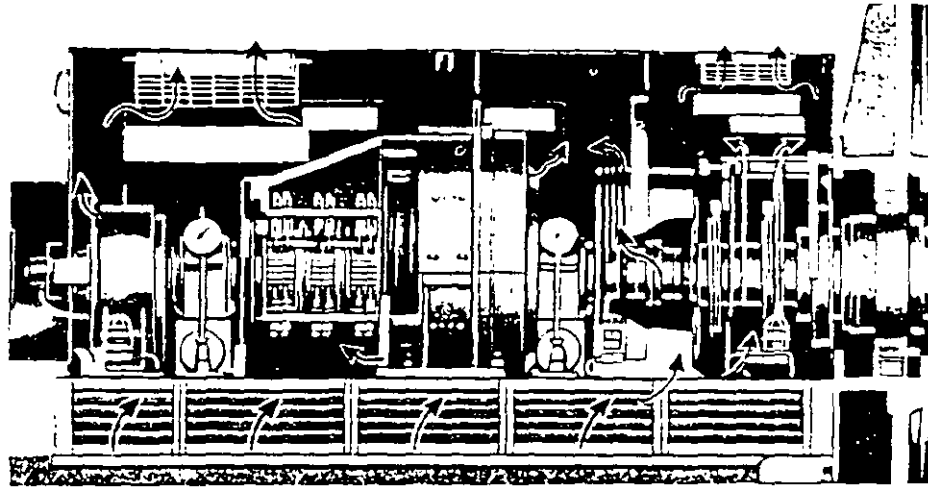


Fig. 40 Exciter and collector ventilation—direct-connected commutator exciter

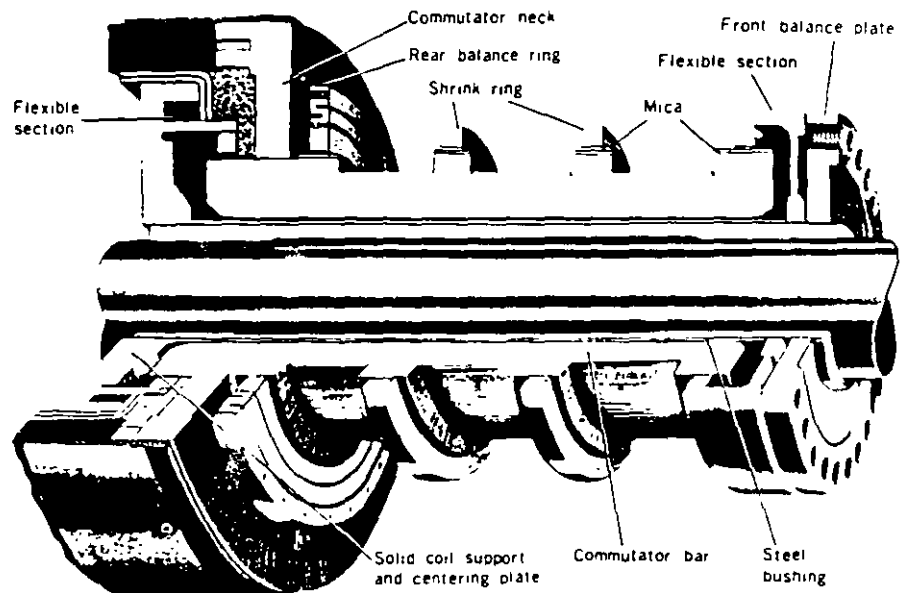


Fig. 41 Shrink-ring type commutator for shaft driven direct-connected exciter

#### Shaft Driven Geared Exciter and Motor-driven Exciter

The general arrangement of the shaft driven geared exciter is shown in Fig. 42 and V-ring commutator construction is shown in Fig. 43.

Properly proportioned through-bolts and a flexible rear V-

ring assure concentricity without distortion. The same commutator construction is used for motor driven exciters, and in this case the driving motor has adequate pull-out torque at reduced voltage. High inertia provides maximum dependability during disturbances.

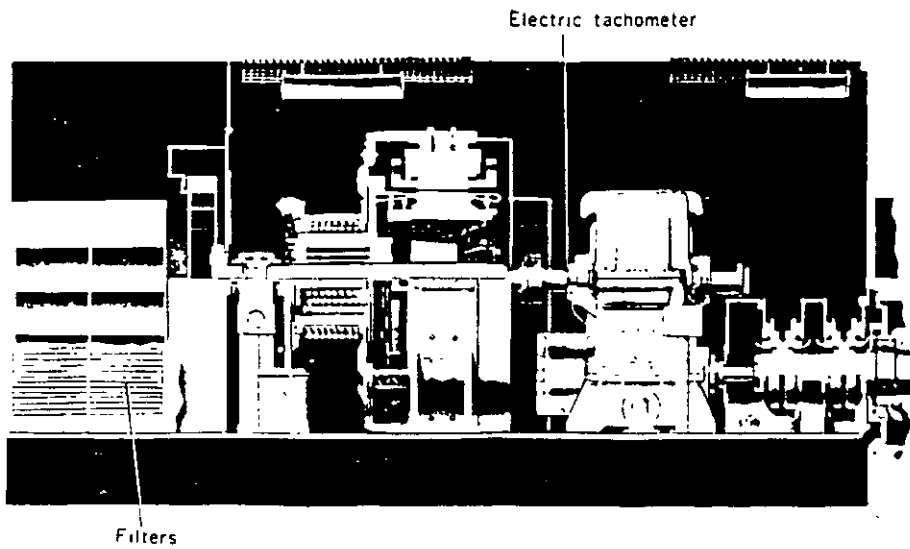


Fig. 42 Shaft driven geared exciter showing collector ventilation

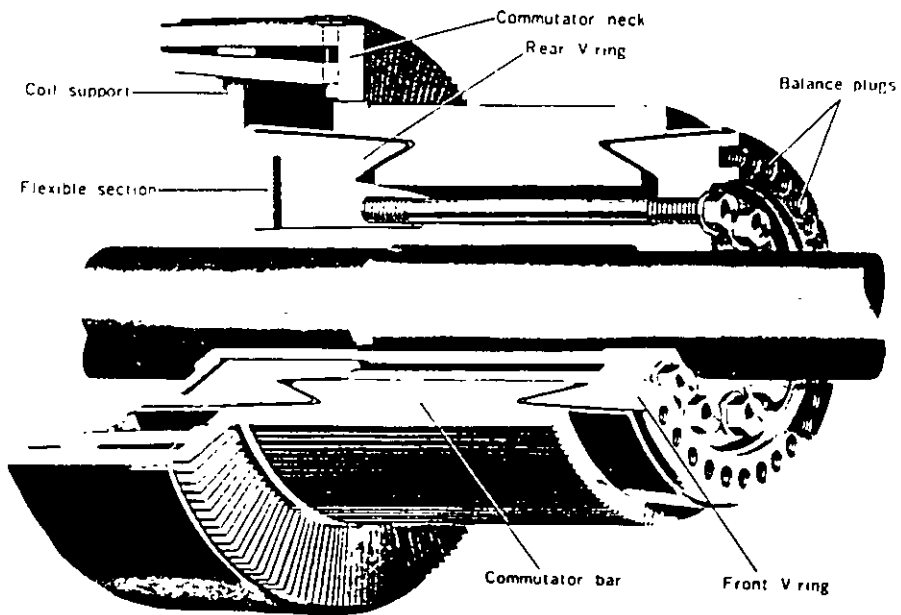


Fig. 43 V-ring commutator for shaft driven geared exciter



# HYDROGEN APPARATUS

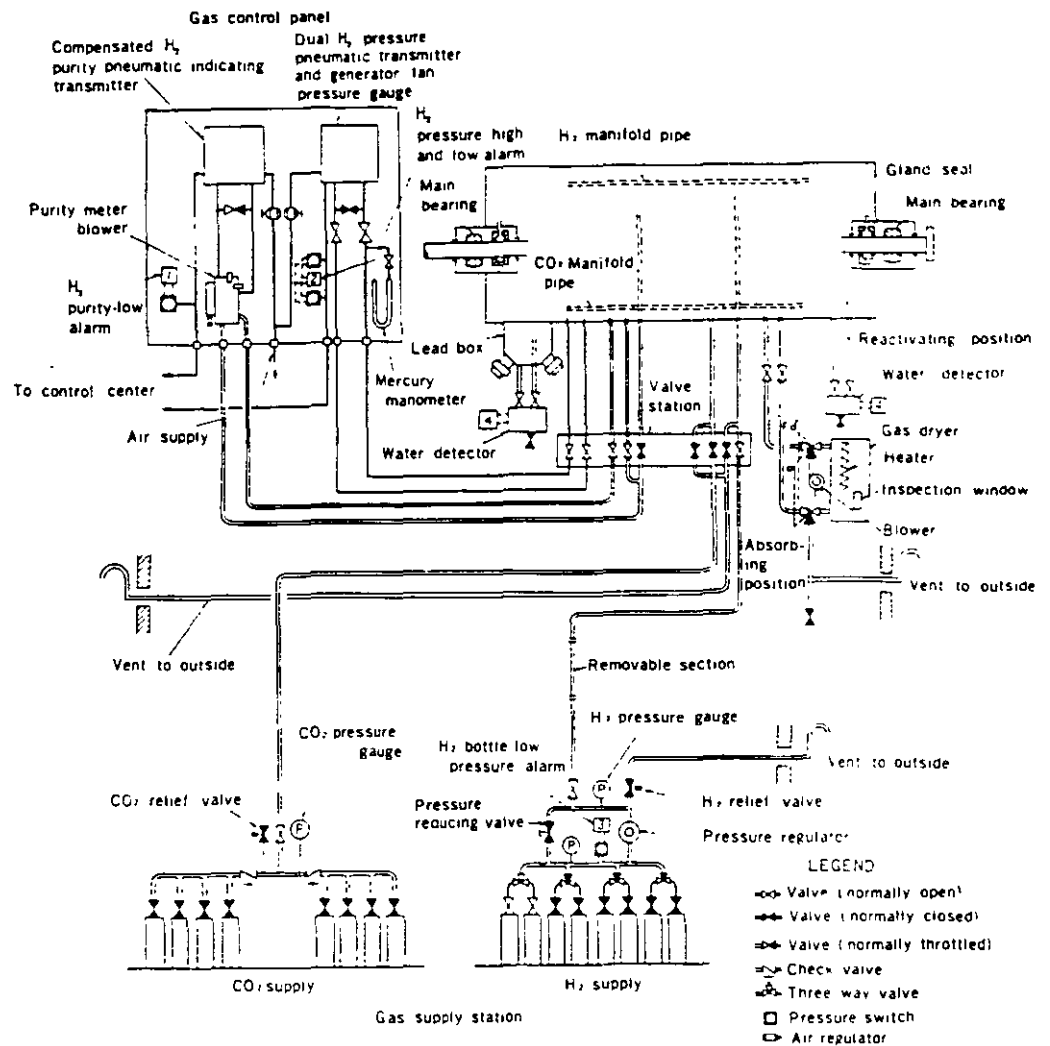


Fig. 44 Gas system diagram—conventional hydrogen cooled

## Hydrogen Gas System

### 1. Principal Functions

- 1 To provide means of supplying or withdrawing hydrogen with safety, using carbon dioxide as a scavenging medium.
- 2 To indicate to the operator at all times the gas pressure in the machine and to maintain it at the desired value.
- 3 To indicate to the operator at all times the gas purity in the machine.
- 4 To dry the gas and remove any water vapor which might get into the machine from the seal oil or from the gas itself. The presence of liquid in the machine is indicated by an alarm on the hydrogen control panel.

### 2. Construction

Figs. 44 and 45 show gas system diagrams for conventional hydrogen cooled and inner cooled generators. Construction of the hydrogen gas system comprises:

1. Gas supply station
2. Gas control panel
3. Gas dryer

4. Valve station
5. Liquid detectors
6. Piping and valves

### 3. Gas Supply

The hydrogen gas supply system provides the necessary valves, pressure gauges, regulator, and other equipment to permit introducing hydrogen into the generator. The carbon dioxide supply system provides a means of admitting CO<sub>2</sub> to the generator during gas purging. Gas—either hydrogen or carbon dioxide—is distributed uniformly to the various compartments of the generator by means of perforated pipe manifolds located in the top and bottom of the generator housing.

Normally eight bottles of hydrogen and eight of carbon dioxide are provided. Figs. 46 and 47 show the gas supply stations.

Mitsubishi's standard practice is to supply CO<sub>2</sub> in the vapor phase, eliminating the need for an evaporator. If plant location makes it inconvenient to obtain hydrogen a hydrogen generating unit can be provided.

### 4. Gas Replacement

Replacing air in the machine with hydrogen or vice versa can be accomplished by two methods: the direct method

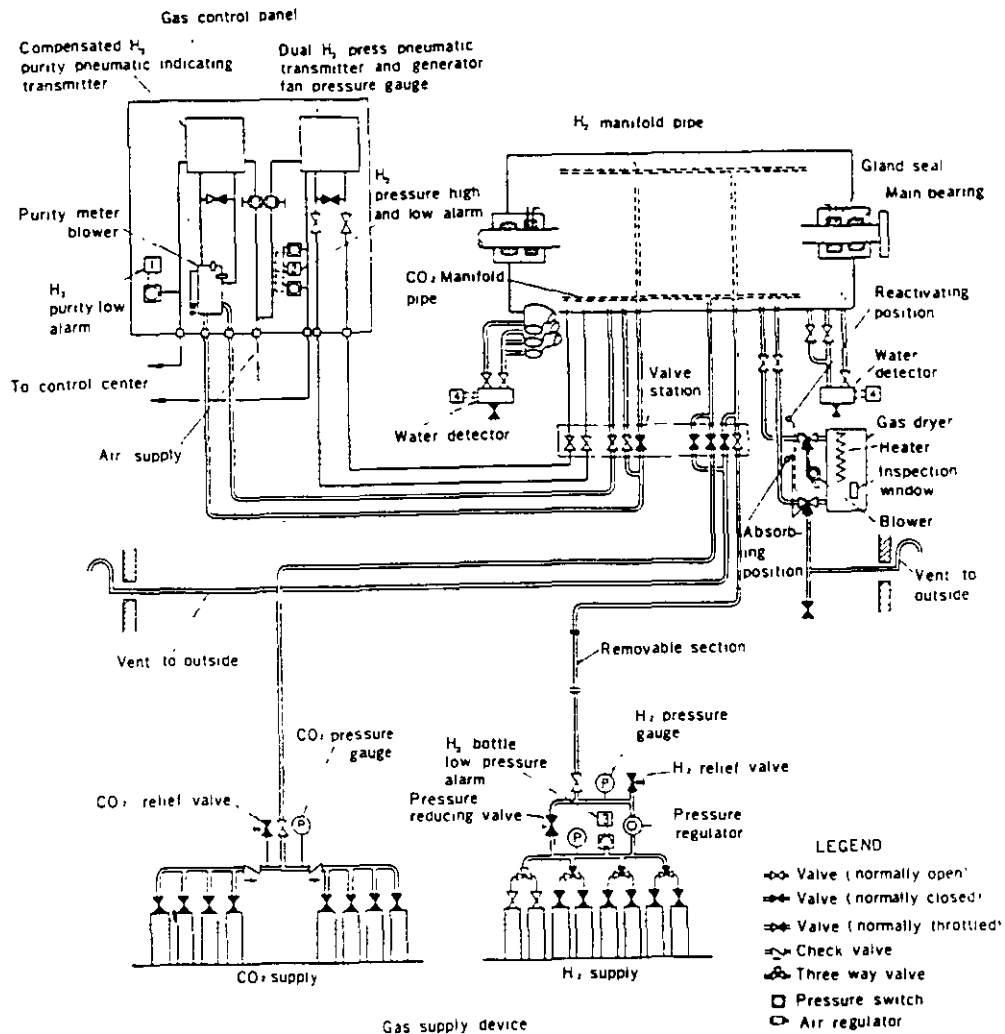


Fig. 45 Gas system diagram—inner cooled

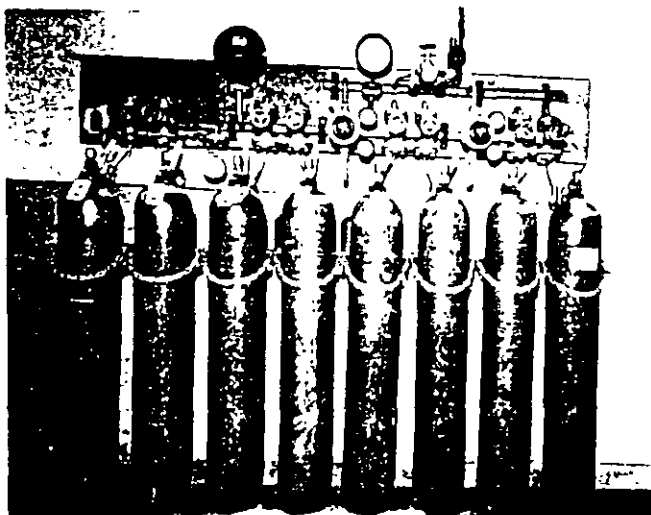


Fig. 46 Hydrogen supply station

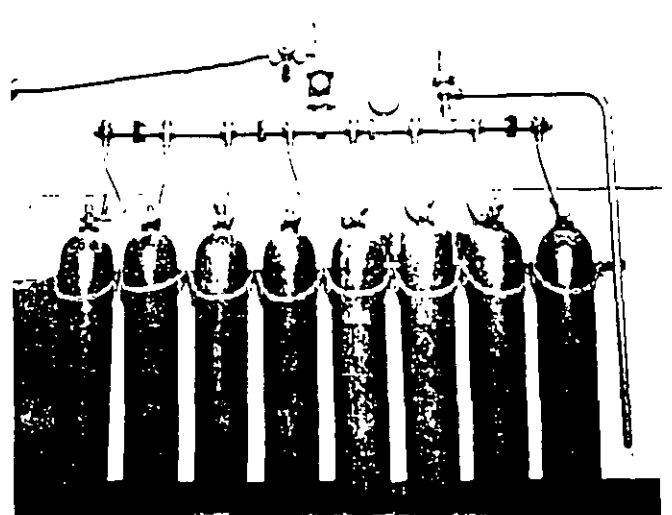


Fig. 47 Carbon dioxide supply station

in which the air or hydrogen in the machine is first exhausted to a vacuum, and the indirect method in which CO<sub>2</sub> is used as an intermediate inert gas. The direct method has a number of advantages which include ex-

pulling moisture and the dust accumulated inside the generator, savings on the quantity of hydrogen needed for the purging, and attainment of high purity immediately after replenishment. However since the operation is rather

complicated, this method is adopted only on request, and the indirect method is made standard. Table 1 (p. 3) shows the quantity of gas and time required to effect the purging.

#### 5. Gas Purity

At the gland seals, some of the air and moisture in the seal oil escapes to the machine if measures are not taken in the seal oil system. Mitsubishi adopts a vacuum treating system for conventional hydrogen cooled units and a double-flow system for inner cooled units so that the quantity of air or moisture which is released to the machine is very small.

Hydrogen purity in the machine is thus normally maintained above 95%, and there should be no need to admit additional hydrogen to compensate for lowering of the purity.

Even if the seal oil is supplied from the main bearing oil feed system over long periods of operation, the lowering of the purity is very small.

#### 6. Removal of Moisture ; Gas Dryer

Moisture in the gas inside the machine is removed by circulating the gas through a gas dryer.

This gas dryer, consisting of a chamber filled with activated alumina absorbent material, is connected across the generator blower so that gas circulates through the dryer whenever the machine is running. The absorbent material will take up about one (1) kg of water, after which it can be dried out by disconnecting the dryer from the machine and then heating with a built-in electric heater. Before and during the drying process air is forced through the dryer by a small blower to remove the moisture. A thermostat protects the dryer against overheating. The dryness of the active material can be determined by comparing the color of the material as seen through a window in the bottom of the dryer with the color of a similar dry material sealed in a glass comparison tube at the side of this window. The color will be light blue when dry and grayish pink when saturated with moisture. The operator can tell when it is necessary to reactivate the dryer by noting the color of the material inside the window.

#### 7. Detection of Condensed or Leaked Water ; Liquid Detectors

If moisture condensation or cooler water leakage occurs, an alarm is given by water detectors.

These consist of float operated mercury switches in small housings, and are provided under the generator frame and under the main lead box.

Openings are provided at the bottom of each frame ring so that any liquid collected will drain to water detectors. Each detector is provided with a vent return line to the generator frame so that air locks will not develop in the drain line from the generator frame. Isolating valves are provided in both the vent and drain lines so that the switches can be inspected at any time, and a drain valve is provided for the removal of any accumulated liquid.

#### 8. Gas Pressure

The gas supply device provides a means of controlling the gas pressure within the generator housing either manually by means of valves or by means of a pressure regulator which is manually adjustable to give the desired

machine gas pressure.

#### 9. Hydrogen Consumption

Hydrogen necessary to maintain machine gas pressure may be supplied either automatically or manually.

Hydrogen consumption includes leakage from the main generator assembly or various piping parts and absorption by seal oil, plus that which is on occasion necessary to compensate for release of air into the generator. To minimize leakage, scrupulous attention is paid to the gas seals, especially to welds and joints, which are tested at each stage of production. The quantity of air which penetrates due to the seal oil is negligible as long as seal oil is vacuum treated, or is separated into two streams. Tables 2 and 3 on p. 3 show standard rates of hydrogen consumption.

#### 10. Hydrogen Control Panel

The hydrogen control panel, designed to facilitate operation and maintenance connected with the hydrogen gas parts, is furnished with the following gauges.

1. Hydrogen purity indicating transmitter
2. Purity meter blower
3. Dual meter-generator blower pressure gauge and hydrogen pressure indicating transmitter
4. Mercury manometer (for conventional hydrogen cooled units only)

Fig. 48 shows a hydrogen control panel for a conventional hydrogen cooled generator.

#### 11. Hydrogen Purity Indicating Transmitter

The purity of the gas in the generator is determined by use of a hydrogen purity indicating transmitter and a purity meter blower. The purity indicating transmitter is a differential pressure instrument which measures the pressure developed by the purity meter blower.

An induction motor, loaded very lightly so as to run at

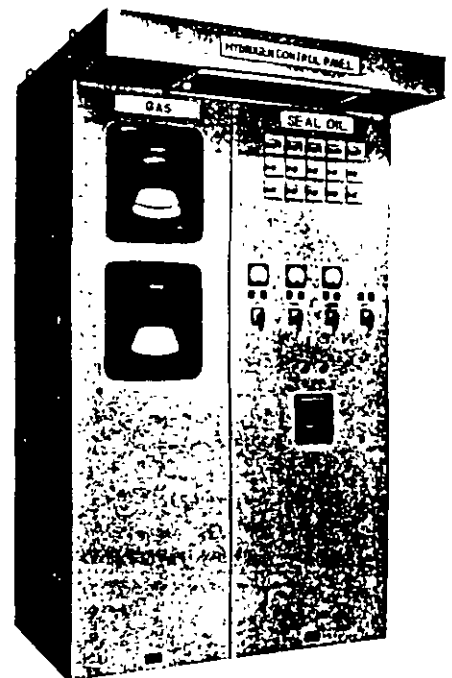


Fig. 48 Gas control panel—conventional hydrogen cooled

practically constant speed, drives the purity meter blower and circulates the gas drawn from the generator housing. Thus the pressure developed by the purity meter blower varies directly with the density of the machine gas. Since gas density is dependent upon the ambient temperature and pressure as well as the purity of the gas being sampled, the purity indicating transmitter provides automatic compensation for pressure variations so that the scale reading is in terms of actual purity. The output signal of the purity indicating transmitter is either in terms of air pressure (0.20 to 2.00 kg/cm<sup>2</sup> or 0.20 to 1.00 kg/cm<sup>2</sup>) or an electrical signal. The output signal may be carried to a remotely located receiver

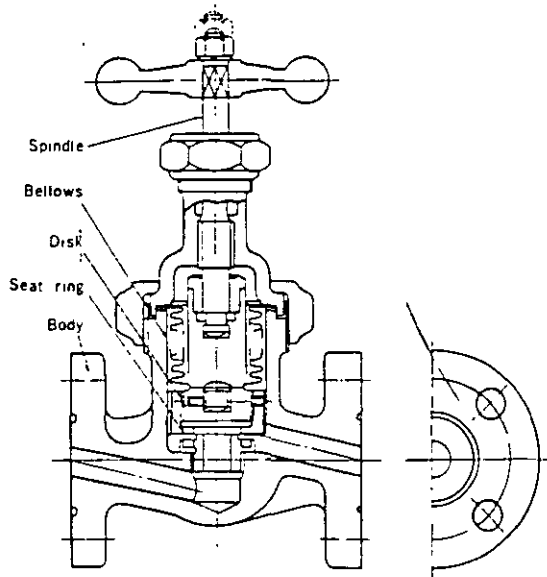


Fig. 49 Bellows type gas valve

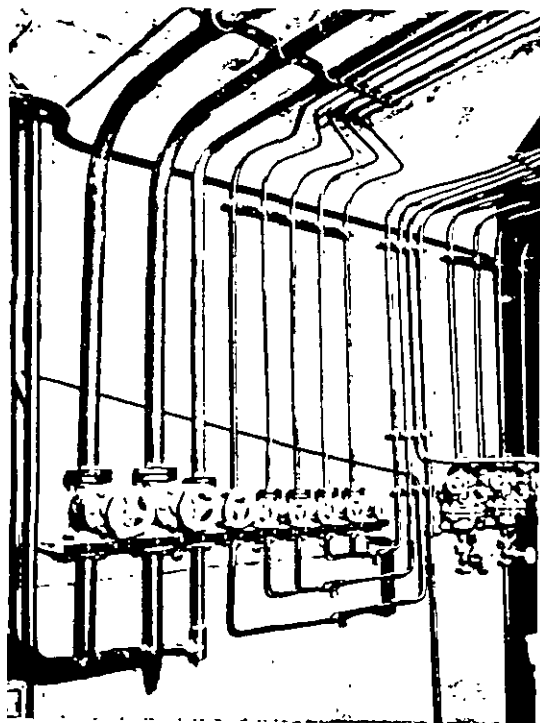


Fig. 50 Valve station

provided with a dial similar to the purity indicating transmitter on the hydrogen control panel.

## 12. Dual Meter-Generator Blower Pressure Gauge and Hydrogen Pressure Indicating Transmitter

A dual pressure gauge is furnished on the hydrogen control panel which indicates both the pressure developed by the blower on the generator rotor and the hydrogen pressure in the generator housing. The generator blower pressure portion of the instrument is connected directly to the generator housing and reads the differential pressure across the blowers on the rotor. This pressure can be used as a check on the purity meter or can be used to indicate the hydrogen purity if the purity meter is taken out of service while the generator is running.

The hydrogen pressure portion of the instrument serves to indicate the pressure within the generator. The transmitter produces an output pressure of from 0.20 to 2.00 kg/cm<sup>2</sup> or 0.20 to 1.00 kg/cm<sup>2</sup>, or an electric output signal. This output signal is carried to a remotely located receiver, which is provided with a dial similar to the hydrogen pressure indicating transmitter on the hydrogen control panel.

## 13. Alarms for Hydrogen Gas System

The hydrogen gas system has the following standard alarm switches:

1. Hydrogen purity—Low
2. Hydrogen pressure—Low
3. Hydrogen bottle pressure—Low
4. Water detector—High

## 14. Piping and Valves

In all gas piping except the internal piping of the gas control panel, steel pipes are used. Bellows type valves are used in the hydrogen gas lines. Fig. 49 shows construction of a bellows type gas valve and Fig. 50, a valve station.

## Seal Oil System

### 1. Gland Seals

Since the rotor shaft ends of the hydrogen cooled turbine generator must be brought out of the gas-tight enclosure, means must be provided to prevent the escape of gas along the shaft. Gland seals supplied with oil under pressure are used for this purpose.

A radial clearance type seal is used, which allows axial movement of the rotor shaft due to thermal expansion. The action of these seals for a single flow or vacuum treating system is shown in Fig. 51 and for a double-flow system in Fig. 52. Oil is supplied to one or two annular grooves in the seal rings. From these grooves the oil flows both ways along the shaft through the clearance space between the shaft and the inner diameter of the seal rings. As long as the oil pressure in the circumferential groove exceeds the gas pressure in the machine, oil will flow toward the hydrogen side of the seal and prevent the escape of hydrogen from the generator.

In Fig. 51 the seal oil is supplied after vacuum treating. In Fig. 52, the seal oil for the two feed grooves is supplied from separate hydrogen side and air side seal oil systems. When the feed pressures in these two systems

are properly balanced there will be no flow of oil in the clearance space between the two feed grooves

Oil supplied from the hydrogen side seal oil system will flow inwards along the shaft towards the inside of the generator, and that supplied by the air side system will flow outwards along the shaft towards the bearing. The oil in the space between the two feed grooves will remain relatively stationary due to the pressure balance between the two systems.

Assemblies of the gland seals and associated apparatus are shown in Figs. 53 and 54.

A seal ring is provided to restrict the flow of oil through

the seal. This ring can move radially with the shaft is restrained from rotating by a pin to the support structure. Oil leaving the seal ring is caught in chambers on each side of the seal, from which it is drained back to the seal oil system.

## 2. Oil Supply

The function of the seal oil system is to lubricate the seals and prevent hydrogen from escaping from the generator, without introducing an excessive amount of air and moisture into the generator. The same oil is used in the turbine bearing system and in the seal oil system.

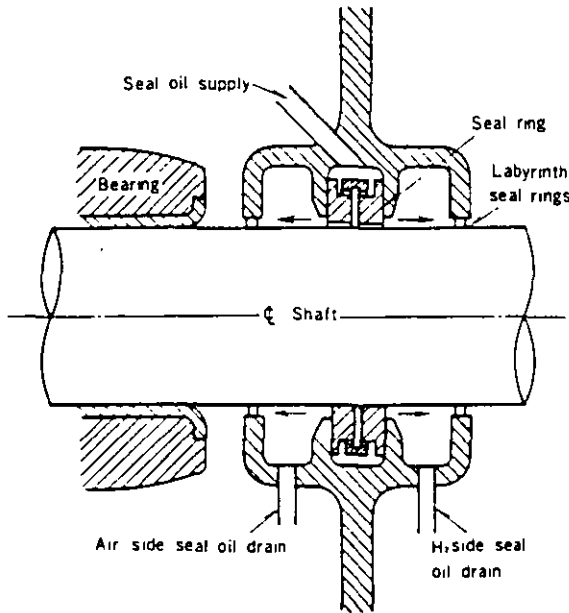


Fig. 51 Gland seal for vacuum treating system

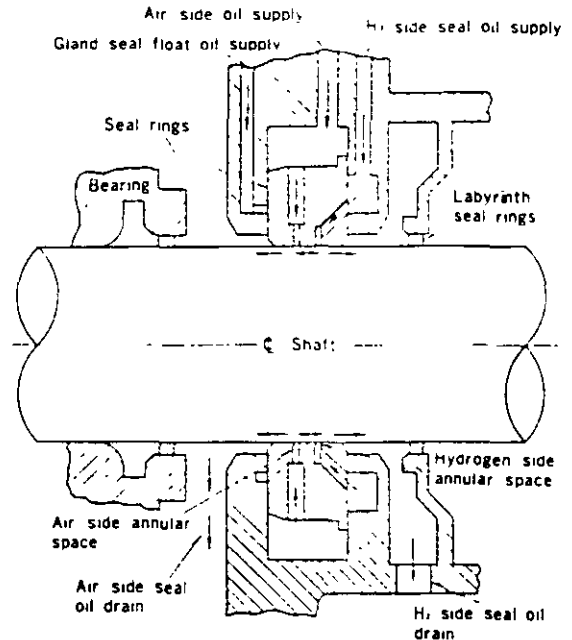


Fig. 52 Gland seal for double-flow system

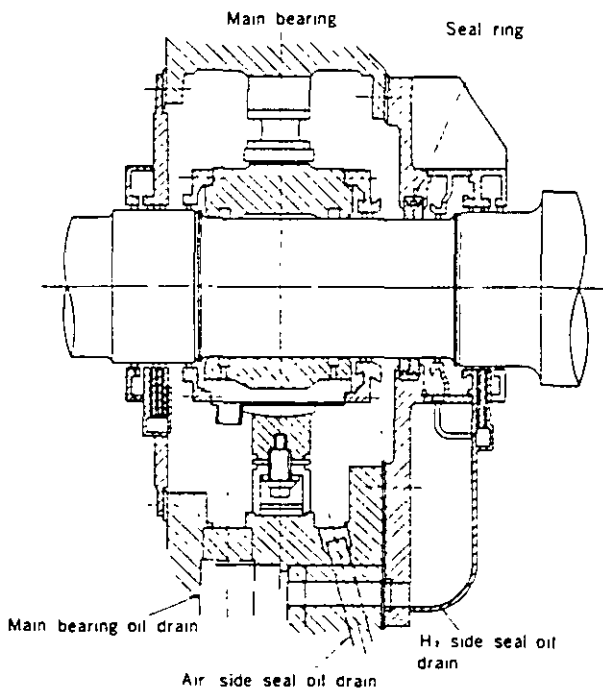


Fig. 53 Gland seal assembly and associated apparatus—conventional hydrogen cooled

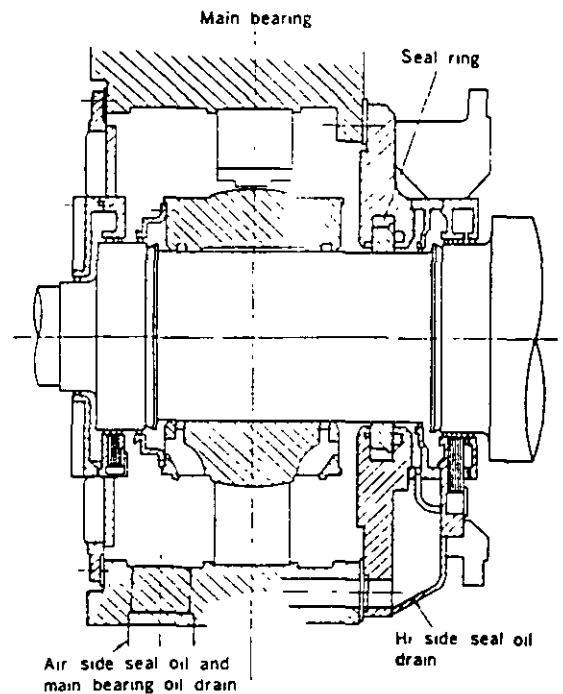


Fig. 54 Gland seal assembly and associated apparatus—inner cooled

This oil, in contact with air or hydrogen, absorbs these gases and moisture if any is present. If oil with air and water absorbed in it is pumped into the hydrogen compartment some of the air and moisture will separate from the oil and contaminate the hydrogen in the generator. It would then be necessary to add fresh gas to the generator in order to maintain the hydrogen purity at the required value.

The seal oil diagrams (Fig. 55 for the vacuum treating system and Fig. 56 for the double-flow system) show the complete systems, and illustrate how contaminating air and moisture are kept out of the generator

In Fig. 55, the air and moisture in the seal oil are removed by passing the oil repeatedly through a vacuum tank

In Fig. 56, the air side and hydrogen side seal oil systems

are separate. The hydrogen side oil is returned to the hydrogen side of the seal ring in the generator, thus preventing the escape of absorbed hydrogen to the outside atmosphere. In a similar manner the air side seal oil is returned to the air side of the seal ring, thus preventing the release of absorbed air or moisture into the hydrogen compartment of the generator.

The seal oil is supplied to the seal rings (Fig. 55) or to the air side of the seal ring (Fig. 56) at a pressure of 0.85 kg/cm<sup>2</sup> above the generator gas pressure. The hydrogen side seal oil (Fig. 56) is maintained at this same pressure by means of pressure equalizing valves. As a result, the release of absorbed air or moisture into the hydrogen compartment of the generator (Fig. 55) or the interchange of air side and hydrogen side oil at the seal rings (Fig.

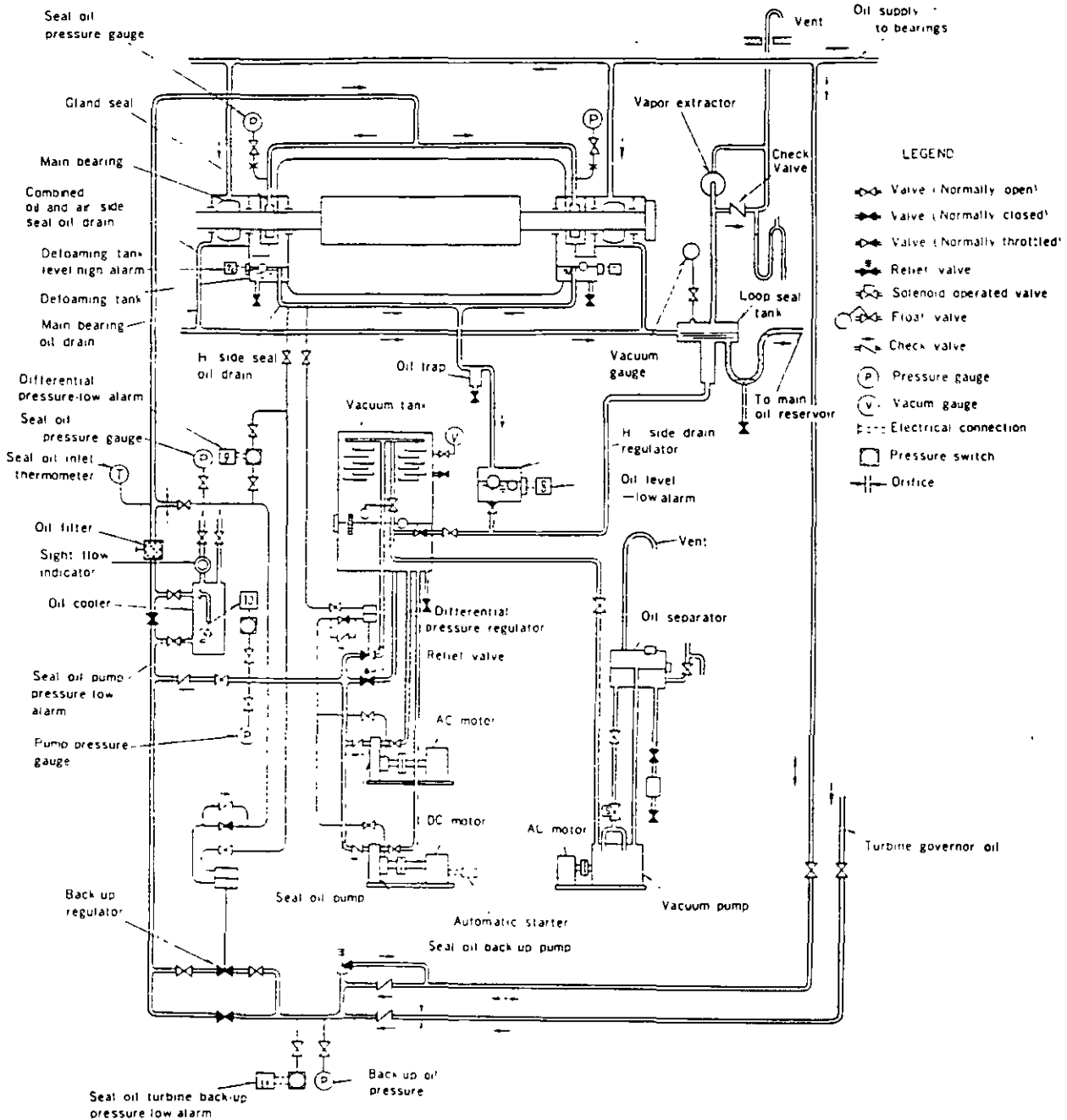


Fig. 55 Seal oil diagram for vacuum treating system

56) is held to a minimum.

### 3. Seal Oil Units

Fig. 57 is photograph of a vacuum treating unit and Fig. 58 of a double-flow unit.

### 4. Defoaming Tanks

Oil returning from the hydrogen side of the seal rings goes to two defoaming tanks where most of the gas is removed from the oil. These defoaming tanks are located in the bearing brackets of the generator. The oil level in the defoaming tanks is maintained by standpipe overflow connections. A defoaming tank is provided for each gland seal.

In the double-flow system a trap is provided in the drain line between the two tanks so that the difference in the

blower pressure at the two ends of the generator will not cause circulation of oil vapor through the generator.

### 5. Seal Oil Pumps

#### 1. Vacuum treating system:

The seal oil pump receives its oil supply from the vacuum tank. It pumps part of this through a seal oil cooler to the seal ring, and returns almost all of it to the vacuum tank through a differential pressure regulator which maintains the seal oil pressure at a level of 0.85 kg/cm<sup>2</sup> above the generator gas pressure. A DC motor-driven seal oil back-up pump is provided which circulates oil in the same manner.

#### 2. Double-flow system

The air side seal oil pump receives its oil supply from the combined bearing and air side seal oil drain.

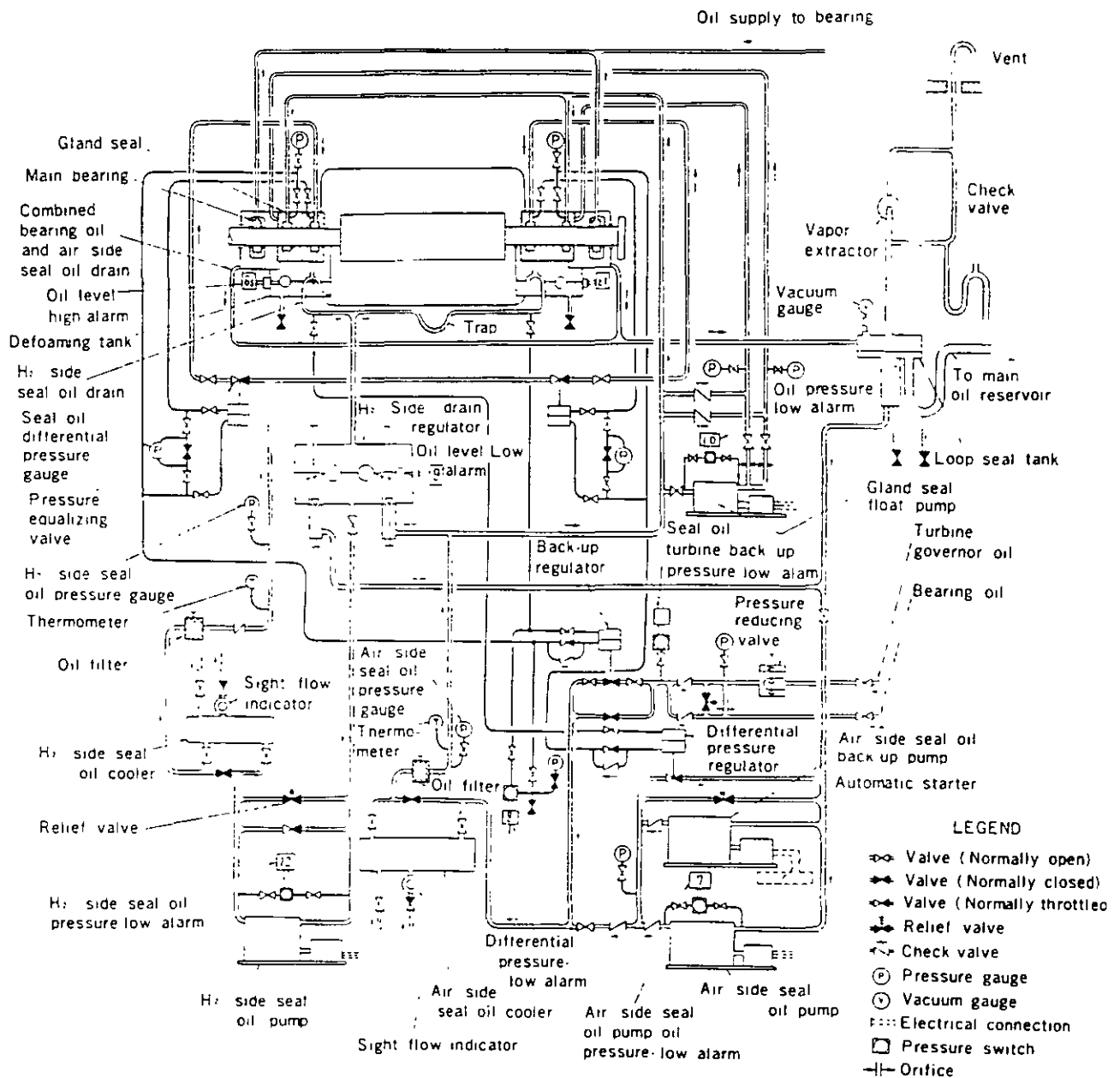


Fig. 56 Seal oil diagram for double-flow system

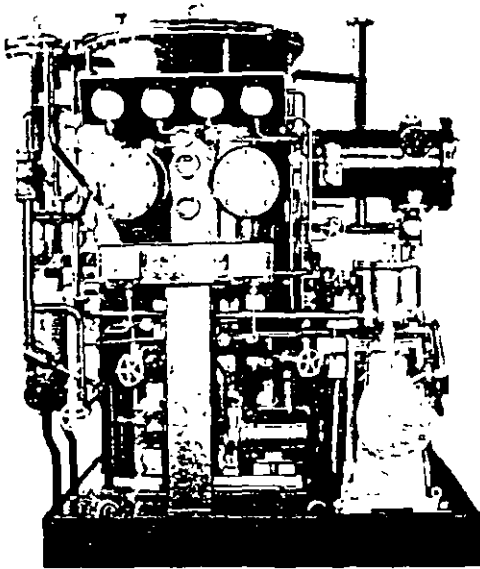


Fig. 57 Seal oil vacuum treating unit

It pumps part of this through a seal oil cooler to the air side of the seal rings, and returns part of it to the suction side of the pump through a differential pressure regulator, which maintains the air side seal oil pressure at the seals at  $0.85 \text{ kg/cm}^2$  above the generator gas pressure. A DC motor driven air side seal oil back-up pump is provided, which circulates oil in the same manner.

The hydrogen side seal oil pump is supplied from the hydrogen side seal oil drain regulator. It pumps part of this oil through a seal oil cooler to the hydrogen side of the seal rings. Pressure equalizing valves are provided in the hydrogen side seal oil feed lines which maintain hydrogen side seal oil pressure at the same value as the air side seal oil pressure. A bypass line is provided around the pump which allows that portion of the total output of the pump not required by the pressure equalizing valves to return to the suction side of the pump.

#### 6. Seal Oil Back-up

The seal oil back-up from the main bearing oil feed system is normally closed. If the AC motor driven seal oil pump (Fig. 55) or the AC motor driven air side seal oil pump (Fig. 56) should stop, or if the seal oil pressure at the seals should decrease to  $0.60 \text{ kg/cm}^2$  above the hydrogen pressure, the back-up regulator valve will open automatically and provide oil pressure for the seals.

This back-up pressure may be supplied from several sources. When bearing oil flows to the seals through the seal oil back-up, excess oil will overflow through the seal oil return line into the main bearing oil drain.

The main oil pump on the turbine shaft and the turbine auxiliary oil pump supply high pressure oil to the back-up regulator valve. When the shaft driven and/or turbine auxiliary oil pumps are designed for operation above  $10.0 \text{ kg/cm}^2$ , a pressure reducing valve is used between the main oil reservoir and the back-up regulator. This pressure is not available when the turbine is on turning gear or at standstill with the turbine auxiliary oil pump shut down,

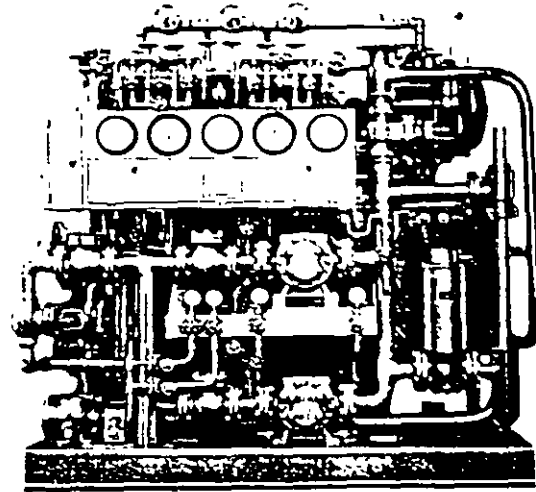


Fig. 58 Seal oil double-flow unit

as the low pressure oil pumps on the main oil reservoir can supply only approximately  $0.35 \text{ kg/cm}^2$  pressure at the seals. Under this condition of operation, failure of the AC motor driven seal oil pump would result in a decrease of differential pressure to a point below the  $0.60 \text{ kg/cm}^2$  level.

When the seal oil pressure or the air side seal oil pressure at the seals drops to  $0.35 \text{ kg/cm}^2$  above the gas pressure, a switch will close and automatically start the DC motor driven seal oil back-up pump (Fig. 55) or the DC motor driven air side seal oil back-up pump (Fig. 56), which will restore and maintain the seal oil pressure at the seals at  $0.85 \text{ kg/cm}^2$  above the hydrogen pressure.

When this pressure is restored the differential pressure switch will open, but the DC motor driven seal oil back-up pump will continue to operate as it is held by an interlock in the control, and can be stopped only by a pushbutton.

#### 7. Gland Seal Float Oil (for double-flow system only)

The friction between the seal ring and the gland seal bracket must be kept to a minimum in order to permit the seal ring to remain concentric with the shaft under all operating conditions.

The force on the ring increases with increased machine gas pressure. Accordingly gland seal float oil is provided for use at machine gas pressure of  $2.0 \text{ kg/cm}^2$  or greater. This oil is supplied to the air side gap between the seal rings at the gland seal brackets at the same pressure as air side seal oil, and floats the rings on a low friction oil film.

#### 8. Generator Bearing Drain Loop Seal Tank

A loop seal tank is provided in the generator bearing oil drain line (Fig. 55) or the combined generator bearing oil drain line (Fig. 56) before the oil enters the turbine bearing oil drain system. The purpose of this loop seal is to prevent the hydrogen in the generator from escaping into the main oil reservoir in the event of failure of the generator hydrogen shaft seal, which might result in a sudden surge of hydrogen through the drain line.



The loop seal thus provides protection against the remote possibility of shaft seal failure from any cause whatsoever, and as such represents an additional safety feature. A vent to the atmosphere is provided on the upstream or inlet side of this loop so that any hydrogen flowing through the bearing drain line will be carried out of the system before sufficient pressure can be built up to blow the oil out of the loop seal and allow the hydrogen to reach the main oil reservoir.

Since this loop seal presents an obstruction to uninterrupted flow in the bearing drain system, the vapor extractor on the main oil reservoir is not able to ventilate that part of the generator bearing oil drain system which lies on the upstream side of the loop seal. Therefore an additional vapor extractor assembly consisting of extractor, control bypass, and check valve is provided as a part of the loop seal assembly to provide the negative pressure in the generator drain system on the upstream side of

the loop seal required for normal operation

### 9. Alarm for Seal Oil Systems

Seal oil systems have the following alarm switches as standard:

- Defoaming tank oil level (turbine end)—High
- Defoaming tank oil level (exciter end)—High
- Differential pressure—Low
- Seal oil pump pressure—Low  
(for conventional hydrogen cooled units only)
- Back-up pressure—Low
- Air side seal oil pump—Off  
(for inner cooled units only)
- Hydrogen side seal oil pump—Off  
(for inner cooled units only)
- Emergency seal oil pump—Running  
(for inner cooled units only)

# STANDARD ACCESSORIES

Each machine includes the following accessories:

## 1. Generator Proper

1. **Hydrogen coolers** mounted within the generator housing, including:
  - (1) Stop valves for water inlet and outlet.
  - (2) Vent and drain valves.
  - (3) Piping and supports and foundation bolts
  - (4) Gas temperature automatic control set (for inner cooled units only)
2. **Insulation for shaft current.**
3. **Seal oil inlet pressure gauges** mounted on the side lagging.
4. **Defoaming tank oil level high alarm float switches.**
5. **Drain valves and piping for defoaming tank.**
6. **Oil piping fittings and foundation bolts** for bearings and gland seal.
7. **Oil trap** (for inner cooled units only)
8. **Six (6) high-voltage porcelain bushings.**
9. **Eighteen (18) bushing current transformers** (three (3) per terminal)

## 10. Temperature detectors

- (1) Generator stator (resistance temperature detector), as follows:

	Conv. H <sub>2</sub> cooled	Inner cooled
Armature windings	12	12
Cooler outlet gas	2	2
Cooler inlet gas	2	1
Armature coil discharge gas	0	6

- (2) Generator core (thermocouple), as follows:

For conventional hydrogen cooled unit:		
Turbine and exciter ends		
End core	4	
Finger plate	4	

For inner cooled unit:

Turbine end	
End core	2
Finger plate	2
Shield core	2
Shield core support	1

- (3) Bearing oil drains (thermocouple), as follows:

Turbine end bearing	1
Exciter end bearing	1

- (4) Rotor (rotor coil acts as resistance coil) 1

## 11. Special tools

- (1) Stator jacking or lifting trunnions.
- (2) Jack post.
- (3) Necessary rotor removal and installation tools.
- (4) Necessary tools to measure air gap and magnetic center.
- (5) Cooler, bushing, bearing, and bearing assembly tools including:
  - a. Gas cooler lifting tools<sup>a</sup>
  - b. Air gap baffle assembling tools<sup>a</sup>
  - c. Gland seal assembling tools
  - d. Gland seal lifting tools<sup>a</sup>
  - e. Bearing removal tools
  - f. Bracket lifting tools
  - g. Blower shroud assembling tools<sup>a</sup>
  - h. Lead bushing installing tools<sup>a</sup>
  - i. Lead bushing lifting tools<sup>a</sup>

<sup>a</sup> For inner cooled unit only.

## 12. Miscellaneous

- (1) Grounding terminals.
- (2) Seating plates, shims, sole plates and foundation bolts.
- (3) Removable sheathing (for appearance) from center line to floor including embedded support plates.
- (4) Cooler pipe expander (for conventional hydrogen cooled unit only).
- (5) Compound gun with accessories (for inner cooled unit only).
- (6) Spanners.

## 2. Excitation System

### A. Brushless Exciter

1. **One permanent magnet pilot exciter** for excitation to AC exciter through excitation switchgear.
2. **One AC exciter** with rotating armature and stationary field winding.
3. **One rotating rectifier assembly** including silicon diodes, indicating fuses, and other components.
4. **All necessary interconnections.**
5. **Set of mechanical parts including:**
  - (1) Fabricated steel bed-plate.
  - (2) Air-to-water heat exchanger (where applicable).
  - (3) Insulated pressure lubricated pedestal bearing(s)
  - (4) Temperature detectors
  - (5) One drip-proof enclosure mounted on exciter base with the following features:
    - a. One door or access cover with glass window opposite fuse and diode wheel.
    - b. One door or access cover at end of housing for access to permanent magnet generator.
    - c. Devices on all doors to insure they remain closed during normal operation
    - d. Hydrogen vent.
6. **Provision** for application of purchaser's brushless excitation ground detection device.
7. **Convenience outlet in base.**
8. **Excitation switchgear and regulator including:**
  - (1) One excitation cubicle, metal enclosed with ventilating means as required, to maintain permissible heat rise and including the following:
    - a. Set of terminals of suitable size and rating for outgoing lead
    - b. Set of nameplates
    - c. Set of small wiring
    - d. Set of hinged front doors and removable rear covers
    - e. Set of internal lights, switches and convenience outlets
    - f. Set of disconnecting switches for control power
    - g. Static type regulator panel including required reference and sensing circuits and a stage of amplification
    - h. Static type amplifier panel
    - i. Static type limiter panel
    - j. Static type damping panel
    - k. Static type power panel
    - l. Relays
    - m. Parallel operation compensator
    - n. Supply breaker for static pilot exciter and regulator
    - o. Instrument panel with appropriate instruments for servicing voltage regulator
    - p. Exciter field current shunt
    - q. Motor operated voltage regulator and range width transformer
    - r. Automatic field follower panel
  - (2) One set of devices for remote mounting and wiring by the purchaser.
    - a. Type KX-11 milliammeter with zero center scale
    - b. Manually operated base adjuster
    - c. Type M regulator control switch and indicating lights

- d. Type M supply breaker control switch and indicating lights

### B. Shaft-driven Exciter

1. **One collector brush holder rigging assembly and one shunt-wound DC exciter** mounted on a fabricated base and including:
  - (1) One set of brush holders for collector brushes, with springs for adjustment of brush pressure.
  - (2) Insulating barrier between positive and negative collector brush holder assemblies
  - (3) One set of brush holders for exciter brushes with constant tension springs.
  - (4) One set each of removable graphite brushes with integral pigtails and disconnecting terminals for collector and for exciter.
  - (5) One negative and one positive field voltage lead connected to collector brush holder bus rings.
  - (6) Two bus bars for collector, and two for exciter, with suitable terminals or drilling for purchaser's cable or bus-way connection
  - (7) One collector steady bearing (for 3600 rpm and 3000 rpm inner cooled rotors only, where required).
  - (8) One flexible coupling assembly
  - (9) One vertically offset reduction gear with thrust bearing (for geared exciters only)
  - (10) One outboard exciter journal bearing pedestal.
  - (11) Removable lifting lugs on base
  - (12) Provision for temperature detector at outboard journal bearing drain.
  - (13) RTD's for ventilating air temperature as follows:
    - 1) One in air stream to collector and exciter.
    - 2) One in air stream from collector and exciter.
  - (14) Internal light fixtures.
  - (15) One switch, for internal lights (mounted externally).
  - (16) Standard terminal blocks, located in base, wired to internal devices.
2. **One step-in type exciter and collector enclosure** arranged for ventilating air inlet from above or below floor and discharge above or below floor, including:
  - (1) One or more entrance doors, as determined by exciter design, with latch.
  - (2) Safety glass observation windows on each side, adjacent to collector and commutator.
3. **Motor-operated exciter field rheostat** for mounting in the exciter cubicle.
4. **Items for assembly at plant site:**
  - (1) Seating plates, shims, and sole plates.
  - (2) Bolts to anchor base and enclosure to foundation plates or supporting structures (supporting sills grouted into foundation not included).
  - (3) Air filter, standard, heavy-duty, washable, impingement type.
5. **Excitation cubicle**
  - (1) One excitation cubicle, metal enclosed with ventilating means as required to maintain permissible heat rise and including the following:
    - a. Set of bare busses
    - b. Set of terminals of suitable size and rating for outgoing leads
    - c. Set of nameplates

- d. Set of small wiring
- e. Set of hinged front doors and removable rear covers
- f. Set of internal lights, switches and convenience outlets
- g. Set of disconnects for control power
- h. Regulator section including the following:
  - (a) Static type regulator panel including the required reference and sensing circuits
  - (b) Static type power panel
  - (c) Static type amplifier panel
  - (d) Static type limiter panel
  - (e) Static type damping panel
  - (f) Control field breaker for the exciter control fields
  - (g) Supply breaker for the permanent magnet supply generator set
  - (h) Parallel operation compensator
  - (i) Instrument panel with appropriate instruments for servicing voltage regulator
  - (j) Motor operated voltage adjuster and range width transformer
  - (k) Automatic field follower panel
- i. Rheostat and supply generator section including
  - (a) Space, mounting and wiring only for the motor operated exciter field rheostat.
  - (b) Motor driven 420 Hz permanent magnet generator set for regulator power supply.
- j. Field breaker section including the following:
  - (a) Drawout three-position type DBF generator field discharge air circuit breaker, 2 pole, non-automatic, with field discharge switch, with electrically operated closing mechanism and shunt trip, and suitable auxiliary switch.
  - (b) Space, mounting and wiring only for the field discharge resistor furnished as a generator accessory
  - (c) Field current shunt
  - (d) Space for addition of one field breaker assembly (if desired)
- (2) One set of devices for remote mounting and wiring by the purchaser.
  - a. Type KX-11 milliammeter with zero center scale
  - b. Type W-2 regulator control switch and indicating lights
  - c. Type W-2 rheostat control switch and indicating lights
  - d. Type W-2 field breaker control switch and indicating lights

### C. Motor-driven Generator Exciter

1. **One collector brush holder rigging assembly, including:**
  - (1) Set of brush holders for collector brushes with springs for adjustment of brush pressure.
  - (2) Insulating barrier between positive and negative brush holder assemblies
  - (3) Set of removable graphite brushes with integral pigtailed and disconnecting terminals.
  - (4) One negative and one positive field voltage lead connected to brush holder bus rings.
  - (5) Two bus bars with suitable terminals or drilling for purchaser's cable or bus-way connection.
  - (6) Collector steady bearing (for 3600 rpm inner

- cooled rotors only, where required).
  - (7) Internal light fixtures.
  - (8) Standard terminal blocks located in base, wired to internal devices
2. **Collector enclosure**, arranged for ventilating air inlet above floor and air outlet below floor, as follows:
    - (1) Latched access panel on each side with plastic observation window.
    - (2) RTD's as follows:
      - a. One in air stream to collector
      - b. One in air stream from collector.
  3. **Motor-operated exciter field rheostat** for mounting in excitation cubicle
  4. **Items for assembly at plant site:**
    - (1) Foundation plates, and subsole plates where required by grouting.
    - (2) Bolts to anchor brush holder rigging assembly and enclosure to foundation plate or supporting structure (supporting sills grouted into foundation not included).
    - (3) Air filter, standard heavy-duty, washable, impingement type.
  5. **One excitation cubicle**, as furnished with shaft-driven exciter as in §5 of B, shaft-driven exciter, above
  6. **One exciter motor-generator set assembled on a base and including:**
    - (1) One stabilized, shunt wound, DC exciter with:
      - a. Cooling fan.
      - b. One set of brush holders with constant pressure brush springs.
      - c. One set of removable graphite brushes with integral pigtailed and disconnecting terminals.
      - d. Two exciter bus bars, accessible in base with suitable terminals or drilling for purchaser's cable or bus-way connection
    - (2) One three-phase, AC, squirrel-cage induction motor with:
      - a. Cooling fan.
      - b. Motor power lead connections, three bus bars with suitable terminals or drilling for purchaser's cable or bus-way connection from below, accessibly located in base.
    - (3) One solid coupling to connect exciter and motor shafts.
    - (4) One fabricated flywheel on shaft to produce an inertia constant of 5.0 per unit, based on exciter rating.
    - (5) Four pedestal bearings, oil ring lubricated, with oil-level sight gauges all pedestals are insulated from base, with provision for grounding one pedestal
    - (6) One bearing temperature detector on each bearing.
    - (7) Standard terminal blocks located in center section of base, wired to included devices, for purchaser's connections.
    - (8) One drip-proof, reach-in enclosure, mounted on base; three-piece, including:
      - a. Four latched access doors on each side; doors on each end.
      - b. Five internal light fixtures with two external switches
      - c. Cooling arrangement for air inlet above floor



ESTUDIO DEL GENERADOR SINCRONO  
 POR MEDIO DE SU DIAGRAMA  
 FASORIAL

El Generador síncrono de polos lisos se puede analizar en su estado estable completamente por medio del diagrama fasorial; el cual reviste la mayor importancia para el entendimiento de la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

ESTUDIO DE LOS GENERADORES DE LA  
 CENTRAL TERMoeLECTRICA TULA

DATOS

Generador Síncrono

Conexión	Estrella con neutro a tierra
Marca	Mitsubishi
Potencia	346 MVA
Factor de Potencia	90%
Fases	3
Polos (Lisos)	2
Hertz	60
RPM	3600
Refrigerante	Hidrógeno (3 K g/cm <sup>2</sup> )
Tensión	20 Kv
Corriente	9988 A.
Impedancia por Fase (a 75°C)	X'd = 0.2639 p.u. Xa = 0.3051  Ra = 0.001063 
Número de ranuras	27
Conductores por ranura	2
Corriente de excitación	2905 A
Voltaje de excitación	375 V

Una máquina síncrona es aquella cuya velocidad es constante y esta determinada por el número de polos del campo y la frecuencia del sistema. La velocidad de una máquina síncrona está dada por la siguiente ecuación:

$$n = \frac{120}{P} f$$

donde

- n - Velocidad de la máquina
- f - Frecuencia del sistema
- p - Número de polos del campo (rotor)

para el caso de cualquier turbogenerador de esta planta:

$$n = \frac{120 (60)}{2} = 3600 \text{ RPM}$$

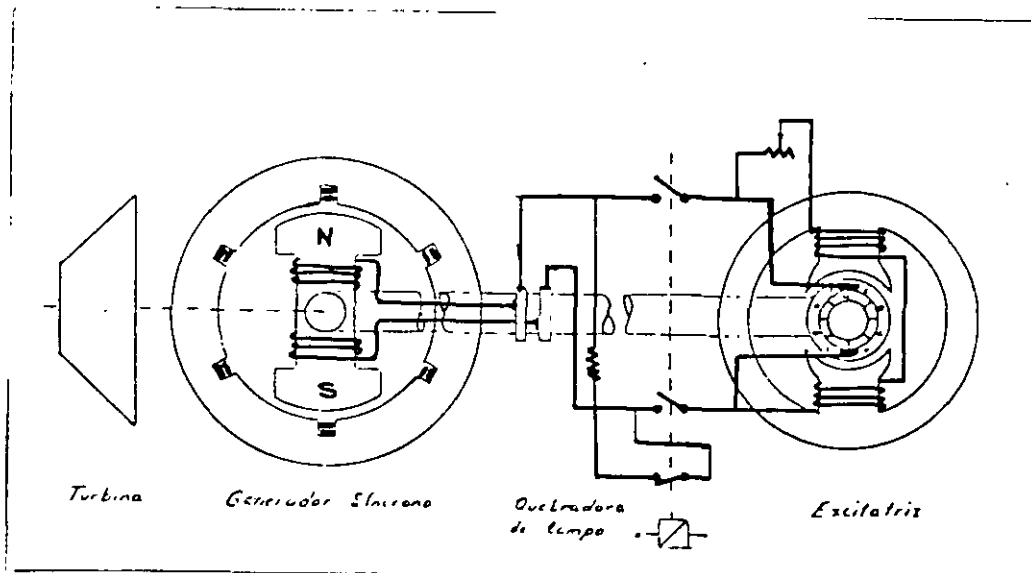
El devanado del estator del generador síncrono es similar al de un motor de inducción trifásico común. El rotor está devanado de tal forma, que al ser excitado por una corriente se forman dos polos magnéticos.

Normalmente este devanado está conectado a anillos rozantes y es excitado por medio de escobillas por un generador de corriente continua llamado excitatriz. Sin embargo la excitación del campo de los generadores de la planta de Tula no es a través de anillos rozantes, ya que utiliza un sistema "Brushless".

Cuando la turbina hace girar al generador (a la vez que a la excitatriz), el campo magnético giratorio del rotor induce voltajes senoidales balanceados en los devanados del estator.

Las ondas senoidales de la tensión inducida, se producen si la distribución del flujo magnético en el entrehierro es también senoidal. Esto ocurre si el rotor es de polos lisos. Un rotor de polos salientes induce ondas senoidales de voltaje distorsionadas por la presencia de armónicas.

En la actualidad los nuevos generadores síncronos se diseñan en la mayoría de los casos como generadores con anillos rozantes pero la excitatriz ha sido substituida por un sistema de rectificación estática controlada a través de tiristores.



El esquema muestra el acoplamiento mecánico entre la turbina, el generador y la excitatriz. Así como la conexión de la excitatriz a los anillos rozantes del campo a través del Interruptor llamado quebradora de campo.

La quebradora de campo consiste en un Interruptor que al abrir, cierra el circuito del lado del campo a través de una resistencia llamada resistencia de descarga  $R_D$  como se ve en la figura.

CALCULO DEL DIAGRAMA FASORIAL  
DEL GENERADOR DE POTENCIA  
NOMINAL

1) Datos básicos

$$\begin{aligned}
 S &= 346 \text{ MVA} \\
 V_{ab} &= 20 \text{ Kv} \\
 \text{F.P.} &= 0.9 \text{ atrasado} \\
 \theta &= \cos^{-1}(0.9) = 25.84^\circ
 \end{aligned}$$

2) Cálculo fasorial de caídas de tensiones  $V_{an}$ ,  $I_a R_a$ ,  $I_a X_a$ ,  $E_{an}$ .

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} V_{ab}} = \frac{346 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3} = 9988 \text{ Amp.}$$

$$P_{\max} = S_{\max} \text{ F.P.} = 346 \times 10^6 \times 0.9 = 311.4 \text{ MW}$$

$$V_{an} = \frac{V_{ab}}{\sqrt{3}} = \frac{20}{\sqrt{3}} = 11\,547 \text{ V}$$

La primera parte del diagrama fasorial lo constituyen las tensiones siguientes: Tensión terminal de la máquina  $V_{an}$ , caída de tensión por efecto inductivo  $I_a X_a$ , caída de tensión por efecto resistivo  $I_a R_a$  y fuerza electromotriz inducida  $E_{an}$ . Las cuales se relacionaron de acuerdo a la Ley de Kirchhoff:

$$E_{an} = V_{an} + I j X_a + IR_a$$

El vector  $V_{an}$  es el de referencia luego:

$$V_{an} = 11\,547 \angle 0^\circ \text{ volts}$$

Cálculo de caídas de tensión:

$$I_a j X_a = 9988 \angle -25.84^\circ \cdot 1 \angle 90^\circ \cdot 0.3051$$

$$I_a j X_a = 3047 \angle 64.16^\circ \text{ volts}$$

$$I_a R_a = 9988 \angle -25.84^\circ \cdot 0.001063$$

$$I_a R_a = 10.61 \angle -25.84^\circ \text{ volts}$$

Efectuando la suma fasorial:

$$V_{an} + j IX_a + IR_a = E_{an}$$

$$E_{an} = 11547 \angle 0^\circ + 3047 \angle 64.16^\circ + 10.61 \angle -25.84^\circ$$

$$\left[ E_{an} \right]_x = 11547 + 3047 \cos 64.16^\circ + 10.61 \cos -25.84^\circ$$

$$\left[ E_{an} \right]_y = 3047 \text{ SEN } 64.51^\circ + 10.61 \text{ SEN } (-25.84^\circ)$$

$$\left[ E_{an} \right]_x = 12884.54 \text{ Volts}$$

$$\left[ E_{an} \right]_y = 2737.71 \text{ Volts}$$

$$\left[ E_{an} \right] = \sqrt{12884.54^2 + 2737.71^2}$$

$$= 13172.18 \text{ Volts}$$

$$\text{Ang. } E_{an} = \text{Ang. Tan } \frac{2737}{12884.54} = 11.99^\circ$$

$$E_{an} = 13172 \angle 11.99^\circ$$

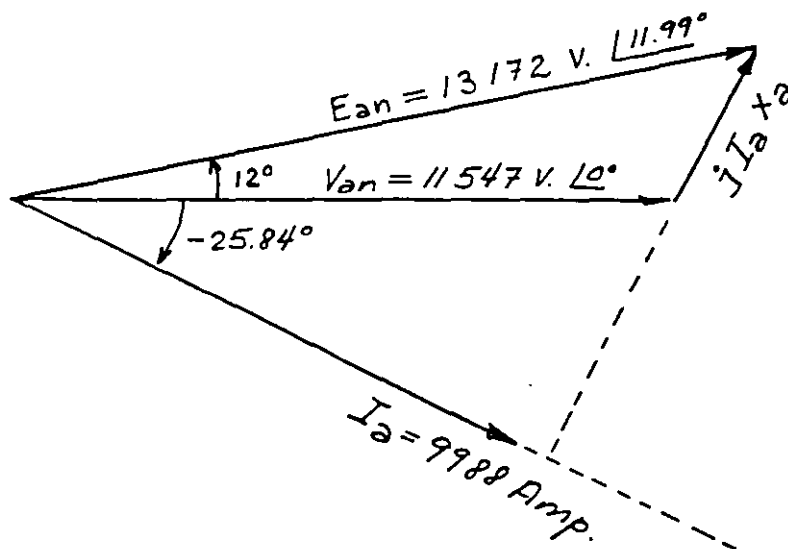


DIAGRAMA FASORIAL DE TENSIONES DEL GENERADOR SINCRONO



3) Cálculo del diagrama fasorial de flujos magnéticos de la máquina.

El Generador mantiene un equilibrio entre el flujo magnético producido por la corriente de excitación en el rotor  $F$ , el flujo magnético producido por la corriente en el estator llamado Reacción de Armadura  $A$  y un flujo resultante  $\Phi$  de la suma de los dos anteriores, que es el flujo que induce la tensión o fuerza electromotriz inducida  $E_{an}$  en el estator.

La ecuación es la siguiente:

$$\vec{F} + \vec{A} = \vec{\Phi}$$

El flujo  $\vec{F}$  es rotatorio pues lo induce el rotor.

El flujo  $\vec{A}$  es rotatorio y de magnitud constante debido a que es inducido por tres corrientes alternas trifásicas y balanceadas (esto es de módulo igual pero defasadas en tiempo  $120^\circ$  entre sí), aplicadas en tres devanados del estator del generador desplazados  $120^\circ$  entre sí.

Por lo anterior también  $\vec{\Phi}$  será rotatorio y de magnitud constante para el estado estable.

Para evaluar el diagrama fasorial de flujos usaremos la Unidad de amperes de excitación equivalentes. Esto es en lugar de evaluar el flujo en weber lo mediremos en amperes de excitación que lo producen ya que son proporcionales:

$$\vec{\Phi} = \frac{N}{\mathcal{R}} I_{exc.}$$

en donde  $N$  (vueltas) y  $\mathcal{R}$  (reluctancia) son constantes.

3.1) Primero evaluamos  $\vec{\Phi}$  a partir de la curva de saturación del Generador.

La tensión de la FEM entre fases es:

$$E_{ab} = \sqrt{3} \times 13\,172 = 22\,814 \text{ Volts}$$

Entrando con este valor en la curva de saturación nos da aproximadamente:

$$\vec{\Phi} = 1600 \text{ AMP.}$$

- 46-A -

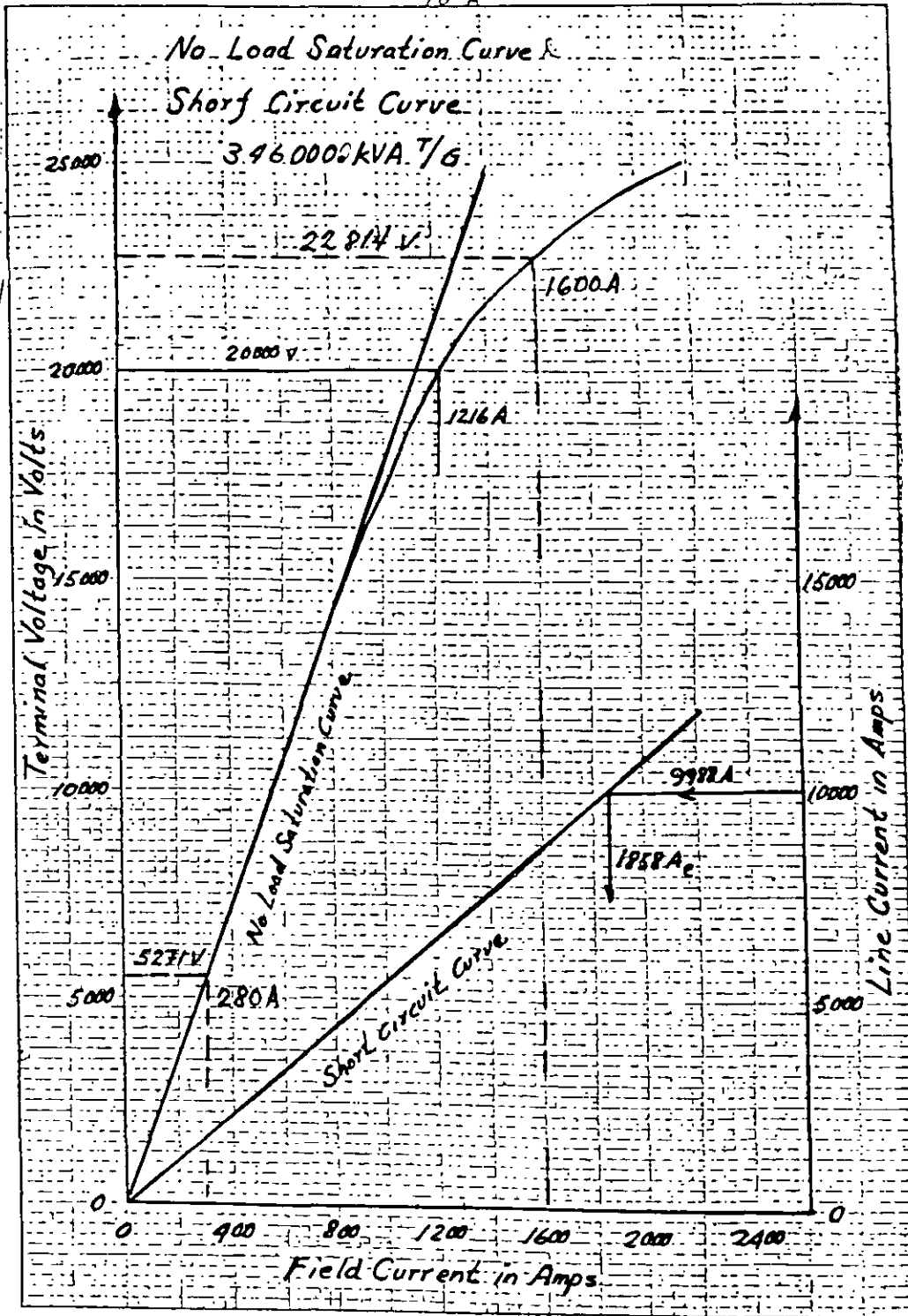


Fig 1

Como el flujo que induce  $E_{an}$  va  $90^\circ$  adelante de este:

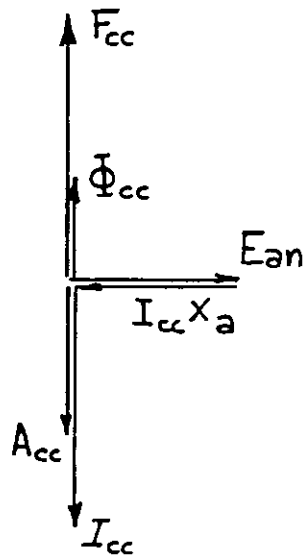
$$\bar{\phi} = 1600 \angle 11.99^\circ + 90^\circ$$

$$\bar{\phi} = 1600 \angle 101.99^\circ$$

$$\bar{\phi} = 1600 \angle 102^\circ$$

3.2) En segundo término evaluamos la Reacción de Armadura  $\vec{A}$ .

Para evaluar la Reacción de Armadura hacemos uso de la información de la prueba de corto circuito a corriente nominal. Durante el corto circuito la corriente del estator se defasa prácticamente  $90^\circ$  de la tensión quedando el diagrama fasorial con los flujos magnéticos alineados.



$$V_{an} = 0$$

$$E_{an} = I_{cc} X_a$$

$$\vec{F}_{cc} + \vec{A}_{cc} = \vec{\phi}_{cc}$$

De la curva de corto circuito obtenemos:

$$I_{cc} = 9988 \text{ Amp.}$$

Con este valor entramos a la curva y nos dá:

$$F_{cc} = 1858 \text{ Amp.}$$

$$\text{La caída } I_{cc} X_a = 9988 \times (0.3051) = 3047 \text{ Volts}$$

Con este valor entramos a la curva de saturación y obtenemos  $\phi_{cc}$  a partir de

$$E_{abcc} = \sqrt{3} \times 3047 = 5271 \text{ Volts}$$

De la curva de saturación en vacío corresponde

$$\bar{\phi}_{cc} = 280 \text{ Amp.}$$

Como el diagrama de fasores de flujos en un corto circuito se alinea  $F + A = \phi$  se vuelve suma algebraica:

$$A = \phi - F$$

$$A = 280 - 1858 = -1578 \text{ Amp.}$$

Este valor es muy importante porque como la Reacción de Armadura A es proporcional a la corriente de línea para evaluar cualquier valor de reacción de armadura para otras cargas lo obtenemos por una regla de tres:

$$\frac{I_{\text{nom}}}{I_{\text{carga}(x)}} = \frac{A_{\text{nom}}}{A_{\text{carga}(x)}}$$

Como  $I_a$  y A están en fase:

$$A = 1578 \angle -25.84^\circ \text{ Amp. excitación}$$

3.3) Evaluación del flujo del rotor  $\vec{F}$

$$\vec{F} = \vec{\phi} - \vec{A}$$

$$\text{conocemos: } \vec{\phi} = 1600 \angle 102^\circ$$

$$\vec{A} = 1578 \angle -25.84^\circ$$

Para evaluar  $\vec{F}$  calculamos sus proyecciones:

$$\vec{F} = 1600 \angle 102^\circ - 1578 \angle -25.84^\circ$$

$$F_x = 1600 \cos 102^\circ - 1578 \cos (-25.84^\circ)$$

$$F_y = 1600 \sin 102^\circ - 1578 \sin (-25.84^\circ)$$

$$\begin{cases} F_x = 1600 (-\cos 78^\circ) - 1578 \cos 25.84^\circ \\ F_x = -332.65 - 1420.22 = -1752.87 \end{cases}$$

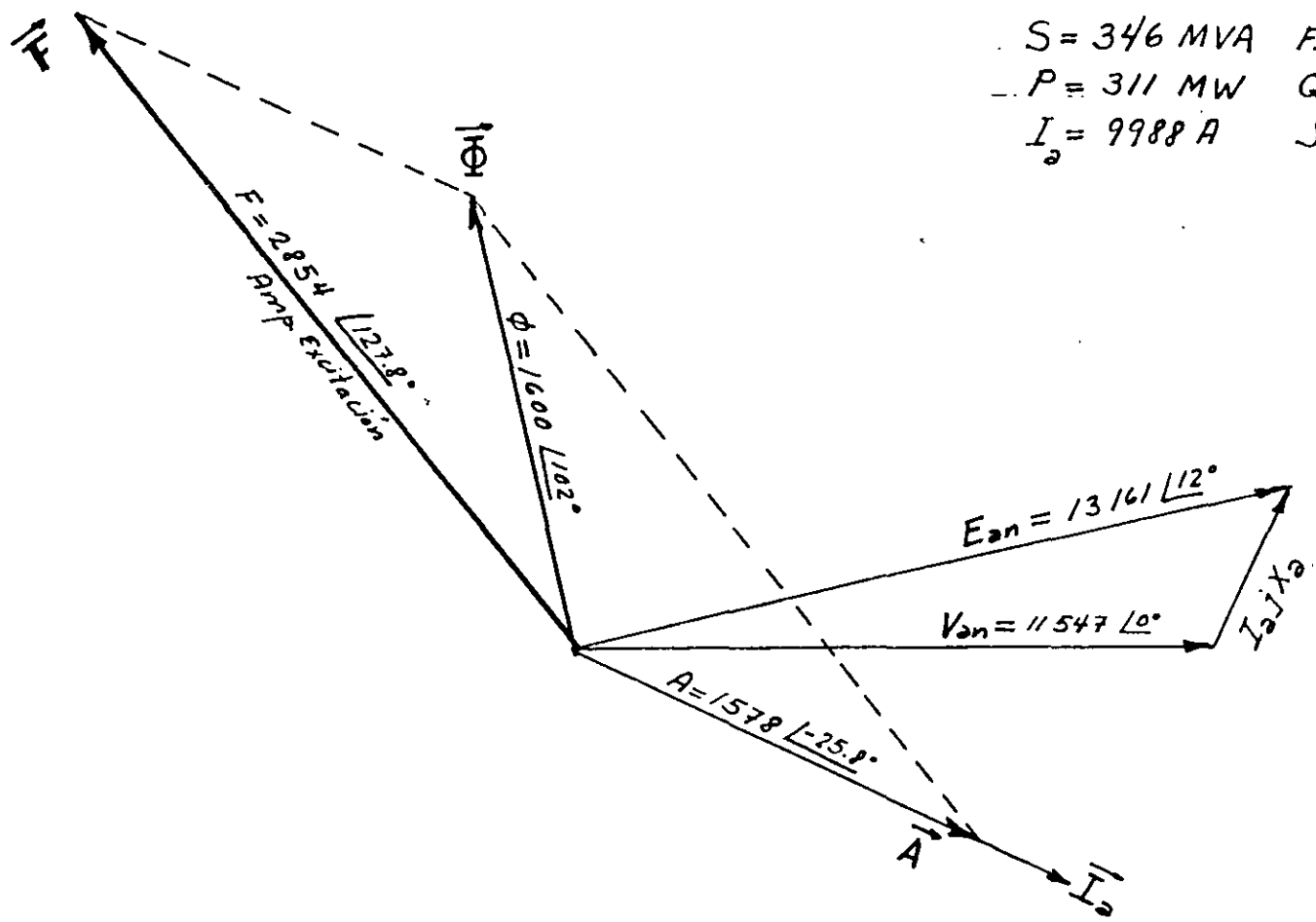
$$\begin{cases} F_y = 1600 (\sin 78^\circ) - 1578 (-\sin 25.84^\circ) \\ F_y = 1565 + 687.78 = 2252.81 \end{cases}$$

$$\begin{aligned} |F| &= \sqrt{1752.87^2 + 2252.81^2} \\ |F| &= 2854.41 \end{aligned}$$

$$\star F = \text{Ang. Tan } \frac{2252.81}{-1752.87} = 180^\circ - 52.11$$

$$\star F = 127.88^\circ$$

$$\vec{F} = 2854.41 \angle 127.88^\circ$$



$S = 346 \text{ MVA}$      $F.P. = 0.9 \text{ atrasado.}$   
 $P = 311 \text{ MW}$      $Q = 150 \text{ MVAR}$   
 $I_a = 9988 \text{ A}$      $\text{Sobreexcitado.}$

DIAGRAMA FASORIAL COMPLETO DE UN GENERADOR SINCRONO CON CARGA INDUCTIVA

CÁLCULO DEL DIAGRAMA FASORIAL DEL GENERADOR  
A MÁXIMA POTENCIA REAL Y MÁXIMA POTENCIA -  
REACTIVA CON FACTOR DE POTENCIA ADELANTADO.

SEGUNDA PARTE

1) Datos Básicos: 300 MW, 125 MVAR, Factor de Potencia adelantado

$$S = \sqrt{300^2 + 125^2} = 325 \text{ MVA}$$

$$\theta = \text{Ang. Tan } \frac{125}{300} = \text{Ang. Tan } 0.4166 = 22.61^\circ$$

$$V_{ab} = 20 \text{ Kv } \underline{0^\circ}$$

$$\text{F.P. } \cos \theta = 0.923077 \text{ Adelantado}$$

2) Cálculo fasorial de caídas de tensiones  $V_{an}$ ,  $I_a R_a$ ,  $I_a X_a$ ,  $E_{an}$

$$I_L = \frac{325 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3 \text{ V}} = 9381.9 \text{ Amp.}$$

$$I_L = I_a = 9381.9 \quad \underline{+22.61^\circ}$$

$$V_{an} = \frac{20\,000 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 11\,547 \text{ V} \quad \underline{0^\circ}$$

Procedemos a calcular las caídas de tensiones:

$$I_a j X_a = 9381.9 \quad \underline{+22.61^\circ} \times 1 \quad \underline{+90^\circ} \times 0.3051$$

$$I_a j X_a = 2862.4 \text{ V} \quad \underline{+112.61^\circ}$$

$$I_a R_a = 9381.9 \quad \underline{+22.61^\circ} \times 0.001063$$

$$I_a R_a = 9.9729 \text{ V} \quad \underline{+22.61^\circ}$$

Se efectúa la suma fasorial para evaluar  $E_{an}$

$$V_{an} + j I_x a + I R_a = E_{an}$$

$$E_{an} = 11\,547 \angle 0^\circ + 2862.4 \angle 112.61^\circ + 9.9 \angle +22.6^\circ$$

$$\left[ E_{an} \right]_x = 11\,547 + 2862.4 \cos 112.61^\circ + 9.9 \cos 22.6^\circ$$

$$\left[ E_{an} \right]_x = 11\,547 - 2862.4 \cos 67.39^\circ + 9.9 \cos 22.6^\circ$$

$$\left[ E_{an} \right]_x = 11\,547 - 1100.46 + 9.139 = 10\,455.67 \text{ V}$$

$$\left[ E_{an} \right]_{\hat{y}} = 0 + 2862.4 \sin 112.61^\circ + 9.9 \sin 22.6^\circ$$

$$\left[ E_{an} \right]_{\hat{y}} = 2642.4 + 3.8 = 2646.2 \text{ V}$$

$$\left[ E_{an} \right] = \sqrt{10\,455.67^2 + 2\,646.2^2} = 10\,785.33 \text{ V}$$

$$\text{Ang } \angle E_{an} = \text{Ang } \tan \frac{2646.2}{10455.67} = 14.20^\circ$$

Se puede observar con relación al primer caso en que estudiábamos el Generador con factor de potencia atrasado que teníamos  $E_{an} = 13\,172 \text{ V}$  y un ángulo de  $11.99^\circ$ , ahora tenemos con factor potencia adelantado  $E_{an} = 10\,785.33 \text{ V}$  y un ángulo de  $14.2^\circ$ .

Como conclusión se puede tener que a factor de potencia atrasado la fuerza electromotriz  $E_{an}$  del Generador es mayor que la tensión  $V_{an}$  de salida de la máquina; y cuando opera a factor de potencia adelantado la fuerza electromotriz  $E_{an}$  del Generador es menor que la tensión  $V_{an}$  de salida de la máquina. Además que el ángulo de la fuerza electromotriz del Generador es mayor si opera con factor de potencia adelantado que cuando opera a factor de potencia atrasado.

3) Cálculo del Diagrama fasorial de flujos magnéticos del Generador con factor de potencia adelantado.

$$\vec{F} \perp \vec{A} = \vec{\Phi}$$

3.1) Primero evaluamos  $\Phi$  a partir de la curva de saturación del Generador.

La tensión de la FEM entre fases es:

$$E_{ab} = \sqrt{3} \times 10\,785.33 = 18\,680.74 \text{ V}$$

Entrando en la curva de saturación nos dá aproximadamente:

$$\phi = 1100 \text{ Amperes de excitación}$$

Como el flujo  $\phi$  va  $90^\circ$  adelante de  $E_{an}$   $14.2^\circ$

$$\phi = 1100 \text{ } \underline{104.2^\circ}$$

3.2) En segundo término evaluamos la reacción de armadura

Recordamos del primer análisis que la reacción de armadura del Generador era  $A = 1578$  amperes de excitación para una corriente de línea de  $9988$  amperes. Como la reacción de armadura es siempre proporcional a la corriente de línea podemos evaluarla mediante una regla de tres.

$$\frac{I_{Nom}}{I_{Cargax}} = \frac{A_{Nom}}{A_{Cargax}}$$

$$A_{cargax} = I_{cargax} \frac{A_{Nom}}{I_{Nom}}$$

$$A = 9381 \text{ A } \frac{1578 \text{ A excit.}}{9988 \text{ A}}$$

$$A = 1482.1 \text{ Amp. de excitación}$$

Como  $I_a$  y  $A$  están en fase:

$$A = 1482.1 \text{ } \underline{22.61^\circ}$$



### 3.3) Evaluación del flujo del Rotor $\vec{F}$

$$\vec{F} + \vec{A} = \vec{\phi}$$

$$\vec{F} = \vec{\phi} - \vec{A}$$

$$\text{Conocemos } \phi = 1100 \left| 104.2^\circ \right. \text{ y } A = 1482.1 \left| 22.61^\circ \right.$$

Para evaluar  $F$  lo hacemos a partir de sus proyecciones:

$$F = 1100 \left| 104.2^\circ \right. - 1482.1 \left| 22.61^\circ \right.$$

$$F_x = 1100 \cos 104.2^\circ - 1482.1 \cos 22.61^\circ$$

$$F_x = 1100 (-0.2453) - 1482.1 (0.92314)$$

$$F_x = -269.83 - 1368.19 = 1638.02 \text{ Amperes de excitación}$$

$$F_y = 1100 \sin 104.2^\circ - 1482.1 \sin 22.61^\circ$$

$$F_y = 1066.38 - 569.8 = +496.58 \text{ Amperes de excitación}$$

$$|F| = \sqrt{1638.02^2 + 496.58^2} = 1711.63 \text{ Amperes de excitación}$$

$$\angle F = \text{Ang Tan}^{-1} \frac{496.58}{1638.02} = 163.13^\circ$$

5/5

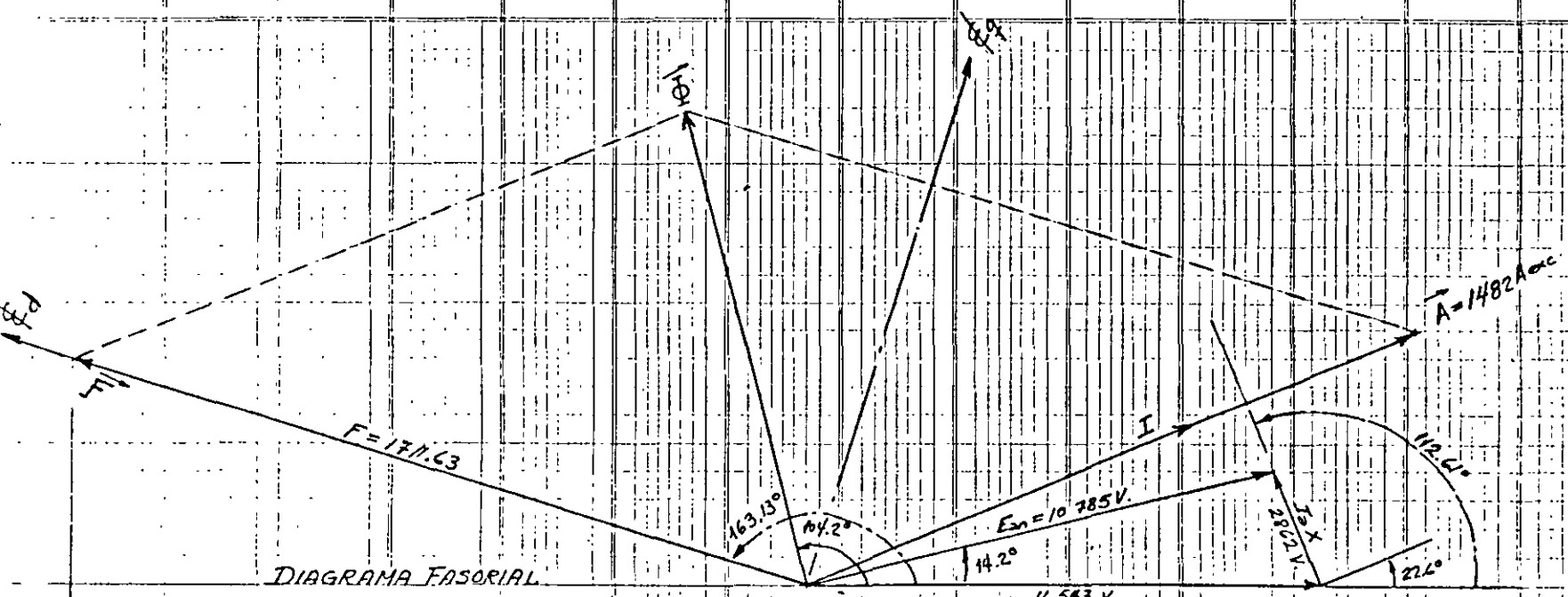
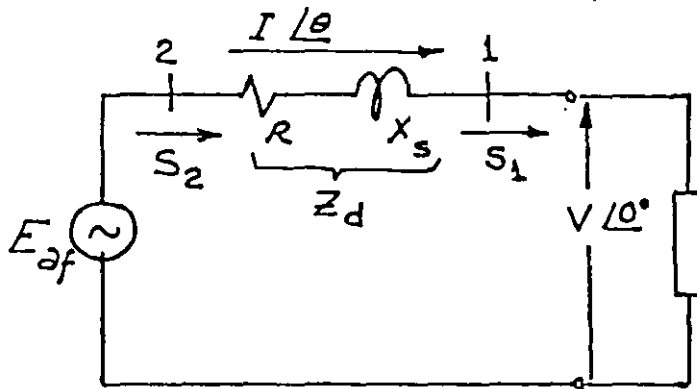


DIAGRAMA FASORIAL  
GENERADOR A MAXIMA POTENCIA  
REAL Y MAXIMA POTENCIA  
REACTIVA CON F.P. ADELANTADO.

ANEXO NO. 2.

DIAGRAMA CIRCULAR.

Consideramos un alternador representado por una fuerza electromotriz  $E_{af}$  y una impedancia interna  $Z_d = R + X_s$ , donde - - - -  
 $X_s$  = impedancia síncrona.



$$E_{af} = V + IZ_d$$

$$E_{af} = V + I(R + jX_s).$$

Potencia aparente en los bornes de la máquina:

Régimen externo =  $S_1$

Potencia aparente total interna.

Régimen interno =  $S_2$

Reactancia Síncrona = Reactancia Transitoria + Reactancia de  
 Reacción de -  
 Armadura.

$$X_s = X_d^1 + X_A$$

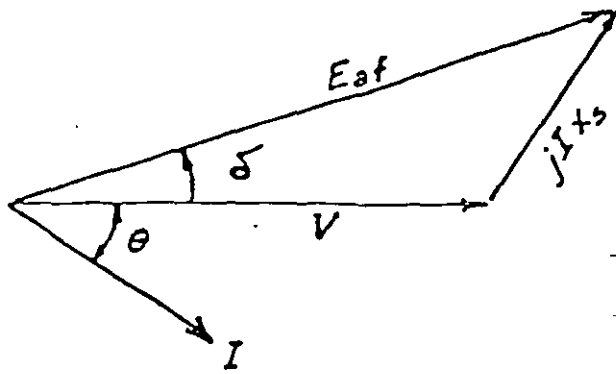


Fig 2.- Diagrama Vectorial.  
despreciando  $R_s$ .

Considerando que la Potencia Reactiva de un Generador a F.P. Adelantado es Negativa y está entrando a la Barra del Generador; y que la Potencia Reactiva de un Generador a F.P. Atrasado está saliendo de la Barra del Generador; la Potencia Aparente puede escribirse como el producto del voltaje y la conjugada de la corriente.

$$S_1 = P_1 + jQ_1 = VI^*$$

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = E_a I^*$$

$$I = I_R + jI_{img}$$

$$I^* = I_R - jI_{img}$$

$$I^* = I \cos \theta - jI \sin \theta$$

De la figura (1) tenemos:

$$I = \frac{E_a - V}{Z_d}$$

$$I^* = \frac{E_a^* - V^*}{Z_d^*}$$

$$S_1 = VI^* = V \frac{E_a^* - V^*}{Z_d^*}$$

$$S_1 = \frac{VE_a^* - VV^*}{Z_d^*} \dots \dots \dots (1)$$

$$S_2 = E_a \frac{E_a^* - V^*}{Z_d^*}$$

$$S_2 = \frac{E_a E_a^* - E_a V^*}{Z_d^*} \dots\dots\dots (2).$$

Por otro lado tenemos que la representación exponencial de  $E_a$  es :

$$\underline{\tilde{E}_a = E_a e^{j\delta}}$$

$$E_a = E_a \cos \delta + E_a \text{ sen } \delta$$

$$\underline{\tilde{E}_a} = E_a e^{j\delta} \quad \therefore$$

$$E_a^* = E_a e^{-j\delta}$$

$$\underline{\tilde{E}_a} \underline{\tilde{E}_a^*} = E_a e^{j\delta} E_a e^{-j\delta} \quad \therefore e^{j\delta} e^{-j\delta} = 1$$

$$\underline{\tilde{E}_a} \underline{\tilde{E}_a^*} = E_a^2$$

$$V V^* = V^2$$

Substituyendo en (1) y (2) términos:

$$S_1 = \frac{V E_a e^{-j\delta} - V^2}{Z^*}$$

$$S_2 = \frac{E_a^2 - E_a V e^{+j\delta}}{Z^*}$$

Descomponiendo estas ecuaciones en dos factores y despreciando

$$R \text{ de } Z^* = R - j X_s.$$

$$S_1 = -j \frac{V^2}{X_s} + j \frac{V E_a}{X_s} e^{-j\delta}$$

$$S_2 = j \frac{E_a^2}{X_s} - j \frac{E_a V}{X_s} e^{j\delta}$$

$$j e^{-j\delta} = e^{j(90^\circ - \delta)}$$

$$-j e^{-j\delta} = e^{j(\delta - 90^\circ)}$$

Para los términos de  $S_1$  tenemos:

$$-j \frac{V^2}{X_s} \text{ _____}$$

Describe un Vector fijo al centro del diagrama circular.

$$+ \frac{V E_a}{X_s} e^{j(90^\circ - \delta)} \text{ _____}$$

Describe un Vector móvil que representa el radio de un -- círculo.

Sumando este vector al anterior nos da como resultado - la Potencia <sup>real</sup> y reactiva - que recibe el sistema.  $P_1$  y  $Q_1$ .

Para los términos de  $S_2$ :

$$j \frac{E_a^2}{X_s} \text{ _____}$$

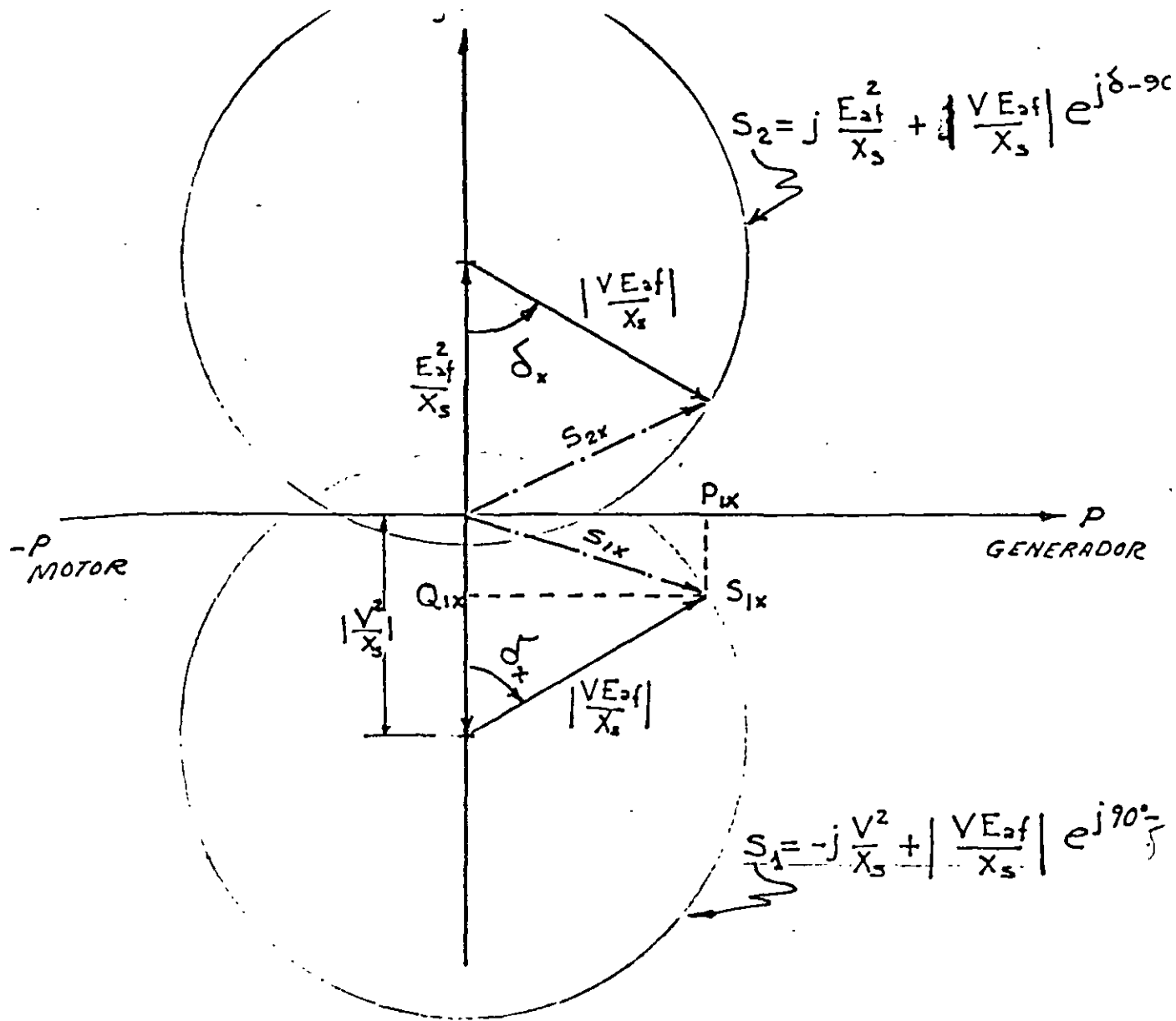
Describe un Vector fijo al - centro del diagrama circular.

$$\frac{E_a V}{X_s} e^{j(\delta - 90^\circ)} \text{ _____}$$

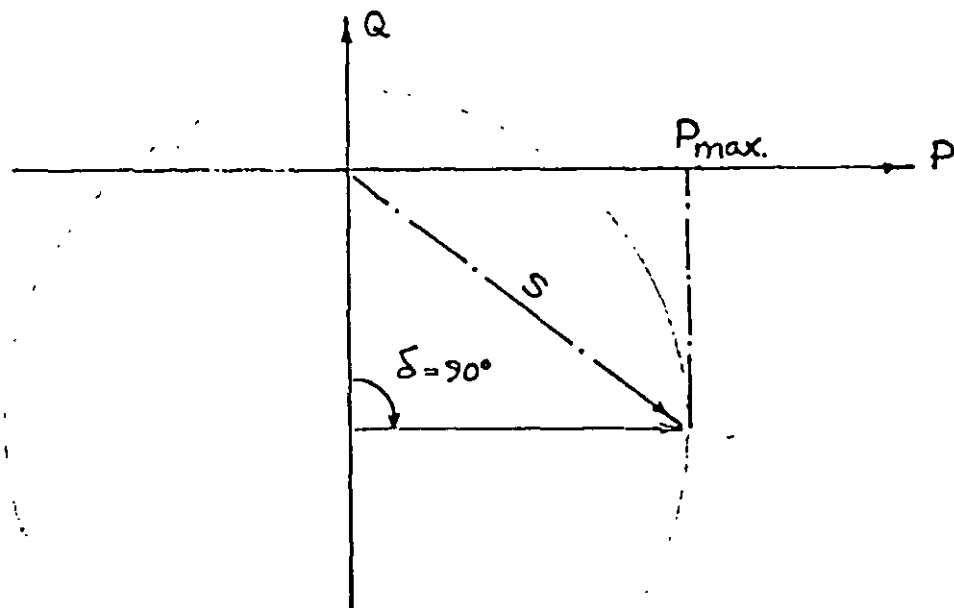
Describe un Vector móvil que representa el radio de un - círculo.

Sumando este vector al anterior, nos dá como resultante la Potencia real y reactiva que se entrega al sistema.

$P_2$  y  $Q_2$



Para una máquina con  $Z_d$ ,  $E_a$  y  $V$  constantes hay un límite definido de Potencia que puede entregar al Sistema si el ángulo  $\delta$  revasa los  $90^\circ$ .



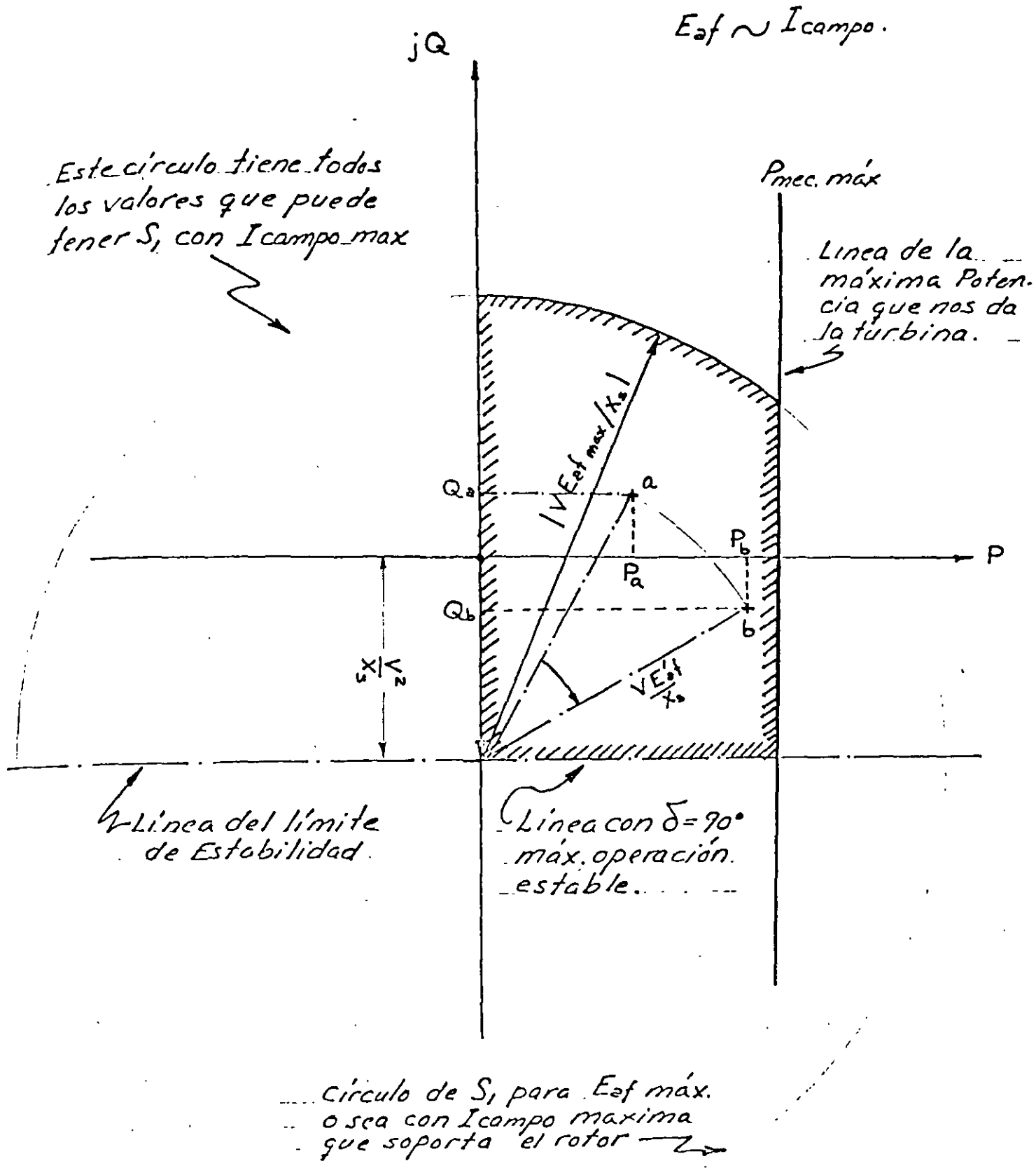
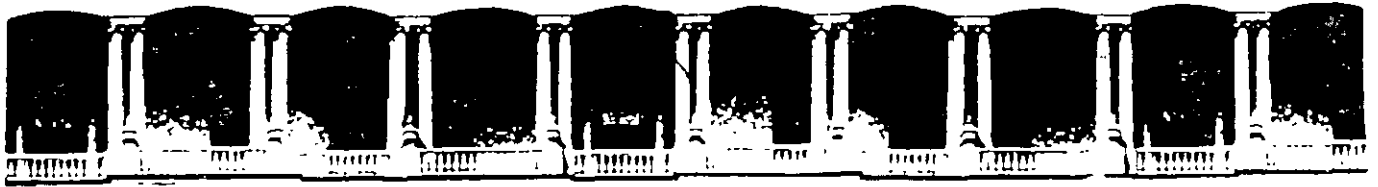


Fig 5.- Obtención de la Curva de Capabilidad a partir del Diagrama Circular. Se observa también la variación de Pot. Reactiva cuando varía la Pot. Real de  $a \rightarrow b$  sin mover  $I_{campo}$





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**VII CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**MÓDULO II  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA**

**MÁQUINA SINCRONA Y ESTABILIDAD**

**PARTE 2**

**CONFERENCISTA  
ING. ALFREDO LÓPEZ TAGLE  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**

## INTRODUCCION

Contrariamente a la creencia popular, los generadores realmente experimentan cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. En muchos casos, el daño al equipo producido por estos eventos puede reducirse o evitarse mediante la protección apropiada del generador. Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa, y la frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

A principios de la década de 1990, el "Power System Relaying Committee" (comité de aplicación de relés en sistemas de energía) del IEEE realizó una encuesta para determinar cuantos generadores síncronos grandes en Norteamérica estaban protegidos contra cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. Los resultados de la encuesta indicaron que, pese a la evidente necesidad de mejorar los esquemas de protección de los generadores antiguos para cumplir con las normas actuales, las empresas de electricidad parecían estar reacias a hacer las modificaciones necesarias en sus plantas eléctricas. Esto puede deberse a varios factores: falta de pericia, la creencia errónea que los generadores no fallan con suficiente frecuencia para justificar su protección apropiada, o la creencia en que las deficiencias de diseño en la protección pueden ser compensadas mediante procedimientos de operación.

En un generador protegido apropiadamente, es imprescindible contar con protección contra las condiciones anormales dañinas. La mayor parte de este artículo trata sobre la necesidad de suministrar dicha protección. Lo que se objeta respecto al agregado de esta protección no es que la misma no va a funcionar cuando deba hacerlo, sino que puede operar inapropiadamente sacando a un generador del servicio en forma innecesaria. Esta preocupación sobre el mejoramiento de la protección puede reducirse mucho entendiendo la necesidad de tales mejoras, y cómo aplicarlas a un generador determinado. La desconexión innecesaria por disparo de un generador es inconveniente, pero las consecuencias de dañar la máquina por no haberla desconectado lo son aún más. Si ésto sucede, el costo para la empresa eléctrica va a incluir no sólo la reparación o sustitución de la máquina dañada, sino los gastos substanciales de suministrar energía de reemplazo mientras la unidad está fuera de servicio.

En las instalaciones con personal, un operador diestro y alerta puede en ciertas ocasiones corregir una condición anormal de operación evitando que se saque un generador del servicio. Pero en la gran mayoría de los casos, el evento ocurre demasiado rápido como para que el operador pueda reaccionar, y se necesita la detección automática. Como es sabido, los operadores a veces cometen errores, creando condiciones anormales en las que se requiere la desconexión por disparo del generador para evitar daños. La sobreexcitación y la energización inadvertida son ejemplos de tales eventos. Por estas razones, los procedimientos de operación no pueden substituir la protección automática apropiada.

### AREAS DE MEJORAMIENTO DE LA PROTECCION EN GENERADORES ANTIGUOS

Las áreas de mejoramiento de la protección de generadores de 20 años o más están comprendidas en tres amplias categorías:

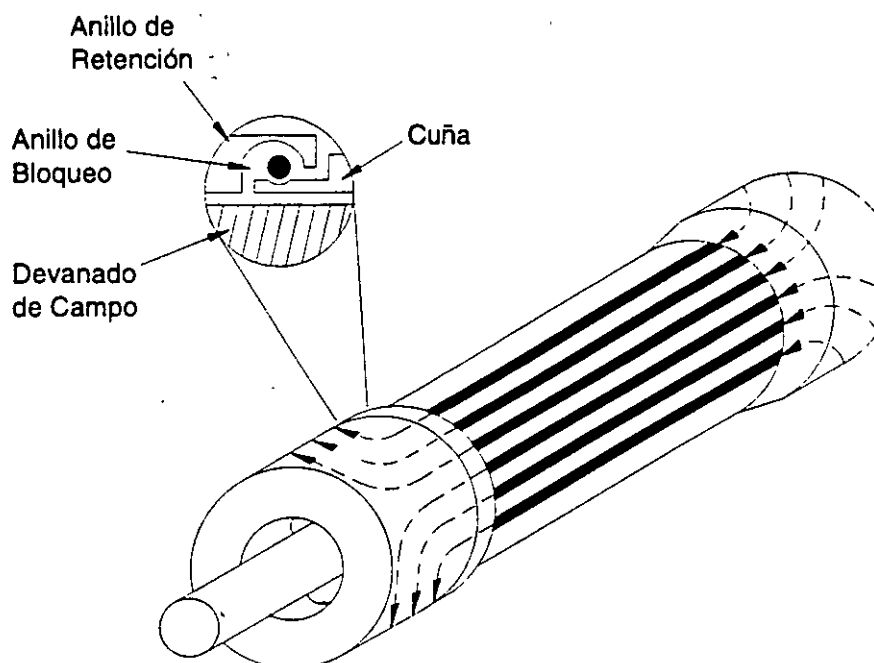
- 1) **Mejora en la Sensibilidad** en áreas de protección donde los relés antiguos no ofrecen el nivel de detección necesario para impedir los daños. Ejemplos de la protección en este área son:
  - protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada)
  - protección contra falla a tierra en el 100% del estator
  - protección de doble nivel contra la pérdida de campo
- 2) **Áreas Nuevas o Adicionales de Protección** que no se consideraban como problemas hace 20 años, comprobándose lo contrario a través de las experiencias de operación. Estas áreas son:
  - energización inadvertida del generador
  - pérdida de fusible del transformador de voltaje (vt)
  - disparo secuencial
  - monitoreo con oscilógrafo
- 3) **Consideraciones sobre Aplicación de Protecciones Especiales** que corresponden sólo a los generadores. Estas áreas incluyen:
  - falla del interruptor del generador
  - protección contra el contorneamiento en la cabeza del interruptor del generador

El IEEE y el ANSI (Instituto de Normas Nacionales Americanas) han desarrollado guías sobre protección (ver las referencias 1, 2 y 3) que demuestran la necesidad de suministrar la protección, descrita en este artículo, en las principales áreas de mejoramiento citadas. Estas guías expresan el punto de vista de los usuarios (empresas eléctricas y propietarios de generadores) así como de los fabricantes de generadores, y reflejan experiencias en el servicio vistas a nivel nacional. Las guías se actualizan cada cinco años para mantenerlas al día en base a experiencias en el servicio y a cambios en la tecnología.

## AREAS DE PROTECCION CON MEJORA EN LA SENSIBILIDAD

### Protección contra Secuencia Negativa (corriente desequilibrada)

Hay diversas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desequilibradas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de secuencia negativa de corriente que inducen una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. El efecto superficial de la corriente de doble frecuencia del rotor hace que ésta sea forzada sobre los elementos de la superficie del rotor. Dichas corrientes del rotor pueden producir temperaturas excesivas en muy corto plazo.



**Figura 1 Corrientes en la Superficie del Rotor**

La Figura 1 muestra el flujo general de la corriente de secuencia negativa en un rotor de máquina cilíndrica. Flujos similares de corriente de secuencia negativa ocurren también en máquinas de polo saliente. La corriente circula a través del contacto metal-a-metal de los anillos de retención hacia las cuñas forjadas del rotor. Debido al efecto superficial, en los devanados de campo circula sólo una parte muy pequeña de esta corriente de alta frecuencia. El calentamiento por secuencia negativa que excede los límites térmicos del rotor, resulta en fallas. Estos límites se basan en la siguiente ecuación, para un generador determinado:

$$K = I_2^2 t$$

Donde:

K = una constante que depende del diseño y tamaño del generador

t = tiempo en segundos

$I_2$  = valor RMS de la corriente de secuencia negativa en "por unidad"

La capacidad de corriente desequilibrada continua de un generador está definida en ANSI C50.13 (referencias 4 y 5). Esta norma establece que "el generador deberá ser capaz de soportar, sin dañarse, los efectos de un desequilibrio de corriente continuo que corresponde a una corriente  $I_2$  de secuencia de fase negativa de los siguientes valores, en tanto que no se exceda el kVA nominal y que la corriente máxima no exceda el 105 por ciento de la corriente nominal en ninguna de las fases".

<u>Tipo de Generador</u>	<u><math>I_2</math> Permisible</u> <u>(porcentaje del valor nominal del estator)</u>
Polo Saliente	
Con devanados amortiguadores conectados	10
Con devanados amortiguadores no conectados	5
Rotor Cilíndrico	
Enfriado indirectamente	10
Enfriado directamente - hasta 960 MVA	8
961 hasta 1200 MVA	6
1201 hasta 1500 MVA	5

Estos valores expresan también la capacidad de corriente de secuencia de fase negativa bajo reducidas capacidades de KVA del generador.

Una práctica común es el suministrar protección al generador contra condiciones de corrientes desequilibradas externas que podrían dañar la máquina. Esta protección consiste en un relé de sobrecorriente temporizado que es sensible a la corriente de secuencia negativa. Para esta protección, existen dos tipos de relés: un relé de sobrecorriente temporizado electromecánico con característica extremadamente inversa, y un relé estático o digital con una característica de sobrecorriente temporizada correspondiente a la capacidad de corriente de secuencia negativa del generador. El relé de secuencia negativa es habitualmente la única protección contra las condiciones de conductor abierto o polo abierto del interruptor. La baja magnitud de las corrientes de secuencia negativa producidas por este tipo de evento (típicamente, 10-20% del valor nominal del estator) impide que otros relés de fallas suministren protección. En los relés electromecánicos de secuencia negativa, el ajuste del enganche (*pickup o valor de arranque*) mínimo puede dar sólo un 60% de la sensibilidad de corriente nominal del estator. Por lo tanto, éstos relés no suministran protección contra condiciones de fase abierta o de polo abierto del interruptor del generador, que son eventos de secuencia negativa frecuentes en la industria. Se necesita la sensibilidad de los relés estáticos o digitales de secuencia negativa. Como casi todos los generadores de 20 años o más están protegidos con relés electromecánicos de secuencia negativa, ésta es un área importante para el mejoramiento.

### Protección contra Falla a Tierra en el 100% del Estator

En la puesta a tierra de alta resistencia del neutro del generador, se utiliza un transformador de distribución y una resistencia secundaria. La resistencia secundaria es usualmente seleccionada de modo que en una falla entre fase y tierra en los terminales del generador, la potencia disipada en la resistencia sea aproximadamente igual a los voltamperios reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores, y los devanados de los transformadores conectados a los terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla entre fase y tierra estará generalmente limitada entre 3 y 25 amperios primarios.

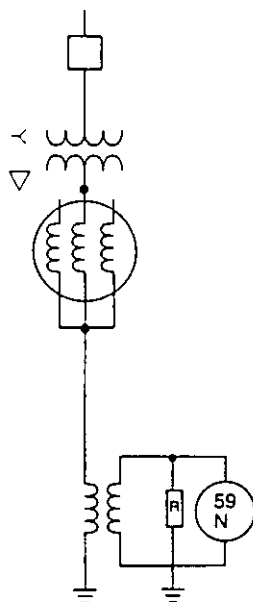
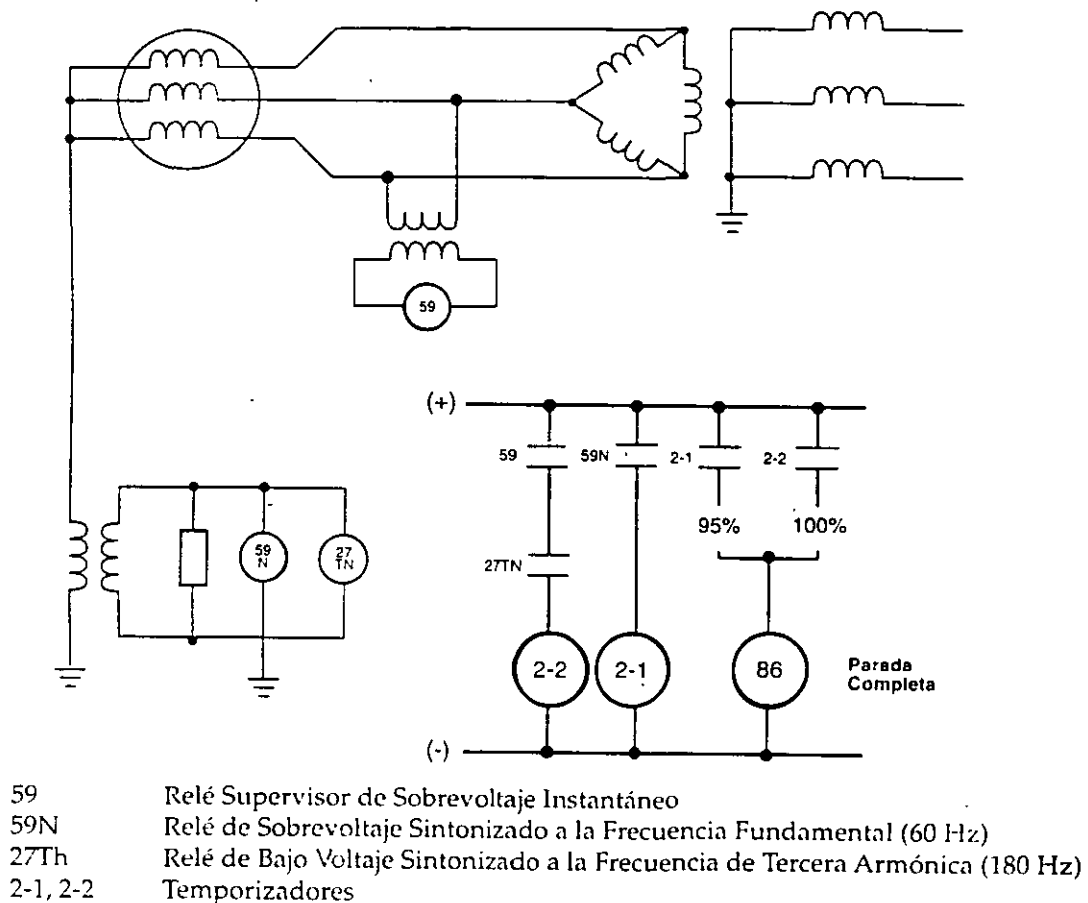


Figura 2 Generador con Puesta a Tierra de Alta Impedancia

El esquema de protección contra falla a tierra del estator usado más comúnmente en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia, es un relé de sobrevoltaje con retardo de tiempo (59N) conectado a través de la resistencia de puesta a tierra para detectar el voltaje de secuencia cero, como se muestra en la Figura 2. El relé que se usa para esta función está diseñado para ser sensible al voltaje de frecuencia fundamental e insensible a los voltajes de tercera armónica y otros voltajes armónicos de secuencia cero presentes en el neutro del generador. Típicamente, el relé de sobrevoltaje tiene un ajuste mínimo aproximado de enganche (*pickup*) de 5 V. Con este ajuste y las relaciones típicas de los transformadores de distribución, este esquema es incapaz de detectar fallas a través de todo el devanado del estator.

El esquema de protección con 59N es claro y confiable, sin embargo este relé protege únicamente un 90-95% del devanado del estator. Esto es así pues una falla entre el 5 y 10% restante del devanado, cerca del neutro, no produce suficiente voltaje residual de 60 Hz. Es importante dotar a los principales generadores con un sistema de protección adicional contra fallas a tierra, para obtener una cobertura del 100% del devanado. Los generadores de 20 años o más tienen típicamente sólo un 90-95% del devanado del estator protegido contra fallas a tierra. Muchas empresas eléctricas han realizado mejoras para tener protección contra fallas a tierra en un 100% del devanado del estator. Uno de los métodos es usar un relé de bajo voltaje de tercera armónica. Los componentes de voltaje de tercera armónica están presentes, en diverso grado, en el neutro de casi todas las máquinas; ellos surgen y varían debido a diferencias en el diseño, la fabricación, y la carga de la máquina. Este voltaje, de estar presente en suficiente magnitud, puede usarse para detectar fallas a tierra cerca del neutro.



**Figura 3** Esquema de Protección contra Falla a Tierra con Bajo Voltaje de Tercera Armónica

Uno de los métodos está basado en el hecho que el nivel del voltaje de tercera armónica en el neutro disminuye en las fallas cercanas al neutro. Por lo tanto, un relé de bajo voltaje que opera con el voltaje de tercera armónica medido en el extremo del neutro puede usarse para detectar fallas cercanas al neutro. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden detectarse con una protección convencional contra falla a tierra, como puede ser un relé de sobrevoltaje (59N) que opere en el voltaje neutro de 60 Hz. La combinación de ambos relés protege al 100% del devanado del estator. En la Figura 3 se muestra un esquema simplificado de protección que emplea esta técnica. La Figura 4 ilustra la superposición de las funciones del 27TN (tercera armónica) y del 59N para proteger al 100% del devanado del estator.

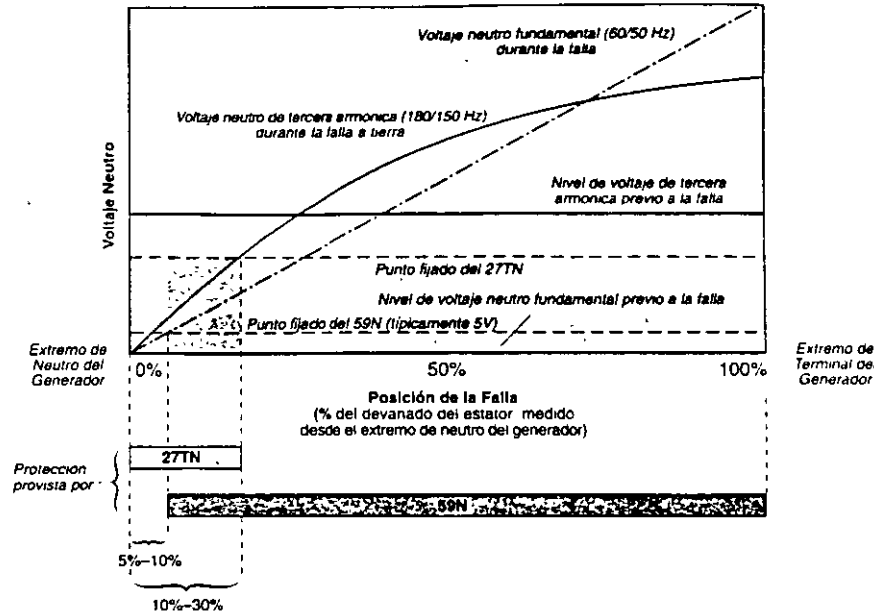


Figura 4 Superposición del Relé 59N con el de Tercera Armónica (27TN)

### Protección de Doble Nivel contra Pérdida de Campo

La pérdida parcial o total de campo en un generador síncrono es perjudicial tanto para el generador como para el sistema de energía al que está conectado. Esta condición deberá ser detectada rápidamente y, para evitar los daños al generador, se lo deberá aislar del sistema. Una condición de pérdida de campo que no haya sido detectada puede tener un impacto devastador en el sistema de energía al provocar una pérdida del respaldo de potencia reactiva, y crear un consumo substancial de la misma. Si no es detectada con rapidez en los generadores grandes, esta condición puede ocasionar un colapso del voltaje del sistema a través del área.

Si se reduce o pierde la corriente de excitación, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de energía en vez de suministrarla, y opera en la región subexcitada de la curva de capacidad. Si ocurre una pérdida total de campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída en el voltaje terminal, el generador va a funcionar como un generador de inducción; de lo contrario, se perderá el sincronismo. El cambio desde la operación sobreexcitada normal a la operación subexcitada ante una pérdida de campo no es instantáneo, sino que ocurre durante un período de tiempo (segundos, por lo general) dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado. La curva de capacidad del generador (Figura 5) define los límites de operación del generador.

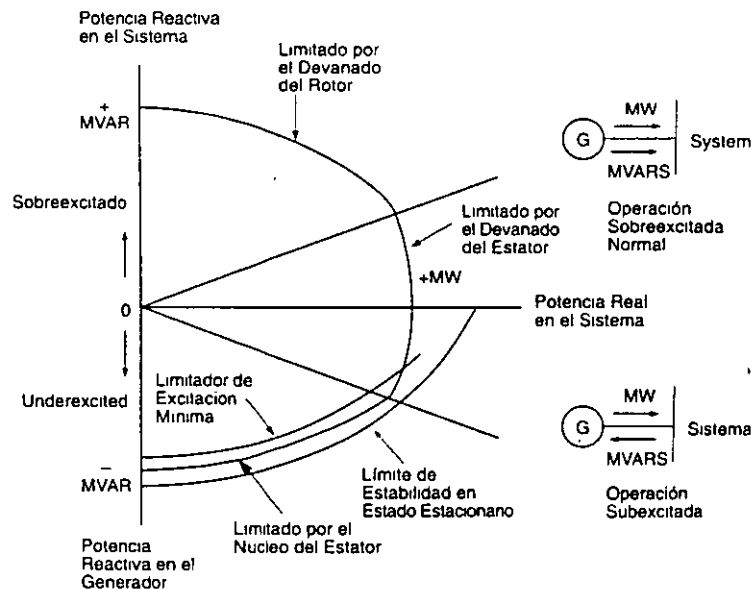


Figura 5 Curva de Capacidad del Generador

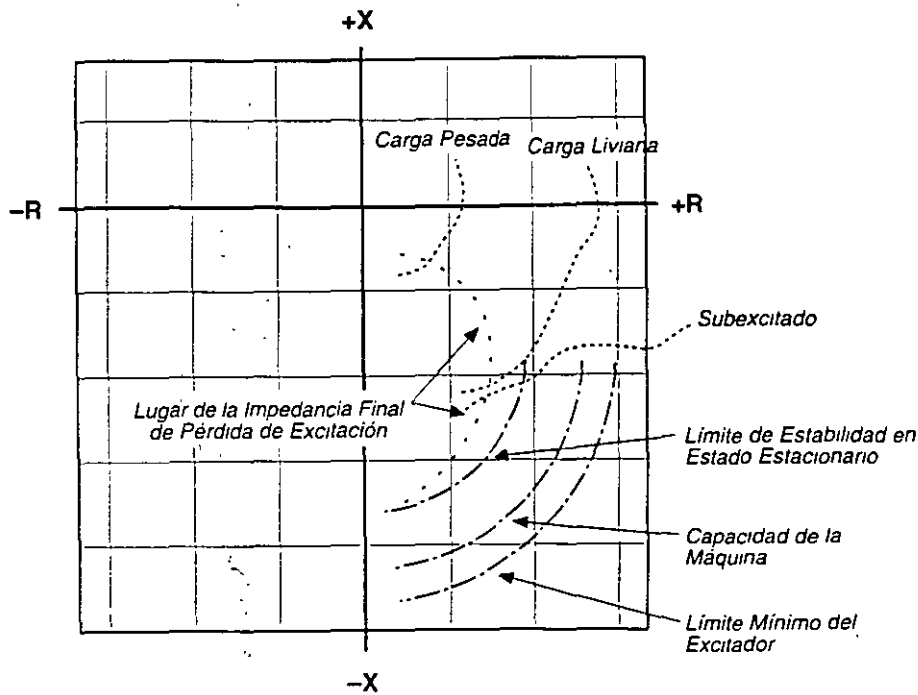


Figura 6 Características de Pérdida de Campo del Generador

El método aplicado más comúnmente en la detección de pérdidas de campo del generador es el uso de relés de distancia para detectar la variación de impedancia como es percibida desde los terminales del generador. Se ha demostrado que cuando un generador pierde su excitación mientras opera a diversos niveles de carga, la variación de impedancia como es percibida desde los terminales de la máquina tendrá las características que muestra el diagrama R-X en la Figura 6. Los relés de pérdida de campo en generadores antiguos usan típicamente una característica de mho de zona única, como se exhibe en la Figura 7.

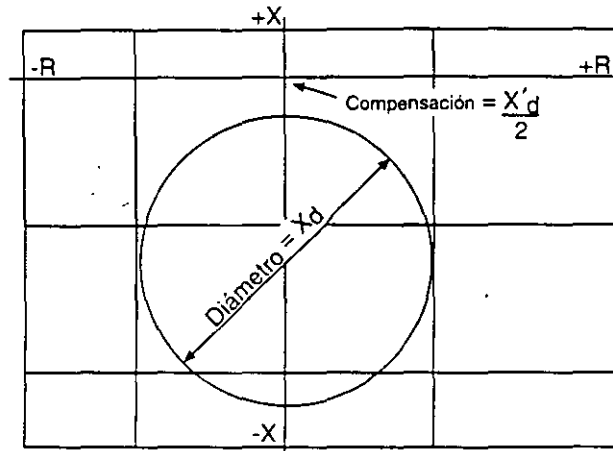
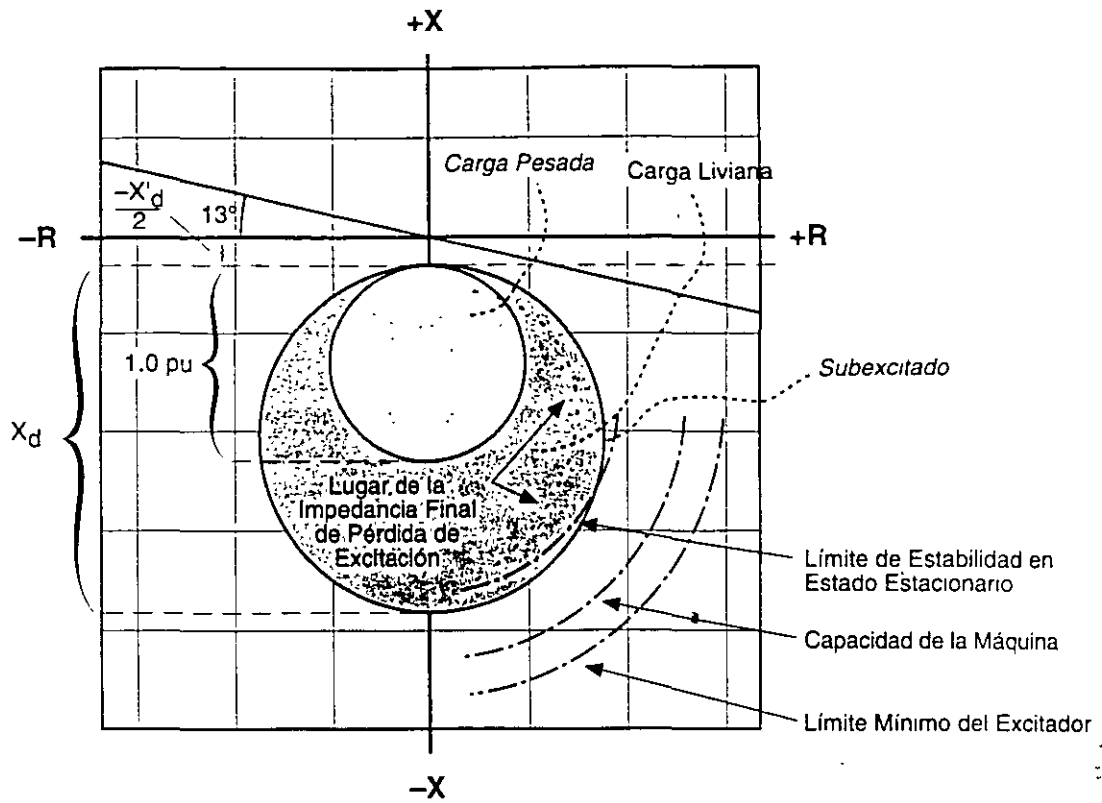
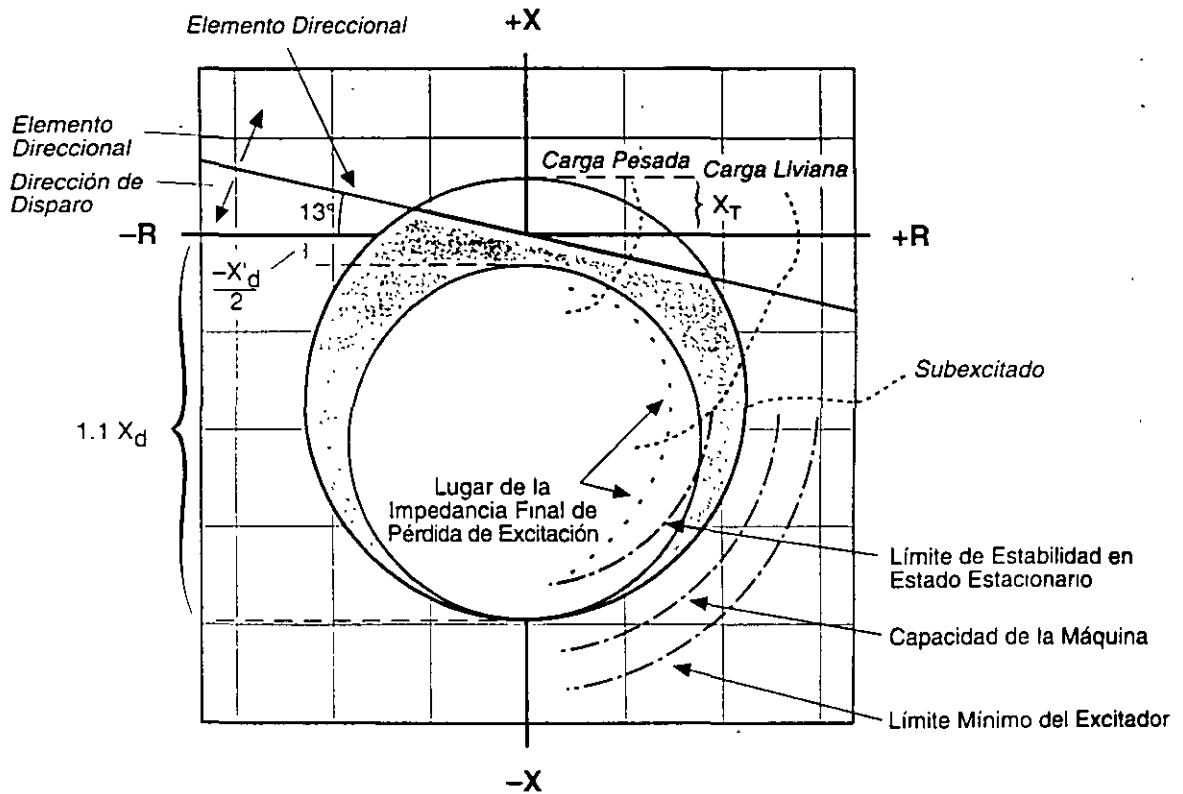


Figure 7 Pérdida de Campo (Característica) con un Antiguo Relé de mho Compensado de Zona Única

El relé mide la impedancia como es percibida desde los terminales de la máquina, y opera cuando la impedancia cae dentro de la característica circular. El relé está compensado desde el origen en  $1/2$  de la reactancia transitoria longitudinal ( $X'_d/2$ ), para evitar el funcionamiento incorrecto durante perturbaciones del sistema y otras condiciones de falla. El diámetro del círculo está ajustado para igualar la reactancia sincrónica longitudinal. Se usa un retardo de tiempo para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia. Este retardo de tiempo incrementa el tiempo de operación del relé, lo que significa que los MVARs extraídos por el generador persisten durante un tiempo más prolongado, haciendo al sistema de energía más susceptible al colapso del voltaje. Numerosas empresas eléctricas han adquirido modernos relés de mho de dos zonas para mejorar la protección. Estos esquemas se muestran en la Figura 8. El círculo mho interno está ajustado para disparo instantáneo, y es la trayectoria del lugar geométrico de la impedancia en máquinas con carga pesada. La operación instantánea de la unidad con mho interno detecta rápidamente una condición de pérdida de campo, minimizando la posibilidad de que este evento provoque un colapso del voltaje en toda el área.



A) Pérdida de Campo Usando el Método de Compensación de mho de Dos Zonas



B) Pérdida de Campo Usando el Método de Elementos Direccionales y Dos Unidades de Impedancia

Figura 8 Características de Pérdida de Campo con el Método Moderno de mho de Dos Zonas

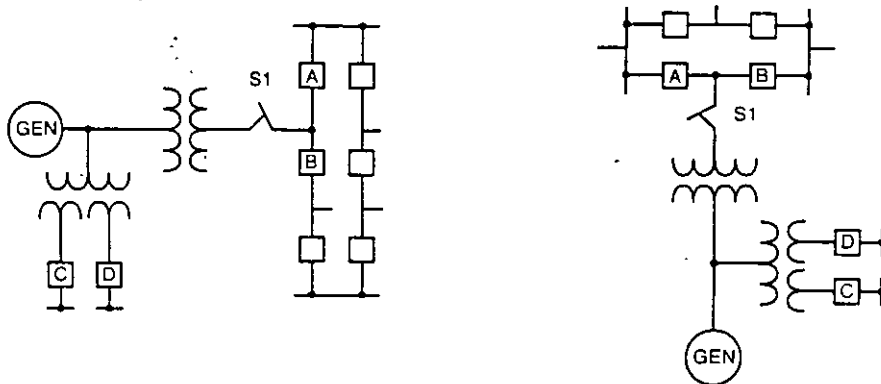


## AREAS NUEVAS O ADICIONALES DE PROTECCION

### Energización Accidental Inadvertida del Generador

La energización inadvertida o accidental de generadores síncronos ha sido un singular problema en la industria en los años recientes. Varias máquinas grandes resultaron dañadas, y en algunos casos completamente destruidas, al ser energizadas accidentalmente mientras se encontraban fuera de línea. La frecuencia de estos eventos llevó a que los fabricantes de generadores recomienden que el problema sea atendido usando esquemas de relés de protección dedicados.

Cuando un generador es energizado mientras está fuera de línea en virador, o parando por inercia, funciona como un motor de inducción y puede dañarse en pocos segundos. Numerosas máquinas grandes han sido severamente dañadas, y en algunos casos completamente destruidas. Errores de operación, contorneamientos en la cabeza del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control, o una combinación de estas causas, resultaron en la energización accidental de generadores mientras estaban fuera de línea.



A) Típica Estación con un Interruptor y Medio    B) Típica Estación con Bus en Anillo

Figura 9 Diagramas Unifilares de Estaciones Generadoras de Alto Voltaje

**Errores de Operación** - Los errores de operación han ido aumentando en la industria al hacerse las estaciones generadoras de alto voltaje más complejas con el uso de configuraciones de un interruptor y medio y de bus en anillo. La Figura 9 muestra diagramas unifilares típicos para dos de tales estaciones.

Estos diseños de estaciones ofrecen suficiente flexibilidad para permitir que se saque de servicio un interruptor de generador de alto voltaje (A o B) sin requerir que el generador sea también retirado del servicio. Existen seccionadores de interruptor (no se muestran) para aislar al interruptor durante la reparación. Sin embargo, cuando la unidad está fuera de línea, los interruptores de generador (A y B) se devuelven generalmente al servicio como interruptores de bus para completar una fila en una estación de un interruptor y medio o completar un bus de anillo. Ello resulta en que el generador sea aislado del sistema usando únicamente un seccionador abierto de alto voltaje (S1).

Un generador, al energizarse accidentalmente con voltaje de sistema trifásico mientras está en virador, funciona como un motor de inducción. Durante la energización trifásica de un generador parado, se induce en el rotor un flujo rotativo a frecuencia sincrónica. La resultante corriente de rotor es forzada en itinerarios subtransitorios en el cuerpo del rotor y los devanados amortiguadores (si los hay), similares a los itinerarios de corriente del rotor para corrientes de secuencia negativa del estator durante el funcionamiento monofásico del generador. Se produce un rápido calentamiento del rotor, que lo puede dañar en muy poco tiempo. La impedancia de la máquina durante este intervalo de alto deslizamiento es equivalente a la reactancia de secuencia negativa del generador.

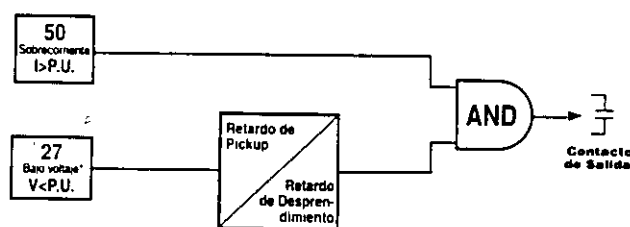


Figura 10 Diagrama Lógico de la Función de Energización Inadvertida

Debido a las severas limitaciones de la protección de generadores con relés convencionales para detectar la energización inadvertida, se desarrollaron e instalaron esquemas de protección dedicados. Contrariamente a los esquemas convencionales que dan protección cuando el equipo está en servicio, estos esquemas proporcionan protección cuando el equipo está fuera de servicio. Por ello, al implementar esta protección debe tenerse sumo cuidado de no quitar la energía c.c. de disparo ni las magnitudes de entrada del relé al esquema cuando la unidad protegida está fuera de línea. Un método usado comúnmente para detectar la energización inadvertida es el esquema de sobrecorriente supervisado por voltaje exhibido en la Figura 10. Un elemento de bajo voltaje con retardos ajustables de tiempo de enganche y desenganche supervisa un relé de sobrecorriente instantánea. Los detectores de bajo voltaje arman automáticamente el disparo por sobrecorriente al sacarse de línea al generador. Al devolverse la máquina al servicio, el detector va a desactivar o desarmar el relé de sobrecorriente.

**Contorneamiento en la Cabeza del Interruptor** - El extremo esfuerzo dieléctrico relacionado con los interruptores de HV y EHV (voltaje alto y extra-alto) y el pequeño espacio de separación de contactos característico de sus requisitos de interrupción a alta velocidad, pueden provocar contorneamiento de contactos. Este contorneamiento de contactos (generalmente en uno o dos polos) es otra causa de la energización inadvertida de generadores. El riesgo de contorneamiento es mayor justo antes de la sincronización o justo después de sacar de servicio a la unidad. Durante este período, el voltaje a través del interruptor abierto del generador puede ser el doble del voltaje normal al deslizarse la unidad angularmente con el sistema. En este período, una pérdida de presión en algunos tipos de interruptores HV y EHV puede ocasionar el contorneamiento de uno o más polos del interruptor, energizando el generador y provocando un flujo significativo de corriente desequilibrada dañina en los devanados del generador. Esta singular condición de falla del interruptor debe detectarse y aislarse rápidamente para evitar daños substanciales al generador. La protección contra el contorneamiento en la cabeza del interruptor se trata en la sección de Fallas del Interruptor en este artículo.

### Protección contra Pérdida de Fusible del Transformador de Voltaje (VT)

La pérdida de la señal del vt puede deberse a varias causas, siendo la más común la falla del fusible. Otras causas pueden ser una verdadera falla del vt o del cableado, un circuito abierto en los montajes corredizos, una abertura del contacto debida a corrosión, o un fusible fundido por cortocircuito causado por un destornillador en el mantenimiento de la línea. Tal pérdida de la señal del vt puede ocasionar el mal funcionamiento de los relés de protección o el embalamiento del regulador de voltaje del generador, provocando sobreexcitación. Se requiere un método de detección para poder bloquear el disparo del relé y transferir a operación manual el regulador de voltaje. Típicamente, las funciones de protección como la 21, 32, 40 y 51V se ven afectadas y son normalmente bloqueadas al detectarse una pérdida del potencial.

En generadores grandes, es común usar dos conjuntos de transformadores de voltaje (vts) en la zona de protección del generador. Como muestra la Figura 11a, los vts conectados usualmente en estrella a tierra-estrella a tierra normalmente tienen fusibles secundarios, y quizás fusibles primarios. Estos vts se emplean para suministrar potencial a varios relés de protección y al regulador de voltaje. Si se funde un fusible en los circuitos del vt, los voltajes secundarios aplicados a los relés y al regulador de voltaje se reducirán en su magnitud y se desfazarán. Este cambio en la señal de voltaje puede hacer que los relés funcionen incorrectamente y que el regulador sobreexcite al generador.

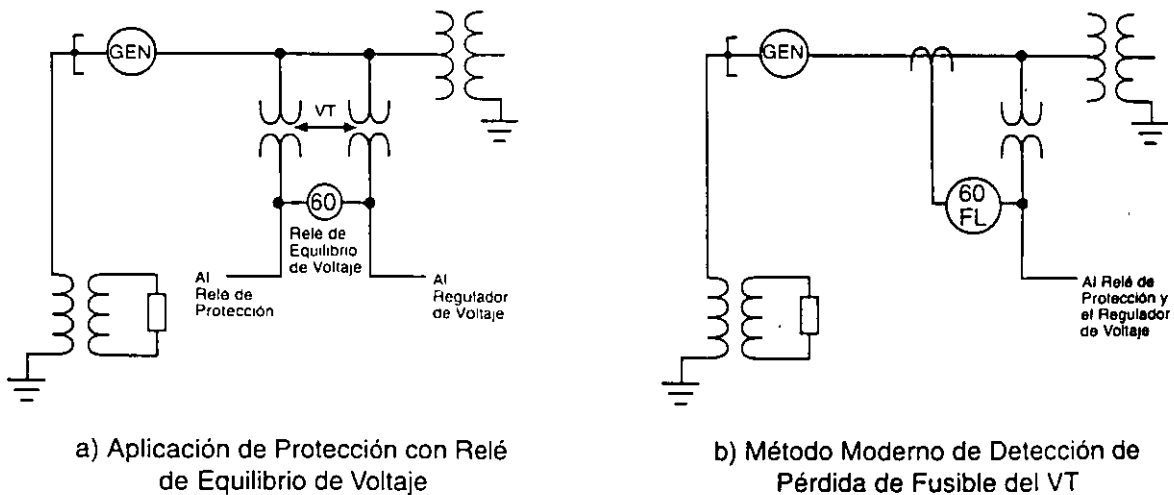


Figura 11 Detección de Pérdida de Fusible del VT

En muchos generadores antiguos de tamaño mediano, se provee un solo conjunto de vts. No se puede usar un relé de equilibrio de voltaje a menos que se agregue un segundo conjunto de vts. Por ello, muchos generadores no tienen protección contra pérdida de fusible del vt. Un método digital moderno usado en la detección de fallas del vt usa las relaciones de los voltajes y corrientes de secuencia negativa durante una pérdida del potencial. Al perderse la señal de un vt, los voltajes trifásicos se desequilibran. Debido a este desequilibrio, se produce un voltaje de secuencia negativa. Para distinguir entre esta condición y una falla, se verifican las corrientes de secuencia negativa. La presencia de voltaje de secuencia negativa en ausencia de corriente de secuencia negativa indica que hubo una falla de fusible en vez de otro tipo de falla.

### Disparo Secuencial

Este método de parada se usa en generadores de vapor para evitar la sobrevelocidad, si es que el disparo demorado no tiene efectos perjudiciales en la unidad generadora. Este método de disparo del generador fue recomendado hace algunos años por fabricantes de generadores con turbinas de vapor como consecuencia de fallas del generador por sobrevelocidad, y es un ítem para mejoramiento. Se usa para disparar el generador por problemas en el motor primario únicamente si no se requiere disparo de alta velocidad. Al principio se disparan las válvulas de turbina. Un relé de potencia inversa en serie con los conmutadores de posición cerrada de las válvulas protege contra una posible sobrevelocidad de la turbina, asegurando que los flujos de vapor se hayan reducido por debajo de lo necesario para producir una condición de sobrevelocidad antes de disparar el (los) interruptor(es) del generador. Este es el método de disparo preferido para problemas mecánicos de turbina o caldera/reactor pues impide la sobrevelocidad de la máquina. La Figura 12 exhibe el diagrama de bloques del disparo secuencial.

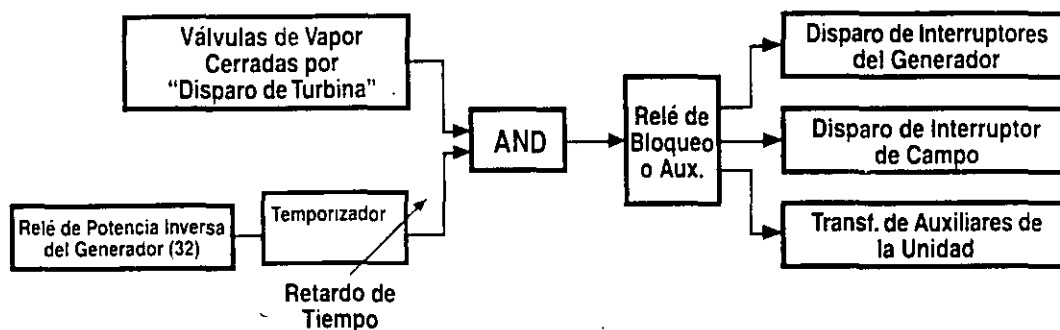


Figura 12 Lógica del Disparo Secuencial

Una desventaja de este método de disparo es que no hay una salida de disparo para una falla de los interruptores de límite de las válvulas de turbina o del relé de potencia inversa. Al usar este enfoque, debe contarse con protección de respaldo para asegurar el disparo de los interruptores principales y de campo del generador en caso de falla. Para ello se emplea generalmente otro relé de potencia inversa que inicia disparos independientes. Los relés digitales modernos tienen múltiples ajustes sensibles de potencia inversa que pueden usarse para el disparo secuencial y el disparo directo de potencia inversa. En las grandes máquinas de vapor con enfriamiento forzado, se requieren sensibilidades de potencia inversa de 0,5% de la clasificación del estator. Este modo de disparo no deberá anular la protección del generador o la playa de distribución que abre instantáneamente el interruptor del generador e inicia la parada del generador al producirse una falla eléctrica crítica que podría ocasionar serios daños al generador o al equipo de la playa de distribución.

### Monitoreo con Oscilógrafo del Generador

El monitoreo del sistema de transmisión de una empresa eléctrica con oscilógrafos que registran los voltajes y corrientes de relés ha sido aceptado desde hace tiempo en la industria para proveer los datos básicos para analizar el funcionamiento del sistema de protección de la transmisión. Como hay más fallas de la línea de transmisión que fallas y condiciones anormales del generador, muchos creían que no se justificaba económicamente un monitoreo similar de los generadores con oscilógrafos "autónomos". Sin embargo, con la llegada de los relés digitales de protección para generadores, los oscilógrafos están incorporados en el relé de protección. La Figura 13 es un ejemplo de un registro oscilográfico de este relé.

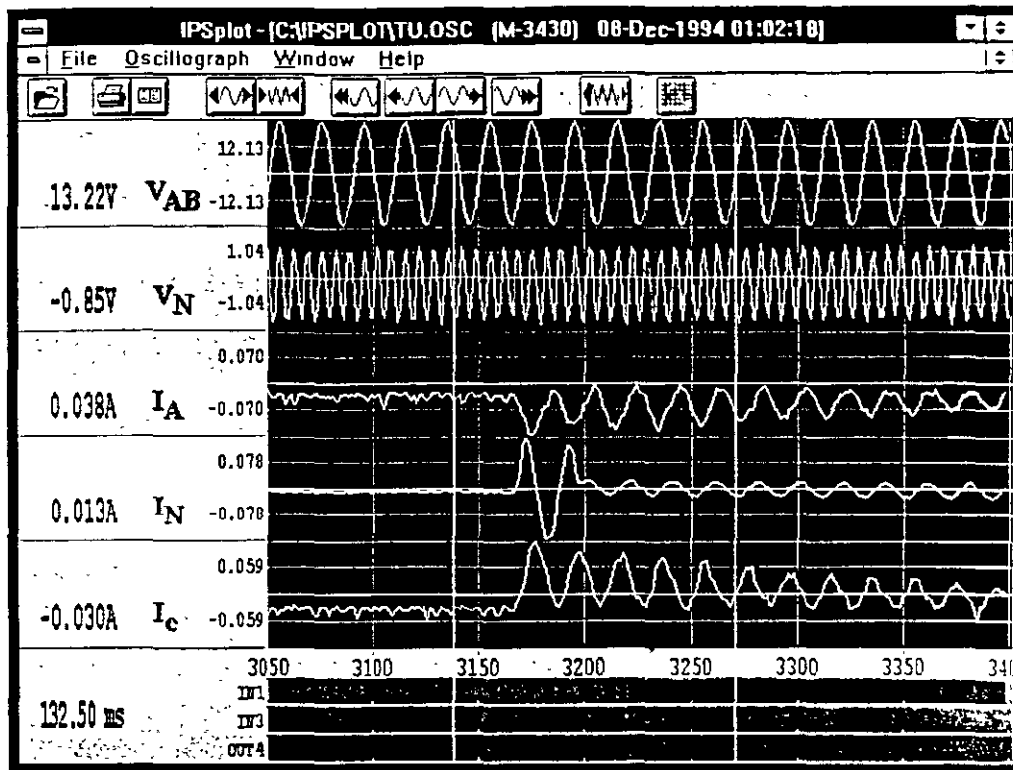


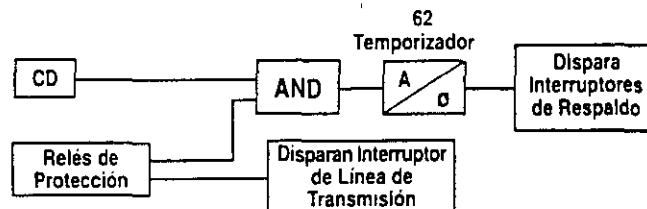
Figura 13 Registro Oscilográfico de un Relé Digital

Usando la capacidad de comunicación remota de estos relés, se puede lograr con rapidez el acceso a la información del evento y el oscilógrafo desde una ubicación remota, tras un disparo del generador, para determinar si los relés e interruptores automáticos funcionaron apropiadamente. La información del oscilógrafo también puede identificar el tipo de pruebas necesarias para determinar la causa de un disparo y apresurar el retorno a servicio del generador. Ello brinda al ingeniero de protecciones los datos que requiere para mantener equipos fuera de línea para su prueba e inspección, de ser necesario, luego de un disparo eléctrico, o para reintegrar la unidad al servicio con mínima demora. Las empresas eléctricas que han implementado un programa de monitoreo oscilográfico de generadores, consideran sumamente valiosa esta información.

## CONSIDERACIONES SOBRE APLICACION DE PROTECCIONES ESPECIALES

### Falla del Interruptor del Generador

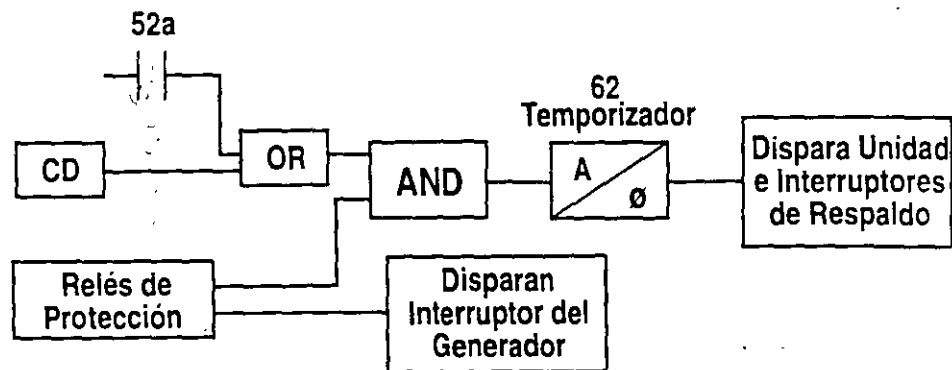
Cuando el sistema de relés de protección opera para disparar el interruptor automático del generador pero el interruptor no funciona, es preciso activar un esquema de falla del interruptor. Dadas las sensibilidades requeridas, hay importantes diferencias entre la manera de aplicar un esquema de falla local del interruptor en un interruptor de generador y en un interruptor de línea de transmisión. La Figura 14 exhibe el diagrama funcional de un esquema típico de falla del interruptor usado en un interruptor de línea de transmisión.



- CD - Detector de Corriente
- 62 - Temporizador de Falla del Interruptor con Retardos Ajustables de Enganche y Cero Desenganche

Figura 14 Diagrama Funcional Típico de Falla del Interruptor de Línea de Transmisión

Cuando los relés de protección detectan una falla, van a intentar disparar el interruptor primario de la línea de transmisión e iniciar a la vez una falla del interruptor. Si el interruptor de línea no despeja la falla durante un intervalo de tiempo especificado, el temporizador va a disparar los interruptores de respaldo necesarios para sacar de servicio al interruptor automático que ha fallado. El disparo exitoso del interruptor primario está determinado por el desaccionamiento de su detector de corriente, que detiene el temporizador de falla del interruptor (62). Sin embargo, cuando el esquema de falla del interruptor se aplica a un interruptor de generador, su disparo puede no ser iniciado por un corto circuito sino por una condición anormal de operación en la que puede haber muy poca, o no haber, corriente de corto circuito. Las condiciones anormales de operación como el sobrevoltaje, la sobreexcitación, la baja frecuencia excesiva, la potencia inversa y las fallas a tierra del estator, no producirán suficiente corriente para operar los detectores de corriente. El conmutador del interruptor 52a deberá usarse en paralelo con los detectores de falla para dar indicaciones adicionales en un esquema de falla del interruptor para interruptores de generador. Esta lógica se exhibe en la Figura 15.



52a - Contactos Auxiliares del Interruptor Automático

CD - Detector de Corriente

62 - Temporizador de Falla del Interruptor con Retardos Ajustables de Enganche y Cero Desenganche

Figura 15 Diagrama Funcional de un Esquema de Falla del Interruptor de Generador

Si cada polo del interruptor opera independientemente, los conmutadores "a" en los tres polos del interruptor deben ser puestos en paralelo y conectados en el circuito lógico. Este puede ser un ítem para mejoramiento si no se usó la lógica que muestra la Figura 15 al ponerse en servicio el generador original.

### Protección Contra el Contorneamiento en la Cabeza del Interruptor del Generador

El contorneamiento en la cabeza del interruptor del generador está descrito en este artículo en la sección sobre Energización Inadvertida. Lo más probable es que este evento ocurra justo antes de la sincronización, o justo después de sacar de servicio al generador, cuando el voltaje a través de los contactos del interruptor del generador es aproximadamente el doble del voltaje normal al deslizarse la frecuencia del generador respecto a la del sistema. Si bien los interruptores automáticos tienen la capacidad para resistir este voltaje, hay una mayor probabilidad de que se produzca un contorneamiento durante este periodo. Tales contorneamientos raramente ocurren en forma simultánea en las tres fases. Por ello, la mayoría de los esquemas de protección están diseñados para detectar el contorneamiento de uno o dos polos del interruptor.

Si hay contorneamiento en uno o dos polos de un interruptor, la corriente desequilibrada resultante generalmente hará que funcione el relé de secuencia negativa del generador (si es de tipo digital o estático sensible) o posiblemente el relé de respaldo de sobrecorriente de tierra del generador, iniciando un disparo del interruptor bajo contorneamiento. Debe mencionarse que el disparo del interruptor bajo contorneamiento no va a rectificar la situación, pues este interruptor estará ya abierto. Para esta condición es necesario iniciar una falla del interruptor. Como muestra la Figura 15, la falla del interruptor se iniciará si los detectores de corriente se ajustaron con suficiente sensibilidad para detectar esta situación.

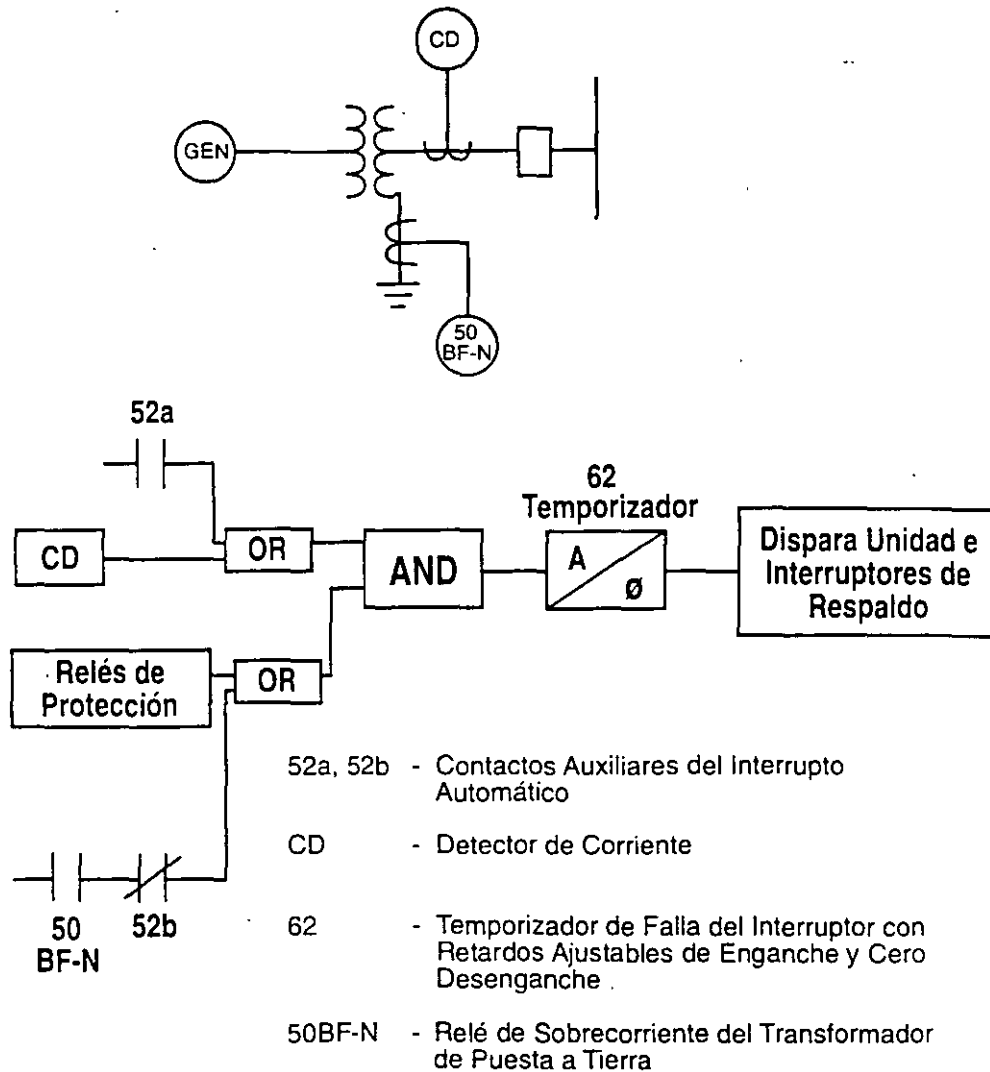


Figura 16 Lógica de Falla del Interruptor Modificada para el Contorneamiento de la Cabeza del Interruptor

Un método usado para acelerar la detección del contorneamiento en un interruptor, es la modificación del esquema de falla del interruptor como muestra la Figura 16. Se conecta un relé de sobrecorriente instantáneo (50BF-N) al neutro del transformador elevador del generador. La salida del relé está supervisada por el contacto "b" del interruptor del generador, y suministra un arranque adicional en el esquema de falla del interruptor. Cuando el interruptor del generador está abierto y se produce contorneamiento en uno o dos polos del interruptor, la resultante corriente del neutro del transformador es detectada por el relé 50BF-N sin la demora característica de los relés de respaldo del neutro del transformador o de secuencia negativa. Nuevamente, los detectores de corriente vinculados al esquema de falla del interruptor del generador deberán estar ajustados con la sensibilidad suficiente para detectar esta condición de contorneamiento. La Referencia 6 suministra información sobre el cálculo de los niveles de corriente para una condición de contorneamiento del interruptor.

## USO DE LA TECNOLOGIA DIGITAL PARA IMPLEMENTAR UN PROGRAMA DE MEJORAMIENTO

Al igual que en el caso del área de mejoramiento de líneas de transmisión, la protección con relés de multifunción digitales es un método ideal y económico de mejorar la protección de generadores al nivel de las normas actuales de la industria. La Figura 17 exhibe un diagrama funcional de tal tipo de relé.

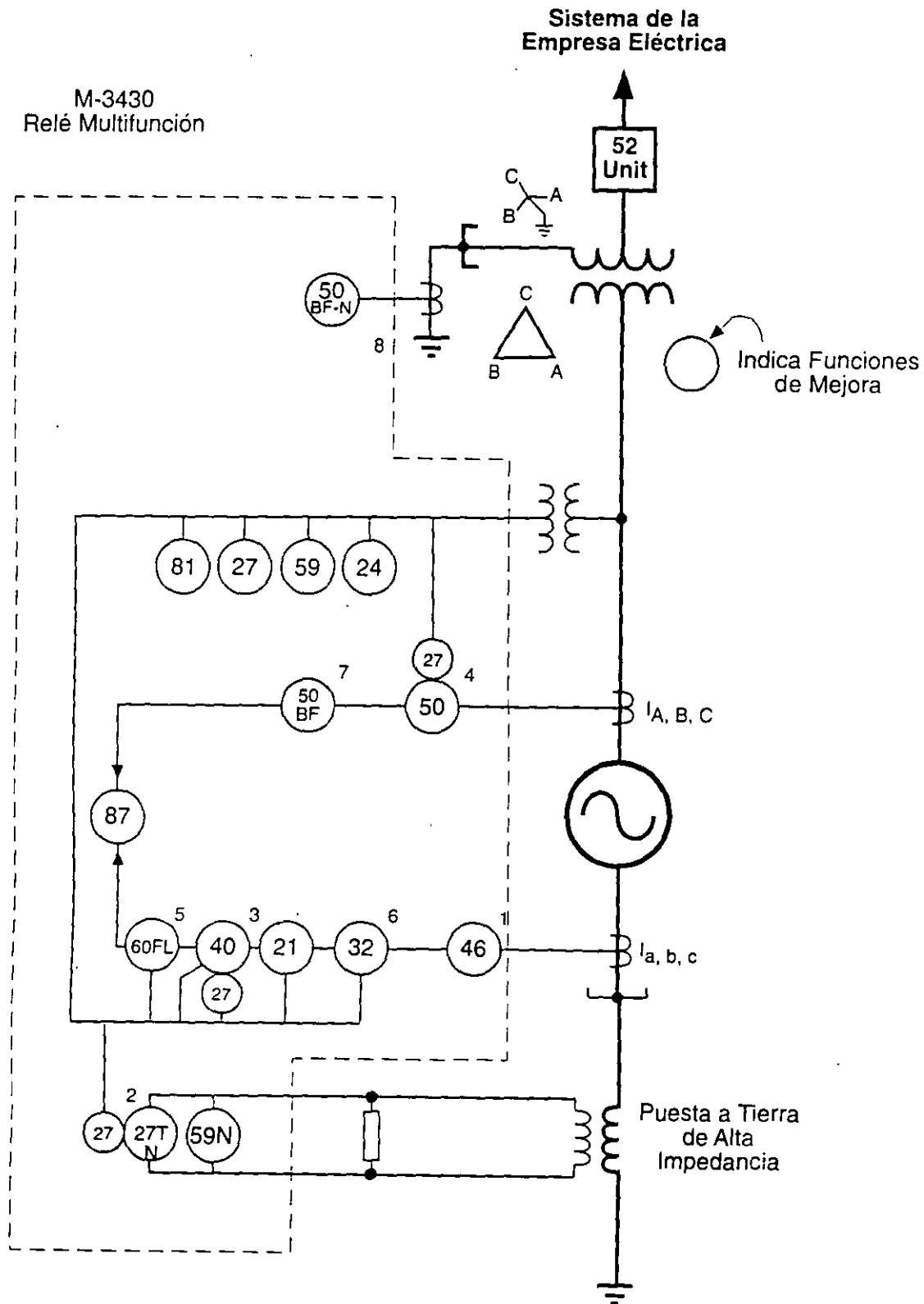


Figura 17 Diagrama Unifilar del Relé M-3430

Las funciones de mejoramiento comunes se muestran (sombreadadas) en las Figuras 17 y 19:

- 1 Protección contra Secuencia Negativa (corriente desequilibrada)
- 2 Protección contra Falla a Tierra en el 100% del Estator
- 3 Protección de Doble Nivel contra la Pérdida de Campo
- 4 Energización Inadvertida (Accidental) del Generador
- 5 Protección contra Pérdida de Fusible del Transformador de Voltaje
- 6 Disparo Secuencial
- 7 Falla del Interruptor del Generador
- 8 Protección contra el Contorneamiento del Interruptor del Generador

Estas funciones, además de seis (6) funciones de protección adicionales, están incluidas en un paquete único compacto (de 52,8 x 19,4 x 35,9 cm) [Figura 18], adecuado para montaje en bastidor o en panel.

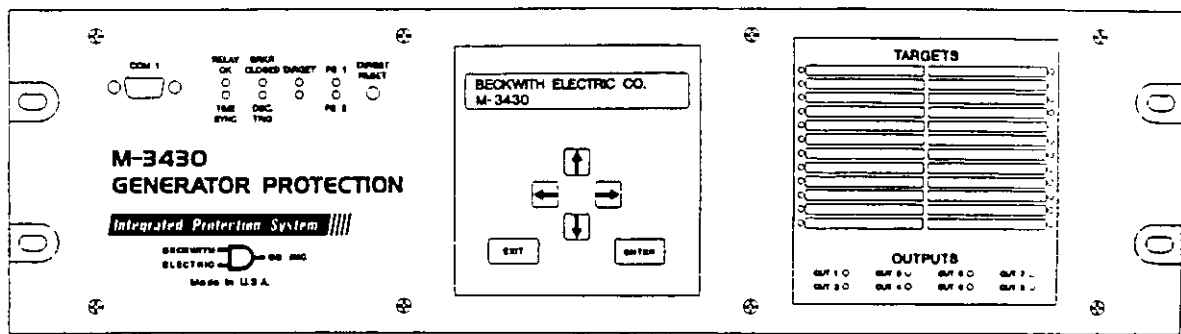


Figura 18 Panel Frontal del M-3430

Este relé incluye las siguientes características adicionales, que lo hacen sumamente flexible para aplicaciones de mejoramiento:

- Ocho salidas programables y seis entradas programables
- Registro oscilográfico (170 ciclos en total, con almacenamiento de hasta cuatro registros)
- Almacenamiento de 32 eventos
- Medición de todos los parámetros aplicables
- Dos puertos RS-232 y un puerto RS-485 de comunicaciones
- Tarjeta de circuito impreso y fuente de alimentación removibles
- Modelos disponibles para 50 Hz y 60 Hz
- Entradas disponibles para transformadores de corriente (CT) de 1 y 5 A nominales
- Software de Comunicación IPScom™ (incluido con el relé)
- Fuentes de alimentación redundantes
- Diagnóstico de autochequeo continuo

Para generadores con puesta a tierra de baja impedancia (resistencia o reactancia), se dispone de un relé complementario (M-3420), con protección de tierra del estator adecuada. La Figura 19 representa un diagrama unifilar de esta aplicación.



Sistema de la Empresa Eléctrica

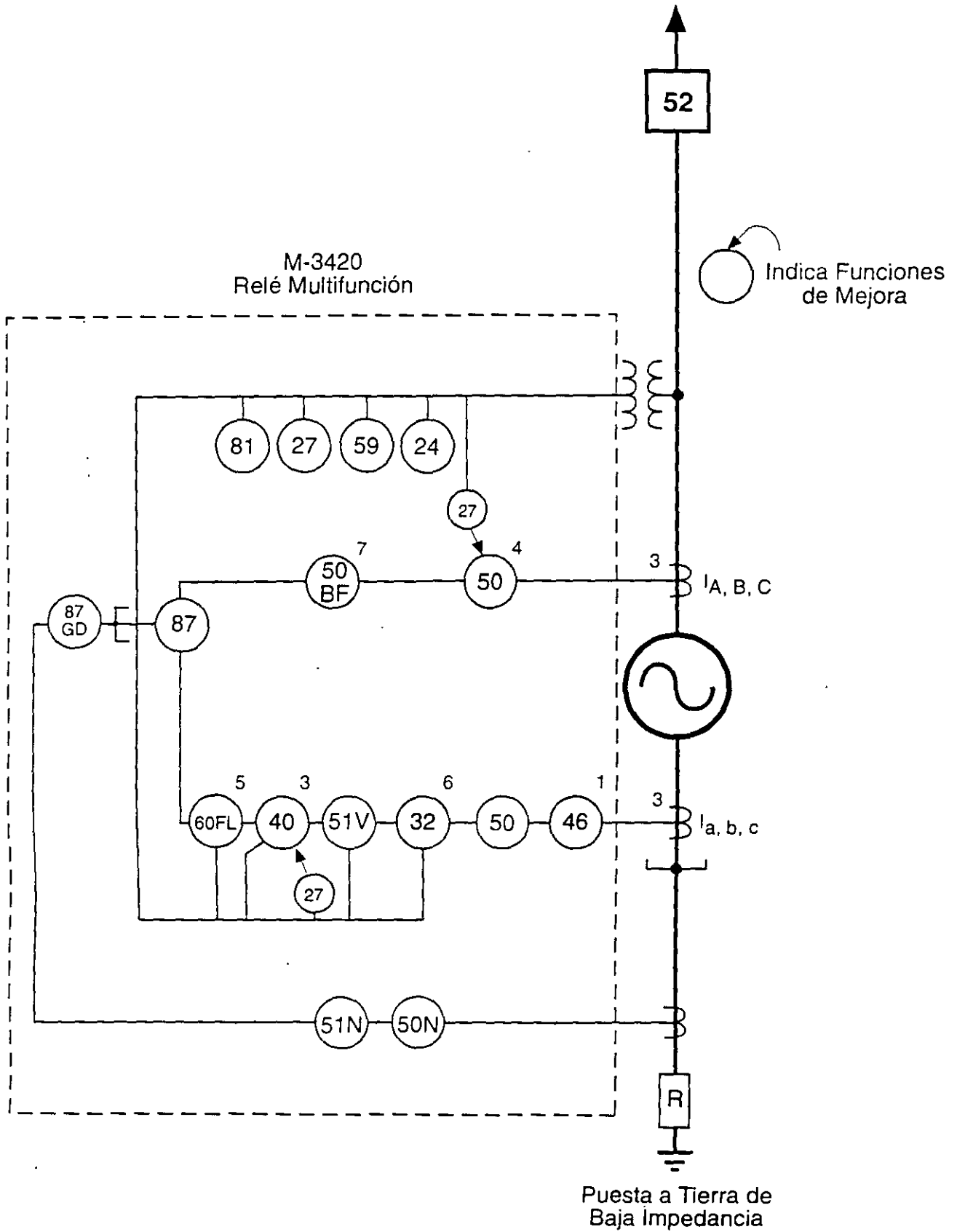


Figura 19 Diagrama Unifilar del M-3420

Muchos proyectos de mejoramiento de las protecciones son parte de programas generales de automatización o de prolongación de la vida útil en plantas eléctricas. Una de las características importantes de los relés digitales es su capacidad de comunicación. Tanto el M-3430 como el M-3420 tienen tres puertos para comunicación en serie. Dos puertos de interfaz en serie, COM1 y COM2, son puertos estándar RS-232 de 9 pines con configuración DTE. El puerto del panel frontal, COM1, se usa para ajustar e interrogar localmente al relé por medio de una computadora. El segundo puerto RS-232, COM2, está en la parte trasera de la unidad. Un puerto configurado RS-485, COM3, está disponible también en el bloque de terminales atrás de la unidad. Cualquiera de los puertos del panel posterior, COM2 o COM3, pueden usarse para ajustar e interrogar remotamente al relé por medio de un módem. Con el relé se suministra software de comunicación (IPScóm™), que funciona con el sistema operativo Microsoft® Windows™. La comunicación con múltiples relés se puede realizar usando un sencillo y económico divisor de señales de comunicaciones y un módem compatible con Hayes, a velocidades de hasta 19,200 baudios (Figura 20).

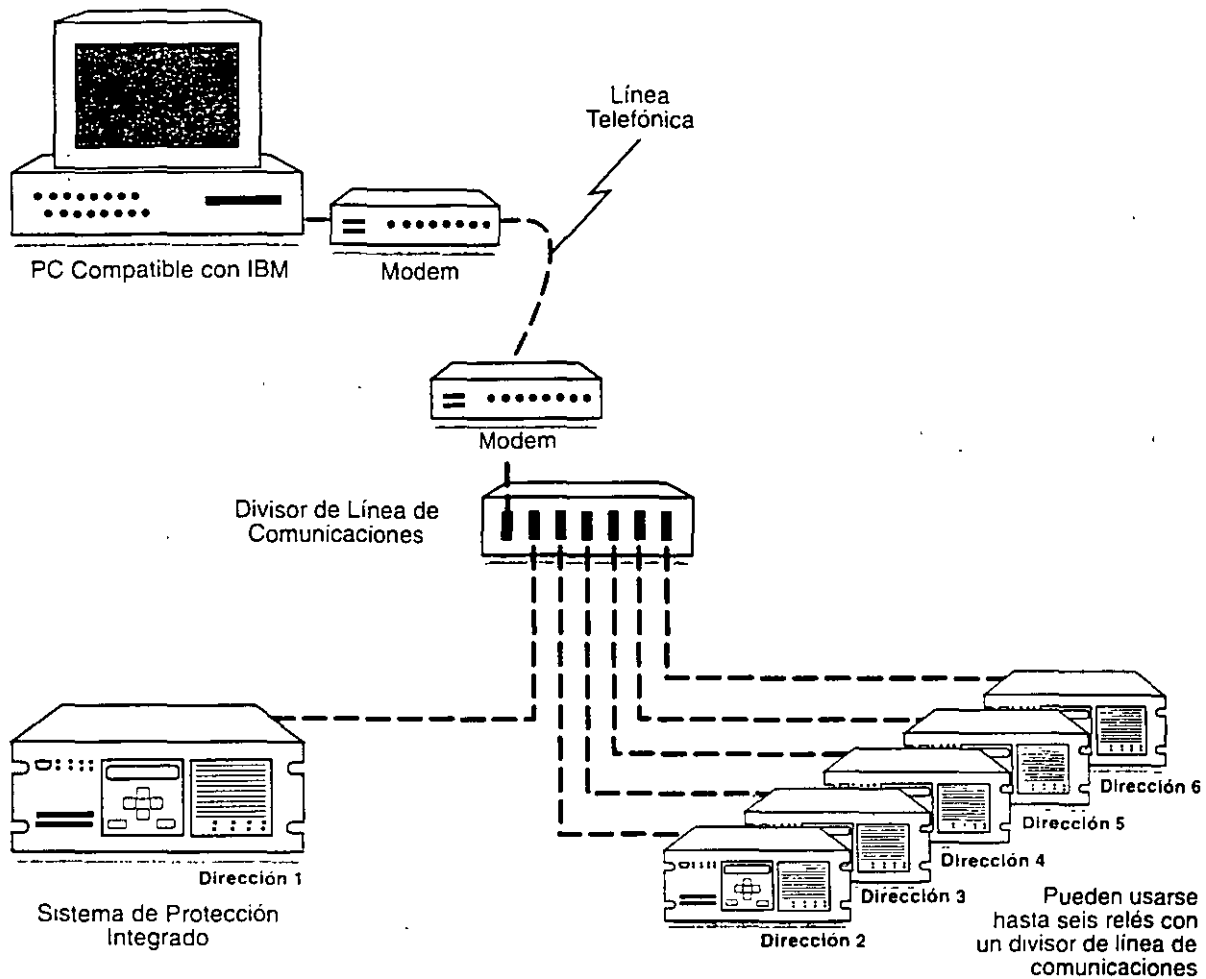


Figura 20 Direccionamiento de Sistemas Múltiples Usando un Divisor de Línea de Comunicaciones

Se puede acceder a las magnitudes de medición (MW, MVAR, Voltios, Amperios, F.P., etc.) en el relé mediante un DCS (Sistema de Control Distribuido) en la planta, a través de los puertos de comunicaciones del relé. De esta manera, se ahorra en los costos y el cableado de los transductores dedicados a cada magnitud de medición.

La Figura 21 muestra un sistema que usa el relé digital como un Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) para recoger datos para un sistema DCS. Un Módulo de Interfaz de Red (NIM) externo es usado para traducir el protocolo de comunicaciones del relé al del sistema DCS, para lograr la integración del sistema.

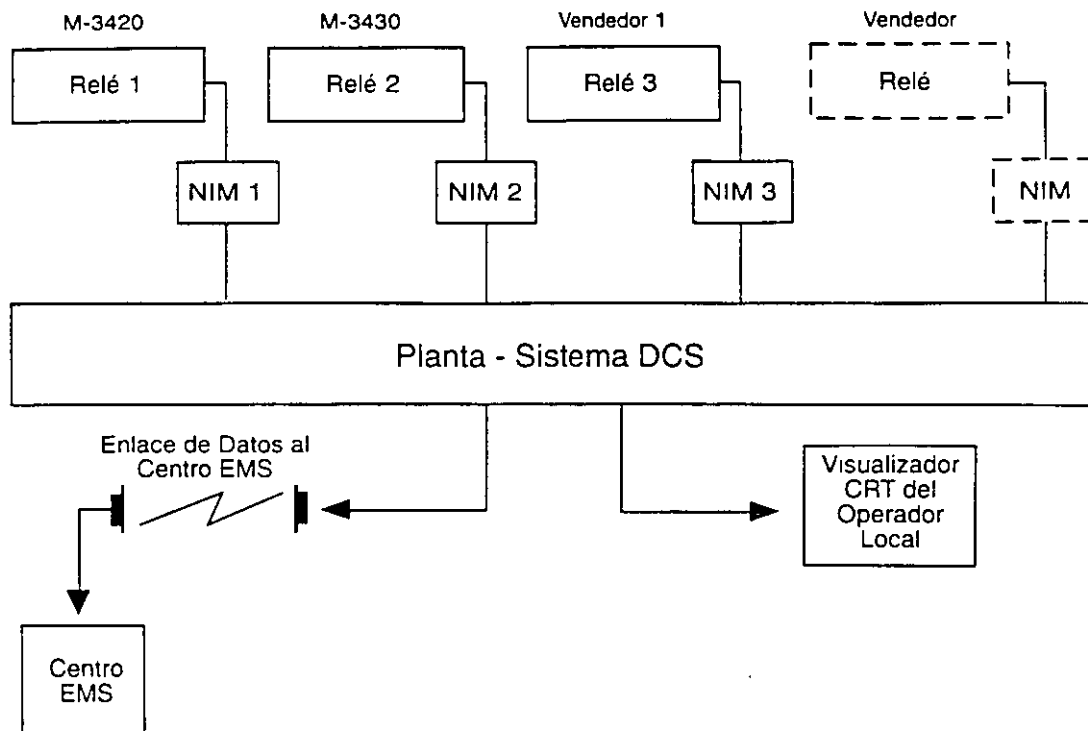


Figura 21 Integración del Sistema

## CONCLUSION

Existen diversas áreas funcionales de protección de generadores de 20 años o más que tienen deficiencias significativas. Este artículo identifica tales áreas de protección, así como los riesgos de no atenderlas debidamente. Asimismo, se presenta una estrategia económicamente eficaz para mejorar la protección al nivel de las normas actuales de la industria mediante el uso de relés de multifunción digitales. La generación constituye la inversión de capital más costosa en una empresa eléctrica; el proteger esta inversión previniendo las fallas debería ser una prioridad fundamental para las empresas públicas de electricidad, así como para otros propietarios de generadores.

## REFERENCIAS

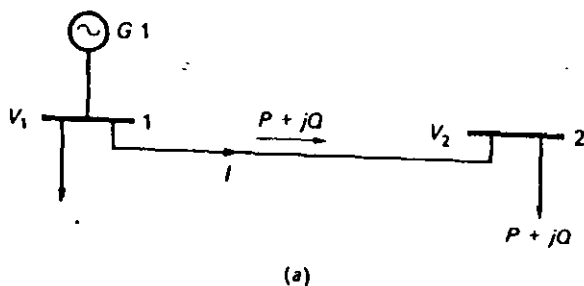
- [1] ANSI/IEEE C37.102-1986, "IEEE Guide for AC Generator Protection." (*Guía de IEEE para la Protección de Generadores C.A.*)
- [2] ANSI/IEEE C37.101-1993, "IEEE Guide for AC Generator Ground Protection." (*Guía de IEEE para la Protección de Tierra de Generadores C.A.*)
- [3] ANSI/IEEE C37.106-1987, "IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants." (*Guía de IEEE para la Protección contra las Frecuencias Anormales en Plantas de Generación Eléctrica*)
- [4] ANSI C50.13-1987, "American National Standard for Cylindrical Rotor Synchronous Generators." (*Norma Nacional Americana para Generadores Síncronos con Rotor Cilíndrico*)
- [5] ANSI/IEEE C50.12-1982, "American National Standard Requirements for Salient Pole Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications." (*Requisitos de las Normas Nacionales Americanas para Generadores Síncronos de Polo Saliente y Generadores/Motores para Aplicaciones de Turbinas Hidráulicas*)
- [6] IEEE Power Engineering Society Tutorial 95TP102, "IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators." (*Documento Instructivo de IEEE sobre la Protección de Generadores Síncronos*)

problem of the train and the frequency-regulation problem of the energy system. This so-called load frequency control problem occupies a central position in EESE, and we shall devote considerable attention to it in Chap. 9.

### 3-6 THE REACTIVE POWER BALANCE AND ITS EFFECT ON SYSTEM VOLTAGE

Just as constancy of the system frequency is our best guarantee that real power balance is being maintained in the system, so does an unchanged bus voltage profile represent the criterion that balance is kept between produced and consumed reactive power. Whenever the magnitude of a particular bus voltage undergoes variations, this means that  $Q$  balance is not kept at the bus in question.

To understand this situation, consider the two-bus system in Fig. 3-6a. The load  $P + jQ$  is tapped from load bus 2. Since no generator exists at this bus, the load must be transmitted via the line from bus 1.



*P varia el áng  
Q dismin el volt.*

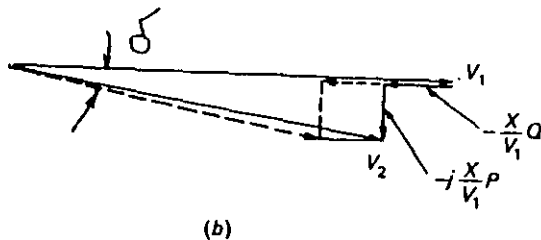


Fig. 3-6 Change in voltage profile as a function of reactive line flow.

For the following analysis we shall make these simplifying but reasonable assumptions:

1. The bus voltage  $V_1$  is kept at constant magnitude by field control of  $G_1$ . We choose  $V_1$  as reference voltage.
2. The transmission line impedance is purely inductive, i.e.,

$$Z = jX \quad (3-10)$$

3. The line power is set equal to  $P + jQ$ . Since we have neglected the line resistance, this implies no approximation as far as  $P$  is concerned. However, due to reactive losses in the line reactance, the reactive line power is somewhat greater at the sending end.

Due to the voltage drop along the line, we have the following voltage relation:

$$V_2 = V_1 - IZ \quad (3-11)$$

The line current  $I$  satisfies the relationship

$$V_1 I^* \approx P + jQ \quad (3-12)$$

Thus

$$I \approx \frac{P - jQ}{V_1^*} = \frac{P - jQ}{V_1}$$

The last step follows as a consequence of our choosing  $V_1$  as reference phasor, i.e.,  $\angle V_1 = 0$ . From Eq. (3-11) we therefore have

$$V_2 = V_1 - \frac{P - jQ}{V_1} jX = V_1 - \frac{X}{V_1} Q - j \frac{X}{V_1} P \quad (3-13)$$

We have identified these three voltage terms in the phasor diagram in Fig. 3-6b. The following facts should be immediately clear from this diagram:

1. A change in the real load  $P$  affects the voltage-drop phasor which is perpendicular to  $V_1$ . No appreciable change in the magnitude of  $V_2$  will thus ensue.
2. A change in the reactive load  $Q$  affects the voltage-drop phasor which is in phase with  $V_1$ . The change in the magnitude of  $V_2$  is therefore essentially proportional to  $Q$ . (The dotted voltage phasors illustrate the change in  $V_2$  if the reactive load is doubled.)

If we wish to keep the magnitude  $|V_2|$  constant, we must arrange to have the shifting  $Q$  demands matched locally at bus 2 so that they need not be transported on the line, with accompanying strong effects on the voltage.

la primera obtenida por la Ec. 10-89 sustituyendo  $\alpha' = \alpha + \theta$  y la segunda por la Tabla 10-3. Las flechas bajo los términos trigonométricos indican el sentido del movimiento de las correspondientes ondas de flujo, de acuerdo con los convenios indicados en la Fig. 10-47. Si como ya se ha demostrado, el flujo  $b_{1d}$  con signo negativo y movimiento hacia la izquierda genera una fem  $E_{1d}$  que se retrasa  $90^\circ$  con respecto a  $I_d$ , entonces el flujo  $+A_{1d}P_{05}$  con signo positivo y movimiento hacia la derecha, generará asimismo una fem que se retrasará  $90^\circ$  con respecto a  $I_d$ ; la inversión del sentido del movimiento queda neutralizada por el cambio de signo. Pero el flujo  $\frac{1}{2}A_{1d}P_{25} \cos(7\alpha + \theta)$  con signo positivo y movimiento hacia la izquierda, genera una fem de fase invertida, lo que explica el signo negativo entre los términos que constituyen el segundo punto en la columna  $I_d$  de la Tabla 10-4. Análogas consideraciones rigen los restantes puntos de la tabla.

TABLA 10-4. MAGNITUDES Y FASES DE LAS FEMS FUNDAMENTALES DEBIDAS A LA REACCIÓN DEL INDUCIDO (El factor  $E_f/B_1$  se omite totalmente)

Orden del armónico de la fmm	Magnitud y fase de la fem fundamental debida al armónico de flujo producido por $I_q$	Magnitud y fase de la fem fundamental debida al armónico de flujo producido por $I_d$
1	$-jA_{1q}(P_{01} - \frac{1}{2}P_{21})$	$-jA_{1d}(P_{01} + \frac{1}{2}P_{21})$
5	$-jA_{1q} \left( \frac{P_{05}}{25} k_1^2 + \frac{P_{25}}{70} k_1 k_7 \right) \frac{1}{k_1^2}$	$-jA_{1d} \left( \frac{P_{05}}{25} k_1^2 - \frac{P_{25}}{70} k_1 k_7 \right) \frac{1}{k_1^2}$
7	$-jA_{1q} \left( \frac{P_{07}}{49} k_1^2 + \frac{P_{27}}{70} k_1 k_7 \right) \frac{1}{k_1^2}$	$-jA_{1d} \left( \frac{P_{07}}{49} k_1^2 - \frac{P_{27}}{70} k_1 k_7 \right) \frac{1}{k_1^2}$
11	$-jA_{1q} \left( \frac{P_{011}}{121} k_1^2 + \frac{P_{211}}{286} k_{11} k_{11} \right) \frac{1}{k_1^2}$	$-jA_{1d} \left( \frac{P_{011}}{121} k_1^2 - \frac{P_{211}}{286} k_{11} k_{11} \right) \frac{1}{k_1^2}$
13	$-jA_{1q} \left( \frac{P_{013}}{169} k_1^2 + \frac{P_{213}}{286} k_{11} k_{13} \right) \frac{1}{k_1^2}$	$-jA_{1d} \left( \frac{P_{013}}{169} k_1^2 - \frac{P_{213}}{286} k_{11} k_{13} \right) \frac{1}{k_1^2}$
17	$-jA_{1q} \left( \frac{P_{017}}{289} k_1^2 + \frac{P_{217}}{646} k_{11} k_{17} \right) \frac{1}{k_1^2}$	$-jA_{1d} \left( \frac{P_{017}}{289} k_1^2 + \frac{P_{217}}{646} k_{11} k_{17} \right) \frac{1}{k_1^2}$
19	$-jA_{1q} \left( \frac{P_{019}}{361} k_1^2 + \frac{P_{219}}{646} k_{11} k_{17} \right) \frac{1}{k_1^2}$	$-jA_{1d} \left( \frac{P_{019}}{361} k_1^2 - \frac{P_{219}}{646} k_{11} k_{17} \right) \frac{1}{k_1^2}$

Así pues, finalmente, si las sumas de las dos columnas de las fems relacionadas en la Tabla 10-4 se simbolizan por  $\Sigma E_q$  y  $\Sigma E_d$ , la primera debida a  $I_q$  y la segunda a  $I_d$ , el diagrama vectorial completo, de acuerdo con la teoría de las dos reacciones, toma la forma ya mostrada en la Fig. 10-46.

**10-23. Cortocircuito repentino de un generador sincrónico.** El material presentado hasta el momento en el presente capítulo ha bosquejado las diversas teorías, sustancialmente en el orden de su desarrollo histórico, que trataban de explicar y predecir el funcionamiento de los generadores sincrónicos en condiciones de trabajo de *régimen permanente*. Se habrá observado que los factores principalmente implicados en los diversos análisis pertenecen al estator, que son, la corriente y la tensión del inducido,

la reactancia de dispersión del inducido y las reacciones del inducido representadas por la reactancia de sincronismo y por las reactancias del eje directo y del eje en cuadratura. Hasta el momento, el rotor no ha entrado en el cuadro, excepto en relación con la corriente de excitación que producía el flujo de trabajo en el circuito principal magnético.

Ahora bien, observando la Fig. 10-31 se ve que cualquier variación repentina de la carga o del factor de potencia o de ambos, que afecte a la magnitud y fase de la corriente del inducido, producirá igualmente variaciones repentinas en las fmm de los polos ficticios  $N_d, S_d$  y  $N_q, S_q$ . Evidentemente, cualquier variación de la fmm del primer par, tenderá a variar el flujo que enlaza con el arrollamiento principal de excitación, pero de acuerdo con la ley de Lenz, a esta variación se opone una corriente inducida que surge inmediatamente en el devanado del rotor. Esto significa que el arrollamiento de excitación se convierte en el secundario de un transformador y continúa desempeñando ese papel durante el tiempo necesario para que la corriente del inducido se fije en su valor de régimen permanente; cuando finalmente se alcanza tal condición, la fmm del inducido vuelve a ser constante en magnitud y fija en su posición con respecto a los polos, a consecuencia de lo cual cesan las reacciones transformatrices.

La misma variación repentina de la fmm del inducido que induce corriente instantánea en el arrollamiento de excitación, induce asimismo una corriente instantánea análoga en el devanado amortiguador (amortisseur) permanentemente en cortocircuito, si hay alguno presente, así como corrientes parásitas en las caras polares y partes metálicas adyacentes, que desempeñan el papel de un secundario adicional enlazado con el devanado del inducido como primario.

Si la variación repentina de la carga que origina estas reacciones en el eje directo se produce cuando el ángulo  $\psi$  (véase la Fig. 10-31) difiere de  $90^\circ$ , con lo que  $\cos \psi$  es apreciable, se obtienen resultados un tanto análogos a causa de la variación de la fmm de los polos ficticios  $N_d, S_d$  (en la Fig. 10-31), pero con la diferencia importante de que las corrientes inducidas en el secundario pueden aparecer únicamente en el devanado amortiguador y en las partes metálicas contiguas.

Teniendo presente estas consideraciones, supongamos que un alternador trifásico impulsado a velocidad constante (nominal) se excita de forma que su tensión a circuito abierto sea la tensión  $E$  de régimen de la máquina y que en estas condiciones, sus bornas se ponen repentinamente en cortocircuito. En el instante inicial, la corriente del inducido está limitada únicamente por la impedancia de dispersión interior  $Z_a$  del devanado del inducido, pero como  $R_a$  es muy pequeña en comparación con  $X_a$ , resulta suficientemente exacto emplear  $X_a$  en lugar de  $Z_a$ , por lo que se puede deducir que la corriente de cortocircuito se retrasará en un ángulo  $\psi = 90^\circ$  con respecto a la tensión inducida; por tanto,  $I_d = I$  e  $I_q = 0$ . Ahora bien, sería una gran simplificación decir que la irrupción inicial de corriente por fase sería  $I = E/Z_a \cong E/X_a$ , ya que debe recordarse que cuando se aplica repentinamente una tensión alterna a un circuito inductivo, la corriente inicial depende de la magnitud de la tensión en ese instante, esto es, depende del punto de la onda de tensión con el que se cierra el circuito.

pendiente a la tensión  $E$  y a la reactancia  $X_a$  fuese normalmente un máximo, pero es realmente cero en ese instante, la corriente instantánea resultante será el doble de la corriente debida normalmente a  $E$  y a  $X_a$ . Así pues, puede decirse que la irrupción inicial de corriente (por fase) se encuentra en algún punto entre  $E/X_a$  y  $2E/X_a$ .

En las hipótesis del párrafo precedente, un cortocircuito simétrico aplicado simultáneamente a las tres fases, no perturba la naturaleza equilibrada del circuito del inducido considerado como un todo, con el resultado de que la suma algebraica de las corrientes instantáneas en las tres fases permanece en todo instante igual a cero; los valores punta de las tres corrientes de fase, serán sustancialmente los mismos y durante los primeros ciclos después de haberse producido el cortocircuito, puede ser de diez a veinte veces la corriente normal de plena carga, lo que dependerá del diseño de la máquina.

La enorme irrupción inicial de corriente, que se retrasa en casi  $90^\circ$  con respecto a la tensión, crea una fmm desmagnetizante proporcionalmente grande en el eje directo y tiende a reducir el flujo por polo  $\Phi$  por debajo de su valor primitivo. Pero este flujo representa una cantidad muy considerable de energía almacenada que no puede disiparse instantáneamente; así, aunque  $\Phi$  empieza inmediatamente a decrecer, lo hace con gran lentitud, a un régimen que depende de las constantes de tiempo de los circuitos eléctricos asociados, es decir, de la relación inductancia/resistencia de estos circuitos. La tendencia del flujo  $\Phi$  a mantenerse de esta forma, significa que la corriente de excitación debe saltar automáticamente desde su valor primitivo hasta otro mucho mayor y a una tensión proporcionalmente superior, pero con el mismo sentido de flujo que anteriormente, a fin de compensar el incremento repentino de la fmm desmagnetizante de la corriente del inducido. Al mismo tiempo, las corrientes parásitas en el amortiguador y en las partes metálicas contiguas, aumentan igualmente obedeciendo la ley de Lenz, por lo que el devanado de campo del rotor ayudará a mantener el flujo  $\Phi$ .

Como el arrollamiento de excitación del rotor se convierte de esta forma en el secundario de un transformador en el que el devanado del inducido es el primario, es importante investigar los factores de que depende su impedancia de dispersión. La corriente de excitación del rotor es proporcionada por una excitatriz de resistencia e inductancia muy bajas comparadas con los valores correspondientes del propio devanado del rotor; por tanto, el efecto en el instante en que tiene lugar el cortocircuito es el mismo que si el arrollamiento de excitación estuviese en cortocircuito. No existe dificultad alguna para determinar la resistencia del arrollamiento de excitación del rotor que, ya se supone, debe reducirse a función del inducido como primario, mediante la aplicación del adecuado factor de conversión. La reactancia de dispersión del arrollamiento de excitación se debe a aquella parte del flujo total por polo  $\Phi$ , que se representa por  $\varphi$  en la ecuación

$$\Phi_r = \Phi + \varphi = \Phi \left( 1 + \frac{\varphi}{\Phi} \right)$$

donde  $1 + (\varphi/\Phi) = \sigma =$  factor de dispersión del sistema de campo. Tanto  $\varphi$  como  $\sigma$  pueden calcularse por las dimensiones físicas de la máquina. Conociendo el valor del flujo de dispersión  $\varphi$ , la inductancia equivalente se determina por el hecho de que la inductancia ( $L$ ) es igual a los enlaces del flujo de dispersión \* por amperio de la correspondiente corriente de excitación y la reactancia de dispersión es entonces  $2\pi fL$ , que debe reducirse asimismo a función del inducido como primario.

**10-24. Reactancias transitoria y subtransitoria.** La primera irrupción de corriente, muchas veces mayor que la corriente de plena carga, es seguida por un periodo durante el cual la corriente del inducido decae gradualmente hasta el valor de cortocircuito mantenido que corresponde a la excitación inicial; en cuanto la corriente del inducido cae desde su gran valor inicial, la corriente instantánea de excitación que compensa su efecto desmagnetizante, decrece igualmente hasta su magnitud primitiva. El gradual decrecimiento de ambas corrientes es consecuencia del hecho de que la energía almacenada en el campo primitivo  $\Phi$  se disipa en forma logarítmica en la resistencia del inducido y en los arrollamientos de excitación en el amortiguador y en los caminos de las corrientes parásitas.

Cuando al final del periodo transitorio la corriente, del inducido se fija en su valor final de régimen permanente, el diagrama vectorial de la Fig. 10-46 queda reducido a una forma en la que  $V = 0$ ,  $I_a \approx 0$ ,  $I_d \approx I$  e  $I_q R_{r,q} \approx 0$  y si se despreja  $IR_a$ , el resultado es el de la fem inducida

$$E = I(X_a + X_{rd}) = IX_d$$

La acción transformatriz entre el devanado del inducido y el de excitación ha desaparecido entonces a causa de que la corriente permanente del inducido produce una fmm invariable del inducido que está fija con respecto a los polos; el efecto es el mismo que si el secundario del transformador se hubiese abierto. La relación serie que muestra el término  $X_a + X_{rd}$  en la expresión anterior lleva a la conclusión de que el circuito equivalente de este transformador a circuito abierto aparece en la Fig. 10-50, donde  $X_{rd}$ , la reactancia equivalente de la fmm del inducido en el eje directo, juega el papel de la *reactancia de excitación* del transformador del que el arrollamiento de excitación es el primario. Por tanto, la reactancia a cortocircuito en régimen permanente es  $X_d = X_a + X_{rd}$ .

Cuando el alternador se pone repentinamente en cortocircuito, el circuito equivalente aproximado para un breve periodo después, se muestra en la Fig. 10-51, donde se observará que por razones de sencillez, se han omitido las resistencias asociadas a cada una de las ramas. Las condiciones en la máquina son las de un transformador de tres devanados, siendo el inducido el primario y los dos secundarios consistentes en: (a), el arrollamiento de excitación que tiene la reactancia  $X_f$  y (b) el devanado amortiguador que tiene la reactancia  $X_D$ . La inductancia mutua entre los dos secundarios puede omitirse sin peligro. La reactancia equivalente del circuito es

$$X_d'' = \frac{1}{(1/X_{rd}) + (1/X_f) + (1/X_D)} \quad (10-101)$$

\* Flujo expresado en weberios.

recibe el nombre de *reactancia subtransitoria del eje directo* y es, evidentemente, muy inferior a  $X_d = X_a + X_{rd}$  que aparece en la Fig. 10-50.

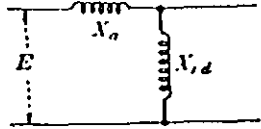


Fig. 10-50. Circuito equivalente aproximado de alternador, cortocircuito de régimen permanente.

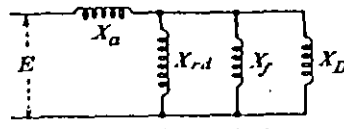


Fig. 10-51. Circuito equivalente aproximado, etapa inicial de cortocircuito repentino, reactancia subtransitoria del eje directo.

El efecto del devanado amortiguador y de las corrientes parásitas en las bobinas polares, desaparece después de los primeros ciclos a causa de que las inductancias asociadas a estos circuitos secundarios son relativamente mucho mayores que la resistencia del arrollamiento de excitación (reducido a la inductancia del primario). Por tanto, después de los primeros ciclos, el circuito equivalente toma la forma que aparece en la Fig. 10-52 y la reactancia equivalente

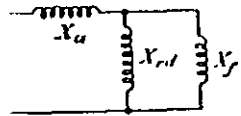


Fig. 10-52. Circuito equivalente aproximado, reactancia transitoria del eje directo.

$$X'_d = \frac{1}{(1/X_{rd}) + (1/X_f)} \quad (10-102)$$

recibe el nombre de *reactancia transitoria del eje directo* que es, del mismo modo, menor que  $X_a$ , la reactancia de cortocircuito de régimen permanente.

En general, la rápida caída del efecto amortiguador es equivalente a un rápido incremento de  $X_D$  desde su valor inicial hasta el infinito; la caída más lenta del efecto del arrollamiento de excitación es equivalente al lento incremento de  $X_f$  desde su valor inicial hasta el infinito.

10-25. **Variación de la corriente durante el repentino cortocircuito asimétrico.** La Fig. 10-53 es un dibujo que muestra la naturaleza general

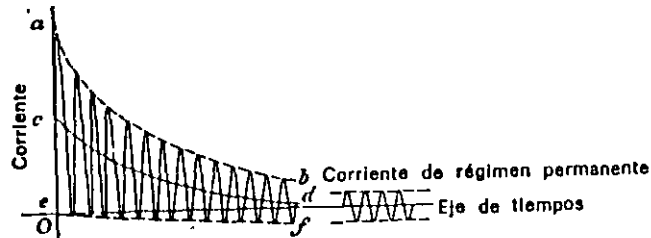


Fig. 10-53. Oscilograma típico de corriente de inducido.

de la variación de la corriente en una de las tres fases cuando las bornas se conectan repentinamente en cortocircuito, con la condición de que el arrollamiento de excitación sea suficiente para desarrollar la tensión nominal en el circuito abierto. Durante los primeros ciclos, la forma de onda de la corriente del inducido dependerá del punto en el ciclo de la fem en que se abre el conmutador de cortocircuito. En las otras dos fases, las formas de

onda de las corrientes en el inducido diferirán de la que se muestra en la Fig. 10-53, a causa del hecho de que en cualquier instante dado a lo largo del eje de tiempos, la suma algebraica de las tres corrientes de fase correspondientes debe ser igual a cero. Como la curva en la ilustración empieza en sentido positivo, por lo menos una de las otras empezará en sentido negativo.

Cada uno de los oscilogramas muestra que los valores punta de las corrientes definen las envolventes representadas por las curvas *ab* y *ef*. Por tanto, la curva *cd*, equidistante entre las envolventes, representa una corriente *unidireccional* (es decir, continua) que cae lentamente, sobre la que se superpone otra corriente alterna que cae lentamente, indicada por la forma de onda de la Fig. 10-54. Esta última curva se construye situando las amplitudes de la componente de c.a. de la Fig. 10-53 por encima y por debajo del eje *c'd'* (que ocupa el lugar de la curva *cd* en la Fig. 10-53). Las envolventes de la nueva curva, una de ellas marcada *a'b'*, serán simétricas alrededor del eje de tiempos.

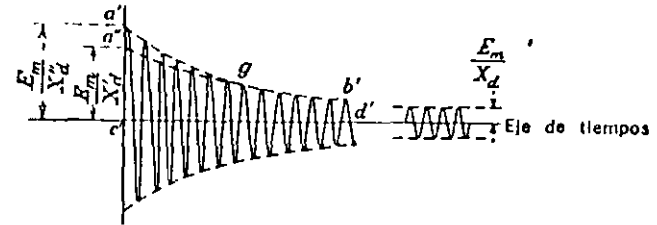


Fig. 10-54. Componente alterna de corriente de cortocircuito.

Las ordenadas de la curva unidireccional *cd* de la Fig. 10-53 representan una componente de c.c. de la corriente de fase que allí se muestra. Existirán análogas componentes de c.c. en cada una de las demás fases, pero las magnitudes y signos de las tres deben satisfacer la exigencia de que su suma algebraica sea siempre igual a cero. Estas tres componentes de c.c. producen una fmm resultante que cae, en el eje directo; porque pueden considerarse como los valores instantáneos «congelados» de las hipotéticas corrientes alternas que, de existir, magnetizarían en el eje directo. Esta fmm resultante de las componentes de c.c. que cae, debe ser compensada por una componente correspondiente de c.c. de la corriente en el arrollamiento de excitación. Las componentes de c.a. de las corrientes de fase, de la que puede considerarse como modelo la forma de onda de la Fig. 10-54, se combinan para producir una fmm adicional que cae, en el eje directo, que debe ser compensada por una componente adicional de c.c. de la corriente de excitación. Un oscilograma de la corriente de excitación, tomado al mismo tiempo que los de las corrientes trifásicas de fase, tendría, por tanto, una forma logarítmica del tipo de la curva *cd*, si bien su ordenada en cualquier tiempo *t* tendría magnitud y signo equivalentes a una fmm de excitación igual y opuesta a la correspondiente fmm resultante de las corrientes de fase en el mismo instante.

La caída de la componente de c.a. de la corriente de cortocircuito (fi-

INTRODUCTION

Stability is a condition of equilibrium between opposing forces. In a power system, when the forces tending to hold the machines in synchronism with one another are in equilibrium with the forces tending to pull them out of synchronism, the system is stable. Stability is desirable under all operating conditions, both normal and abnormal. Since we are dealing with rotary motion, these forces may properly be expressed as torques; and further, since the average speed of rotation is constant (although there may be momentary excursions above and below synchronous speed), we are permitted to use the terms torque and power interchangeably so long as both are treated as per unit quantities.

When any synchronous machine is operating stably, there is equilibrium between the power input and the power output; that is, between the power tending to accelerate and the power tending to decelerate its rotor. The power may be either mechanical or electrical. In a generator, the accelerating power is the mechanical input from its prime mover, which tries to speed up the rotor and tear it out of synchronism with the load. The decelerating power is the sum of the electrical output and the losses. In a motor, the accelerating power is its electrical input; losses and the mechanically-driven load are the decelerating power which tries to brake the motor out of synchronism with the generator. It should be remembered that although each of these power components tends to produce either acceleration or deceleration, and may do so momentarily in any given machine when there is a temporary excess of either, there can be no sustained acceleration or deceleration if stable operation is to continue.

In most practical stability studies, it is a valid assumption that losses are negligible. Hence, in its simplest form, the power relation for every synchronous machine operating stably is

$$\text{Mechanical power} = \text{electrical power.}$$

All problems of power system stability resolve into the question whether the maximum electrical power that the system is capable of transferring from one machine to another is greater than the maximum mechanical power that may be applied to or taken from either of their shafts; in other words, whether the electrical system is able to hold the machines together and thus permit fulfillment of the above equation.

The maximum amount of power which can be transferred between machines, or between groups of machines, without loss of synchronism between

them is called the power limit, or stability limit. It is the critical value of power transfer, below which the system is stable and above which it is unstable. Thus, in addition to the limits established by heating of equipment, power loss, and voltage drop, which circumscribe the design and operation of every practical power system, we now have this additional limit to the amount of power which can be transferred from one part of the system to another — the stability limit.

For convenience of analysis, stability problems are generally divided into three major categories, although in making this subdivision it should always be kept in mind that stability is actually one characteristic and that any subdivision into classifications is only for convenience of analysis. These arbitrary subdivisions are as follows:

- a) Steady-state stability, wherein system load changes are made so slowly in relation to any natural system oscillations, or rates-of-change of flux in the rotating machines, that the system may be regarded as remaining in normal steady-state operation
- b) Transient stability, wherein load changes are made abruptly, or the system is "shocked," by faults or switching operations
- c) Hunting, or sustained oscillations between machines.

This chapter covers the first two subdivisions. The following fundamental concepts, however, apply to all three classifications:

Transfer of Power

Consider the system of Fig. 13-1, where  $\bar{E}_{A1}$ ,  $\bar{E}_{B1}$ , and  $\bar{E}_{C1}$  are the balanced three-phase voltages at point 1, separated by an impedance  $\bar{Z}$  in each phase, from the balanced three-phase voltages  $\bar{E}_{A2}$ ,  $\bar{E}_{B2}$ , and  $\bar{E}_{C2}$  at point 2.  $\bar{E}$ ,  $I$ , and  $\bar{Z}$  are treated as phasor quantities.

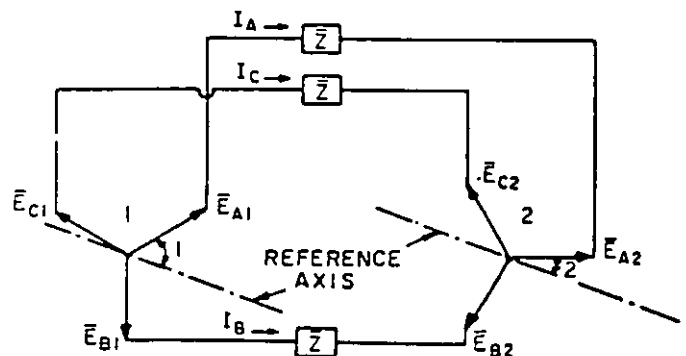


Fig. 13-1. Simplified representation of current, voltage, and impedance in a three-phase system



Current flows in the circuit between points 1 and 2 in response to a difference between the voltages at the two points. A difference in *magnitude* of the voltages causes only reactive current to flow between them when  $\bar{Z}$  is a pure reactance  $+jX$ . A difference in *phase position* of the voltages, that is, an angle between them, causes inphase (power) current to flow. Hence, angular displacement between voltages is necessary to the transfer of power. This can be demonstrated by the following simple experiments.

Suppose we have a horizontal generator with one end of the shaft exposed. We arrange to illuminate this shaft-end stroboscopically with voltage from the generator terminals. We then paint an arrow on the end of the shaft in such a way that it appears to be horizontal when the generator is running at normal speed and no load. If we now load up the generator, we observe that the arrow appears to turn in the direction of rotation. The angle it makes with its no-load position varies with the load on the generator.

If we try the same experiment with a motor, we observe the same phenomenon, except that now the arrow appears to move *against* the direction of rotation. As with the generator, the amount by which the rotor departs from its no-load position varies with the load.

By these simple experiments it can be demonstrated that an electric system connects generators and motors together, not rigidly, but flexibly — almost as though by elastic members which can stretch and contract with the amount of load.

The power transfer between two points, as between 1 and 2 of Fig. 13-1, is given by the expression

$$P = \frac{E_1 E_2}{Z} \sin \gamma \sin \delta_{12} + \text{Loss terms} \quad (1)$$

where

- $E_1$  = voltage magnitude at point 1
- $E_2$  = voltage magnitude at point 2
- $\delta_{12}$  = total angle between voltages  $E_1$  and  $E_2$
- $Z$  = total impedance magnitude between the points 1 and 2, including machine internal impedances and any external impedance
- $\bar{Z} = Z/\gamma$  total phasor impedance.

In most systems  $Z$  ( $= R + jX$ ) is predominantly reactance, and  $R$  can be neglected with little error. The expression for power then becomes

$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta_{12} \quad (2)$$

This expression comes from the following considerations. Figure 13-2 shows the angular relationships between the current and voltages of Fig. 13-1. By the law of sines

$$\frac{IX}{\sin \delta_{12}} = \frac{E_2}{\sin \alpha}$$

$$I = \frac{E_2 \sin \delta_{12}}{X \sin \alpha}$$

$$\cos \delta_1 = \cos (90 - \alpha) = \sin \alpha$$

Then

$$\begin{aligned} P &= E_1 I \cos \delta_1 \\ &= E_1 \frac{E_2 \sin \delta_{12}}{X \sin \alpha} \sin \alpha \\ &= \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta_{12} \end{aligned}$$

This relation is shown in Fig. 13-3. Obviously the maximum value, occurring at an angular displacement of 90 degrees, is

$$P_{\max} = \frac{E_1 E_2}{X}$$

Equation (2) is the simplest form of the fundamental equation of power flow in an electrical system. An appreciation of this equation and its significance is basic to an understanding of all stability problems.

### Voltages and Reactances

What voltages and what reactance are represented by the symbols  $E_1$ ,  $E_2$ , and  $X$  in equation

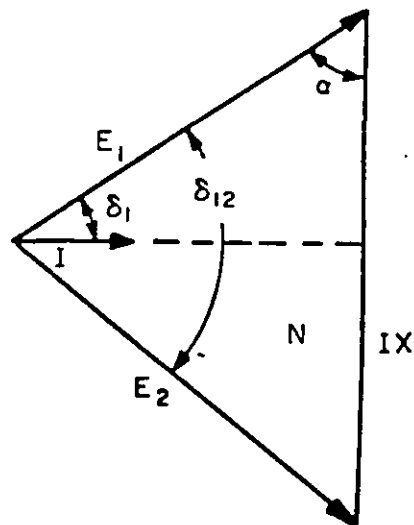


Fig. 13-2. Angular relationships between current and voltages of Fig. 13-1

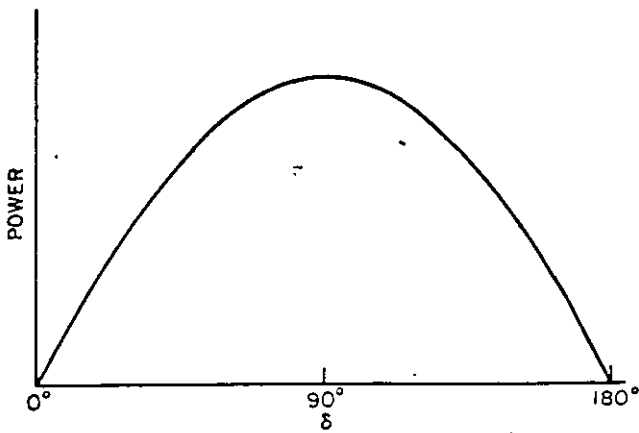


Fig. 13-3. Power versus angular difference between voltages

(2) above? In the derivation of this general expression the voltages  $E_1$  and  $E_2$  were those maintained at the terminals of the impedance  $Z$  (of which only the  $X$  part will be used). The expression for power is valid so long as  $E_1$  and  $E_2$  are on either side of  $X$ , and  $\delta$  is the angle between them. Remember that the  $X$  used in stability calculations almost certainly includes internal machine reactances, and that there are several kinds of machine reactance. It is necessary to choose that kind of machine reactance that is appropriate to the purpose.

### STEADY STATE STABILITY

The steady-state of a power system is defined here as the operating state of a power system which is characterized by slow and gradual changes. The disturbances are small enough and gradual enough so that, electrically, the system can be regarded as being in the steady-state, and the steady-state equations for machines can therefore be used. This is an approximation since the dynamic characteristics of the machine become involved in even very gradual and small system changes. Methods of analysis have been developed, however, recognizing these effects while still essentially representing each machine by its steady-state equations.

By "steady-state stability" is meant the ability of interconnected synchronous machines to remain in synchronism while small and gradual disturbances are occurring on the system, where the excitation system behavior is not represented.

#### Effect of Saturation

Experience has indicated that ignoring saturation leads to unduly pessimistic estimates of the ability of the machines in a system to remain in

synchronism when gradual and small disturbances occur. For this reason, the effect of saturation is usually included in analyzing a system for steady-state stability. The technique used is to change the value of  $X_d$  so as to represent the effect of saturation. When  $X_d$  is adjusted for saturation, it is called  $X_{eq}$ . The voltage behind  $X_{eq}$  can no longer be regarded as being proportional to field current. This representation by a voltage behind  $X_{eq}$  constitutes an equivalent unsaturated machine which will have the same behavior at its terminals for small system changes as the actual, physical saturated machine. For the purpose of steady-state stability analysis, the saturated machine is being replaced by an equivalent generator consisting of a constant voltage behind a linear reactance,  $X_{eq}$ .

There are various techniques for estimating the proper value of  $X_{eq}$  which are discussed in texts on stability. These methods involve not only the saturation characteristics of the generator but the characteristics of the system to which the generator is connected, and the terminal conditions of the generator. For this reason, "exact" values of  $X_{eq}$  for a given machine are very difficult to calculate, and generally the value of  $X_{eq}$  is estimated. The practice in the past has been to use the following relationships to estimate the value of  $X_{eq}$  as a function of  $X_d$ .

#### UNDEREXCITED OPERATION

$$X_{eq} = \frac{1}{\text{S.C.R.}}$$

S.C.R. = Short-Circuit Ratio

#### OVEREXCITED OPERATION

$X_{eq}$  has the range of about  $0.6 X_d$  to  $0.8 X_d$ .

Examinations of the saturation characteristics of the newer and larger turbine-generators indicates that the value of  $X_{eq}$  may be smaller.

Figure 13-4 represents a motor and a generator connected directly together. In this diagram,  $E$  is the terminal voltage common to both machines.  $E_G$  is the voltage back or the equivalent synchronous reactance,  $X_G$ , of the generator; and  $E_M$  is the voltage back of the motor equivalent synchronous reactance,  $X_M$ . While the voltages  $E_G$  and  $E_M$  may be considered fictitious in that they are not directly measurable, they do nevertheless represent excitation that must exist inside the machines to fulfill measurable terminal conditions. Figure 13-5 illustrates this concept of an "internal," or "generated," voltage  $E_G$ , back of the machine equivalent reactance  $X_{eq}$ , as viewed from the machine terminals.

The power being transferred from the generator to the motor of Fig. 13-4 is as follows:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_G + X_M} \sin (\delta_G + \delta_M) \quad (3)$$

Neglecting losses, this must equal both the prime-mover input to the generator and the power output from the motor to its mechanical load. To illustrate a method of calculation and to gain some concept of typical quantitative values, let us assume that the following constants apply to the system of Fig. 13-4.

- G = 10,000 kVA
- M = 5000 kW at 0.80 PF and is loaded to rating
- generator  $X_d = 1.20$  per unit on its own rating
- motor  $X_d = 0.90$  per unit on its own rating
- E = rated terminal voltage = 1.0 per unit
- $X_{eq} = 0.75 X_d$

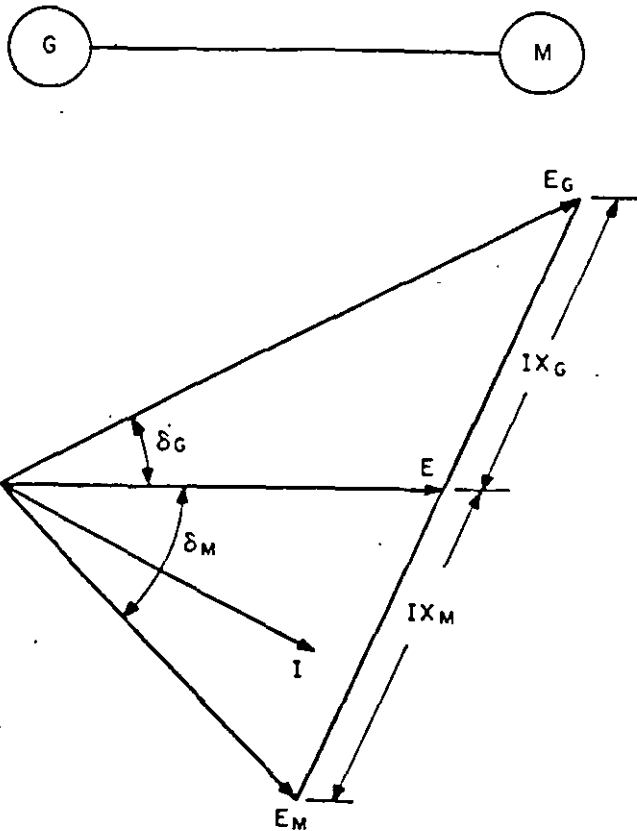


Fig. 13.4. Representation of angles between internal and terminal voltage and current of motor connected directly to generator

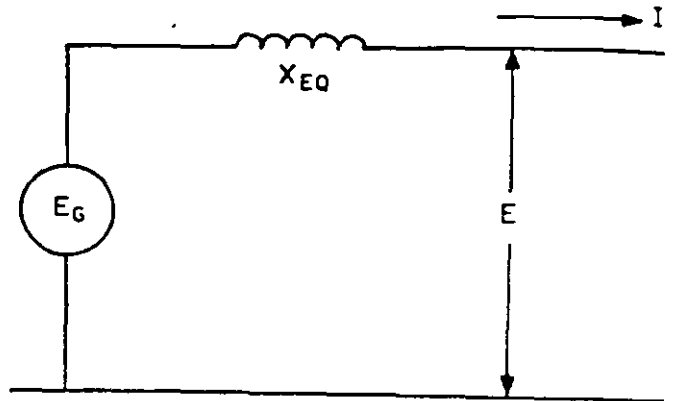


Fig. 13-5. Illustration of internal voltage back of generator equivalent reactance

Selecting 10,000 kVA as base,

$$X_G = 0.75 \times 1.20 = 0.90 \text{ per unit on } 10,000 \text{ kVA}$$

$$X_M = 0.75 \times 0.90 \times \frac{10,000 \times 0.80}{5000} \text{ on } 10,000 \text{ kVA} = 1.08 \text{ per unit}$$

$$I = 0.80 \times 10,000 = 0.625 \text{ per unit}$$

$$E_G = 1.00 + 0.60 (0.625 \times 0.90) + j 0.80 (0.625 \times 0.90) = 1.338 + j 0.450$$

$$E_G = 1.412 \text{ per unit}$$

$$E_M = 1.00 - 0.60 (0.625 \times 1.08) - j 0.80 (0.625 \times 1.08) = 0.595 - j 0.540$$

$$E_M = 0.804 \text{ per unit}$$

$$\delta_G = \arctan \frac{0.450}{1.338} = \arctan 0.337 = 18^\circ 38'$$

$$\delta_M = \arctan \frac{0.540}{0.595} = \arctan 0.908 = 42^\circ 14'$$

$$P = \frac{1.412 \times 0.804}{0.90 + 1.08} \sin (18^\circ 38' + 42^\circ 14') = \frac{1.135}{1.98} \sin 60^\circ 52' = 0.573 \times 0.873 = 0.500 \text{ per unit} = 5000 \text{ kW.}$$

This figure, of course, checks the initially assumed 5000-kW load on the motor since all losses have been neglected. The power limit for this system with constant excitation is simply

$$P_{\max} = \frac{1.412 \times 0.804}{0.90 + 1.08} = 0.573 \text{ per unit, or } 5730 \text{ kW.}$$

The mechanical load on the motor could be increased to 5730 kW, at which value the torque on its shaft would just equal the maximum electrical torque which the system is capable of transferring. Any further increase in motor load would pull it out of step.

In most practical power systems, the motor and generator are not connected directly terminal to terminal, but through some intervening system reactance, as represented by  $X_S$  in Fig. 13-6. In the phasor diagram,  $E_G$  and  $E_M$  represent, as before, the voltages back of the equivalent synchronous reactances  $X_G$  and  $X_M$  respectively.  $E_{TG}$  is the generator terminal voltage, while  $E_{TM}$  is that of the motor. For the purpose of drawing the phasor diagram, the power factor is indicated as unity at the midpoint of the line. Actually it might be anything consistent with practical system operation. Here the power transfer between the generator and the motor is

$$P = \frac{E_G E_M}{X_G + X_S + X_M} \sin(\delta_G + \delta_S + \delta_M). \quad (4)$$

The presence of  $X_S$  in this equation tends to minimize any inaccuracy introduced through the simplifying assumption,  $X_G = 0.75 X_d$ , since in typical cases  $X_S$  is of comparable magnitude to  $X_G$  and  $X_M$ .  $X_S$  comprises the reactances of transmission lines and transformers whose characteristics are generally known fairly accurately. For the same reason, this masking effect by the system reactance makes it permissible in practical problems to disregard the difference between  $X_d$  and  $X_q$  existing in salient pole machines.

Oftentimes we can resolve steady-state stability problems into cases where a single machine is connected into a system so extensive that it may be regarded as infinite by comparison to the machine whose stability we are investigating. An example might be the case of a small municipal power plant having a single tie with a large integrated power system serving the entire surrounding area. In such cases, analysis of the problem is simplified by the assumption that the large system has zero equivalent reactance, an infinite inertia, and its operating voltage remains constant regardless of the system disturbance. Figure 13-7 illustrates an example of this type. Here the machine, G, is connected, through an external reactance,  $X_S$ , representing transformers and tie-line, to the infinite system

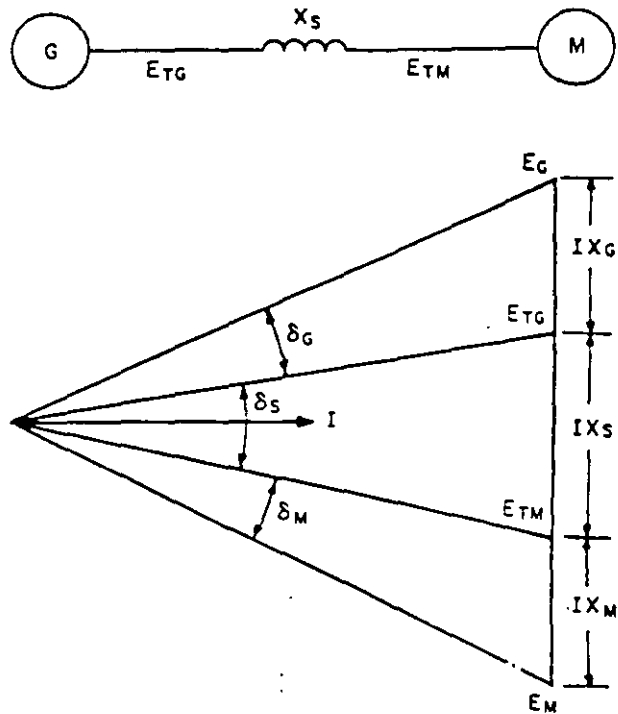


Fig. 13-6. Same as Fig. 13-4, with external reactance between motor and generator

represented by sustained rated voltage  $E = 1.0$ . The phasor diagram as drawn indicates unity power factor at the machine terminals. In this case, since the voltage of the infinite system equals 1.0

$$P = \frac{E_G}{X_G + X_S} \sin(\delta_G + \delta_S). \quad (5)$$

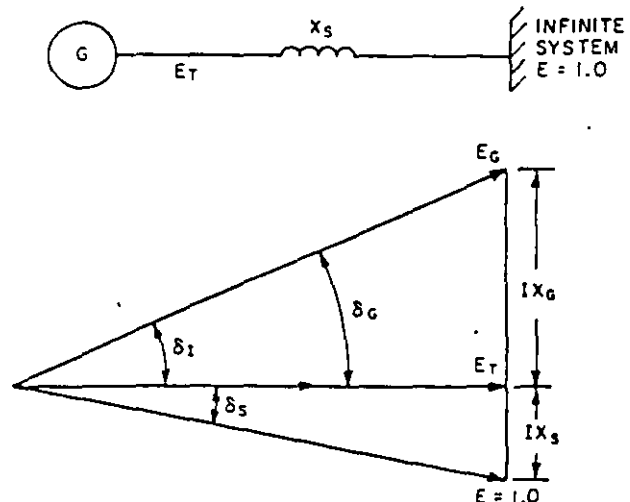


Fig. 13-7. Generator connected to infinite system through external reactance

This is a very useful means for comparing the stability characteristics of several different machines, or for evaluating the relative merits of alternative transmission line voltages or transformer arrangements that might be used for connecting an isolated plant into a large system. Even where the large system is not so great that its reactance is entirely negligible, this concept of "infinite system" permits a rough appraisal of the situation without actually determining its reactance and terminal voltage characteristics. Unless this appraisal indicates that stability is questionable, it will not be necessary to make a more detailed study.

### Excitation

Up to this point it was assumed that the voltages which have governed the transfer of power between machines have been those internal generated voltages corresponding to the excitation in the machines. These voltages were assumed to remain constant in magnitude, as is essentially the case when the machine fields are manually con-

lled. Under this condition it will be apparent from inspection of Fig. 13-4, 13-6, and 13-7 that as the power transfer increases, thereby widening the angle between these sustained voltages, the machine terminal voltages necessarily decrease. To an operator attending a machine, this drop in terminal voltage is the signal for increasing the excitation so as to restore the terminal voltage to normal. Increasing the excitation increases the internal voltage. Hence, in conformity to the principle of maintaining equilibrium between accelerating and decelerating forces, the angle between these internal voltages must decrease. The stability limit appears to be somewhat higher than we had previously found, since the load can now be increased again until we reach the previous angular displacement. Note however, that this increase in excitation, under hand control, does not take place until after some change in load has occurred. There will be some time delay even if the operator sits watching the voltmeter with his hand on the rheostat. Hence, while increased excitation under hand control may raise the stability limits in a few cases, we cannot depend on it. So it is disregarded in determining practical stability limits.

From the foregoing discussion it can be reasoned that the maximum power which a machine under hand control of excitation can handle with stability is a function of the load and power factor at which it is already operating. The lightly loaded or underexcited machine operates at a relatively low internal voltage. Therefore, if its field remains constant, the maximum load it can carry without losing synchronism is less than that of a machine already heavily loaded or operating in the over-

excited region. Quantitative values can readily be determined in any specific instance from the now familiar power equation. Figure 13-8 shows the relation between initial load and total permissible load for a typical machine operating at 0.80 PF and connected through 0.50 per unit reactance to an infinite system.

Automatic voltage regulators at the machine terminals may be regarded as robot operators who constantly keep an eye on the voltmeter and a hand on the field rheostat. The principal difference is that the regulator is always on the job, whereas the human operator may be elsewhere at the crucial moment. To represent the continuously-acting voltage regulator, it is necessary to express mathematically, by differential equations, the overall performance (including the regulator, excitation system, generator and system transient characteristics) and solve them for small changes. Modern automatic voltage regulators, in conjunction with adequate excitation systems do offer a means for increasing system power limits above those obtainable under hand control. Figure 13-9 will serve to illustrate the upper limit of what might be accomplished in this regard. Here two equal machines, G and M, are connected together through external

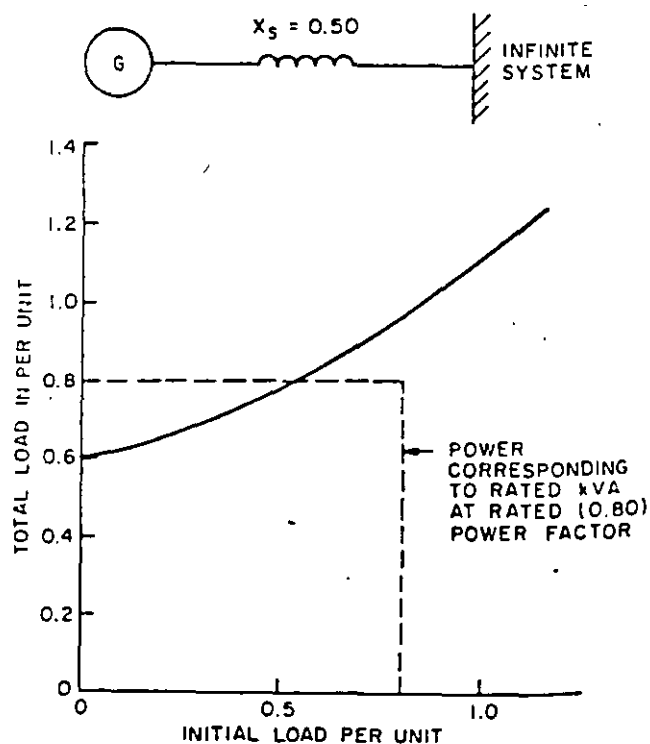


Fig. 13-8. Effect of excitation on load-carrying ability

system reactance,  $X_S$ . The constants are as indicated on the diagram. Without voltage regulators, and with the excitations adjusted to give unit voltage midway in the system when maximum power is reached, the maximum power is

$$P_{\max} = \frac{1.41 \times 1.41}{2} = 1.00 \text{ per unit.}$$

Under this condition, the voltage at the terminals of each machine is 1.03 per unit. If, now, it were possible to hold these terminal voltages constant, then:

$$P_{\max} = \frac{1.03 \times 1.03}{0.50} = 2.12 \text{ per unit.}$$

Actually, for conventional excitation systems, this higher limit is unobtainable because (a) it would require a prohibitive amount of field current and

(b) the excitation system is incapable of maintaining the internal voltage at the exactly correct value at every instant. There is, however, a considerable range in which automatic voltage regulators and exciters, with high speed of response and high ceiling voltage, can increase the stability limit above that which can be realized with hand control.

### Application to Complex Systems

To illustrate certain fundamental considerations, this discussion has been concerned with the simple case of two machines and the even simpler case of one machine connected to an infinite bus. How are the more complex stability problems handled — for example, the case of an interconnected system having perhaps dozens of machines located in many different plants and spread over several states? There are several answers.

First, assuming that the solution is to be undertaken long-hand, multimachine equations can be written similar to the two-machine equations developed at the beginning of this chapter. The use of equations involving more than two machines, however, becomes very laborious. Fortunately, various simplifying assumptions can usually be made which will permit breaking down the problem to a point where it can be handled either as an equivalent two-machine problem or as one machine against an infinite bus. This simplifying process may represent as much art as it does science, since an understanding of system behavior and good engineering judgment will govern the choice among those factors which can be neglected, those which can be combined and represented as equivalents, and those which must be examined in their entirety. Two examples will perhaps illustrate these distinctions.

1. Assume that the problem concerns the possible loss of synchronism of one particular machine in a large generating station in the event that its field excitation is lost or is seriously reduced. Here, because of the low intervening reactance, the remainder of the machines in the station can all be lumped together as an equivalent single machine. The problem is then solved as a simple two-machine problem. If, however, this station is connected to the system through "stiff" (i.e., low-reactance) ties, then the rest of the system will require consideration. In this case, the remote machines are combined into an equivalent machine, taking into account the reactances of the circuits which link them together. Then, they are combined with the previously determined equivalent for the remainder of the machines in the station being considered. Perhaps this final combined equivalent is so large that it may be regarded as an infinite system. If so, the generator with weakened field can be studied as if it were connected directly to an infinite bus which is maintained at normal

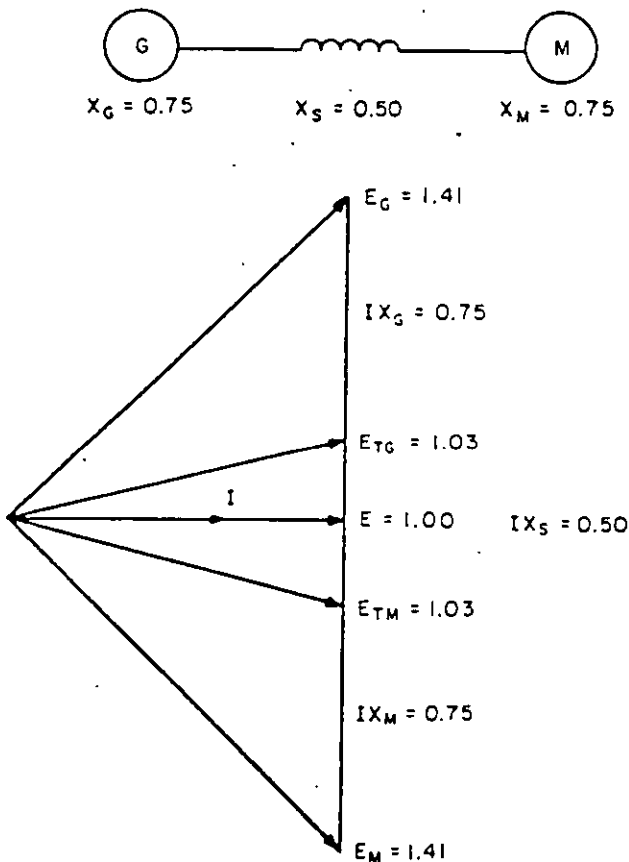


Fig. 13-9. Effect of automatic generator voltage regulators on load-carrying ability

voltage. On the other hand, taking account of the rest of the system might not appreciably change the constants determined for the equivalent machine representing the machines in this particular station. In that case, it would have been valid to neglect entirely the effects of the outlying machines.

2. Consider a system in which a tie-line joins two areas, each of which is closely knit electrically; they are reasonably well balanced as to load and generation, so that normally there is little interchange of power over the tie-line. In this case, it would be essential that the system operator know the maximum power that can be transferred in the event of a generator failure or an unexpected power demand in either area. If there is a major generating station at or near each terminal of the tie-line, a first approximation might be to neglect the remainder of the system and represent each of the terminal stations as an equivalent machine. The power limit could then be determined for these two equivalent machines, connected through a reactance representing that of the tie-line. If this calculation indicates a potential power-transferring ability well in excess of that required in an emergency (for example, when the largest generator is out of service at the time of peak load in its area), then further study might be unnecessary. The reason is that such an extreme simplification of the problem neglects the help that other machines would give in maintaining voltage, and therefore it gives a pessimistic result. If, however, the power-transfer ability is found to be marginal, then a more accurate representation would be necessary to answer the question. This would require that all the machines in each area be factored into the equivalent, taking account of the system reactances interlinking them. These larger equivalents would then be considered as acting at the terminals of the tie-line, and the power limit calculated accordingly. Obviously a problem like this one cannot be simplified beyond that involving two equivalent machines; the infinite system approach is not applicable unless one of the systems is many times larger, electrically, than the other.

From these examples we see that the method of attacking steady-state stability problems in complex systems by long-hand calculation is that of simplifying them until they are amenable to calculation, either as equivalent two-machine problems or as single machines against an infinite bus.

The analysis of large, complex systems for stability is usually done by using a digital computer program with sufficient capability for representing generator, excitation system, and turbine control system behavior, as well as the power system behavior.

## TRANSIENT STABILITY

Certain fundamental concepts of power system stability were developed at the beginning of this chapter. Transient stability was defined as that particular subdivision of over-all stability which is associated with sudden changes in system conditions — for example, faults or switching operations. Stability is really a single characteristic of the power system and that the subdivisions, steady-state and transient, are purely arbitrary for convenience of analysis. Hence, the fundamental concepts already developed remain valid throughout the discussion that follows.

The expression for power

$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta_{12}$$

was developed in general terms. Later, by specifying the particular values of voltages and reactances appropriate to steady-state conditions, certain conclusions regarding steady-state stability were drawn. This same expression can be used in the study of transient stability. The procedure will be first to investigate the particular values of voltage and reactance appropriate to transient conditions, and then to apply the fundamental equation, employing these values. Finally, the effects on transient stability by other characteristics of the system will be discussed.

### Transfer Impedance

When a fault occurs on a circuit which interconnects two parts of a system, the ability to transfer power between those two parts of the system is reduced. In the extreme case of a three-phase fault having negligible fault impedance, the power transferring ability is reduced to zero just as effectively as if the circuit breaker had been opened. Faults that do not involve all three phases will impair the power-transferring ability to a lesser degree. Also, the more impedance in the fault, the less it reduces the power-transfer ability.

Figure 13-10(a) represents a transmission line between two systems having a fault at F. Figure 13-10(b) is an equivalent circuit, in which  $X_A$  and  $X_B$  are, respectively, the line impedances on either side of the fault and  $X_F$  is the fault impedance. The "transfer impedance" between points A and B is the ratio of voltage at A to current at B with the voltage at B set at zero (or vice versa, since we are dealing with a linear circuit). This transfer impedance,  $X_T$ , may be determined as follows:

By definition,

$$X_T = \frac{E_A}{I_B}$$

Letting

$$E_A = 1.0 \text{ per unit}$$

$$X_T = \frac{1}{I_B}$$

But

$$I_A = \frac{1}{X_A + \frac{X_B X_F}{X_B + X_F}}$$

and

$$I_B = \frac{\frac{X_F}{X_B + X_F} I_A}{\frac{X_F}{X_A(X_B + X_F) + X_B X_F}}$$

Hence,

$$I_B = \frac{X_F}{X_F(X_A + X_B) + X_A X_B}$$

Therefore,

$$X_T = \frac{1}{I_B} = X_A + X_B + \frac{X_A X_B}{X_F} \quad (6)$$

Obviously, if there were no fault,  $X_F$  would be infinite and  $X_T$  would simply equal the total line impedance,  $X_A + X_B$ . Similarly, it will now be apparent how the power-transferring ability becomes zero (i.e.,  $X_T$  becomes infinite), if  $X_F$  is zero. While in most faults the impedance is not zero, the fact remains that faults are of random nature and can offer negligibly low impedance — for example, if for any reason the bare conductors of a transmission line are brought into metallic contact. For this reason, and because any fault impedance is essentially resistive and so bears a quadrature relationship to the predominating reactance of the system, it is the usual practice to neglect fault resistance in making studies of system stability. This does not mean, however, that all faults are considered to result in infinitely high transfer reactance, for the reason that not all faults involve all three phases. In fact, the majority of faults are line to line or line to ground, and are, therefore, less severe than a three-phase fault.

In deriving equation (6) through the use of the equivalent circuit of Fig. 13-10(b), no restriction

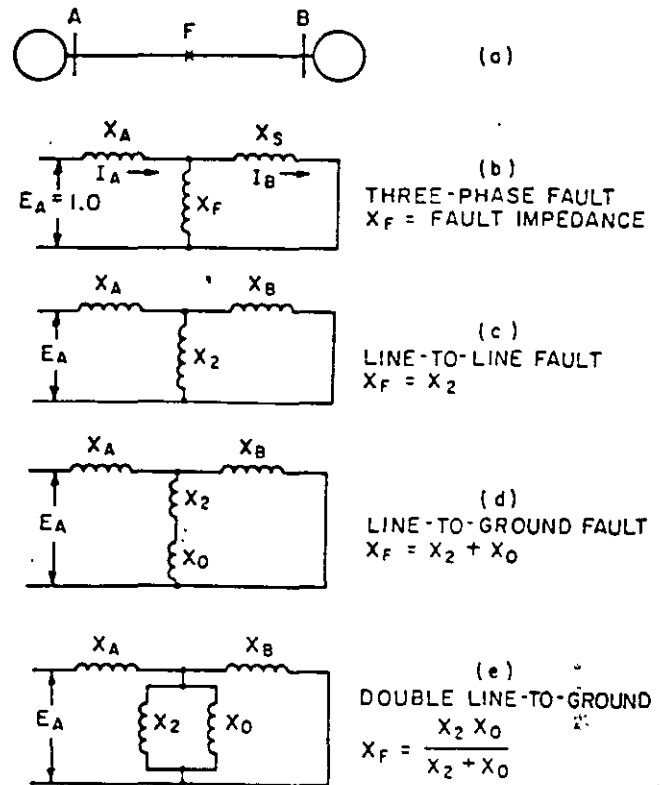


Fig. 13-10. Transmission line with fault at F.

was made regarding the exact nature of  $X_F$ . In the case of a three-phase fault,  $X_F$  does represent the fault impedance. The methods of symmetrical components, however, permit the utilization of  $X_F$  for representing the effects of the negative- and zero-phase-sequence components of system reactance for unbalanced faults.

As shown in Fig. 13-10(c), for example, a line-to-line fault may be represented by inserting the negative-sequence reactance of the system in the fault branch of the equivalent circuit, in place of  $X_F$ . Similarly, as shown in Fig. 13-10(d), a line-to-ground fault may be represented by inserting, into the fault branch of the equivalent circuit, in series, the negative- and zero-sequence reactances,  $X_2$  and  $X_0$  respectively. Further, a double line-to-ground fault may be represented by inserting, into the equivalent circuit,  $X_2$  and  $X_0$  in parallel, as shown in Fig. 13-10(e).

The significant point in regard to the transfer reactance between any two points in the system is that it is always greater during a fault than the normal through reactance without fault; and, hence, any fault, regardless of type or severity, effectively reduces the synchronizing power that can be transmitted.



## Switching

Faults are not usually permitted to remain on power systems any longer than is required for relays to detect their presence and location, and for circuit breakers to isolate the afflicted apparatus or line section. This removal of a portion of the system from service necessarily increases, to some degree, the reactance between parts of the system (unless the fault happened to be on a stub feeder), and thereby reduces the capacity for transferring power. If the two parts of the system are interconnected through a multiplicity of circuits, the outage of any one of them may not seriously impair the system stability. If, however, only a single tie-line links the two parts, then a fault which requires opening this tie-line will necessarily destroy completely any possibility of continued transfer of power. Perhaps the most nearly typical case is that in which the parts of the system are interconnected through a double-circuit tie-line (either two single-circuit lines or one double-circuit line). Here it is usually essential to intelligent system operation to know the stability limit in event of a fault and the subsequent opening of either circuit.

From the foregoing it is evident that the value of to be used in the expression

$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta_{12}$$

is not one value, but three. Prior to the fault,  $X$  is the through reactance, with both lines in service; during the fault it is the transfer reactance; and after the fault has been isolated, it is the through reactance of the remainder of the system. Both the latter figures are always greater than the value of through reactance, which was used in the steady-state calculations. (Again, the special case of a stub feeder fault, the isolation of which does not increase the through reactance; is an exception.)

## Voltages

In using the expression  $P = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta_{12}$  to find the power transfer between any two points, the only restriction is to be consistent and select values that correspond to one another. If voltages  $E_1$  and  $E_2$ , at two given points in the system, are to be used, the  $X$  must be the reactance between these same two points, and  $\delta_{12}$  must be the angle between  $E_1$  and  $E_2$  at those points. In the usual case of steady-state stability, the voltages used are those back of equivalent synchronous reactance in the machines — that is, the internal generated voltages corresponding to normal field current, but modified to take account of the saturation that occurs near the pull-out point.

During a transient disturbance, where the machine may supply unusual amounts of reactive power to a system, the machine flux will tend to decrease. This same situation also decreases the machine terminal voltage, and causes an automatic voltage regulator to increase the machine's excitation, which tends to increase the flux. The "constant field flux-linkage" representation assumes that the net effect of these two actions is to maintain, on the average, constant flux in the machine. Using the concept that the field flux linkages (rather than the field currents, as in the steady-state case) remain constant, the voltages used are those back of transient reactance. Correspondingly, the angle is that between these voltages, and the machine reactances are, of course, the transient values.  $X'_d$ .

## Inertia

The analysis of the transient response in a power system involves the behavior of the generator rotors. It is actually the rotor motion that determines the stability of the system. The rotor motion is determined by its inertia and the torques exerted on it. These torques are the prime mover input, the electrical output torque, and damping torques. The first two torques listed (prime mover and electrical) are the most significant and the other will be neglected until a refinement is desired.

Before a transient disturbance, the machine rotors run at a constant synchronous speed under steady state conditions. The mechanical input torque is balanced by the electrical output torque (and losses neglected for this discussion). When a sudden disturbance (fault or switching) occurs, the electrical conditions suddenly change. In the case of a fault, the electrical torque suddenly drops to a lower value, leaving an unbalanced torque on the rotor. The excess of mechanical input torque over electrical output torque acts on rotor inertia to accelerate it. The calculation of these torques and the rotor response gives the solution to the transient stability performance.

The calculation of the torques require an expression for torque for each component. They are:

1.  $P_i$  or  $T_i$  for mechanical input. Note that power and torque are being used interchangeably. At synchronous speed and in per unit this is true. It is a convenience to use this relationship.
2.  $P_m \sin \delta$  for electrical torque. This term will be more complex if the saliency torque is included. It is nearly true in the case of round rotor machines. It is this term that is nonlinear and forces a step-by-step solution of the equation. Each step is for a short interval of time.

The accelerating torque ( $T_a$ ) on the rotor is the difference between 1 and 2 above. When the equation is reduced to per unit terms, the result is

$$T_a = \frac{H}{180f} \frac{d^2\delta}{dt^2} \text{ per unit torque.}$$

$$H = \frac{(.231) (WR^2) (\text{rpm})^2 \times 10^{-6}}{\text{base kVA.}}$$

$f$  = frequency (usually 60 Hz in the U.S.)

$\delta$  = rotor position in electrical degrees

$H$  = per unit inertia constant in kW seconds per kVA or seconds. If the accelerating torque acting on the rotor is equal to rated torque and is held constant, the speed will change 100 per cent in  $2H$  seconds.

### Equal-Area Criterion

A qualitative concept of how the effects of inertia modify the now familiar power equation can be gained with the aid of Fig. 13-11. Here two machines, G and M, are interconnected through parallel tie-lines. One line is faulted at F. Each of the three curves is a representation of the relation

$$P = \frac{E_G E_M}{X} \sin(\delta_G + \delta_M).$$

In all three,  $E_G$  and  $E_M$  are respectively the voltages back of transient reactance in G and M, while  $\delta_G + \delta_M$  is the total angular separation between them. Curve a represents normal steady-state operation of the system with no fault. Its crest value is, of course, the steady-state power limit (just as if calculated from equivalent synchronous reactances, the voltages back of them, and corresponding angles — as in calculating steady-state stability).

Curve b corresponds to the transfer reactance when the fault is on. Without specifying the type of fault, it is apparent that the transfer reactance is great enough to reduce very materially the power-transferring ability. Curve c represents the condition after the faulted line is switched out. The system does not regain its pre-fault ability to transfer power because, with only one line remaining in service, the through reactance is higher than it was originally.

The analysis will require consideration of all these curves. Steady-state operation prior to the fault is shown on curve a. Conditions immediately after the occurrence of the fault are shown on curve b. When the fault is tripped off, the power transfer is up to the level represented by curve c. Where and how these transfers are accomplished can best be seen by reference to Fig. 13-11.

The horizontal line represents the constant power input supplied by the prime mover. Its constancy is assured in spite of any momentary fluctuations of the angle  $\delta$ , because the controlling mechanism is responsive only to changes in average speed. The small change in average speed, together with the time delays inherent in the turbine control system, results in only minor changes or prime-mover power input during the time when our basic assumptions relative to transient stability remain valid. Normal steady-state operation is represented by the intersection of the horizontal, constant, prime-mover power line with curve a at point A. the earlier criterion for steady-state stability is now satisfied; any increase in the angle  $\delta$  results in increased synchronizing power. At the instant the fault occurs, the ability to transfer electrical power is suddenly reduced to point B on curve b. The prime-mover power, however, remaining constant, now exceeds the power which the machine can transfer electrically at the initial value of  $\delta$ ; and the excess must of necessity cause acceleration of the rotor, thereby increasing its speed, storing kinetic energy, and increasing the angle  $\delta$ . This will certainly carry the point of operation to C, where the accelerating and decelerating forces are again in balance, but it will not stop there.

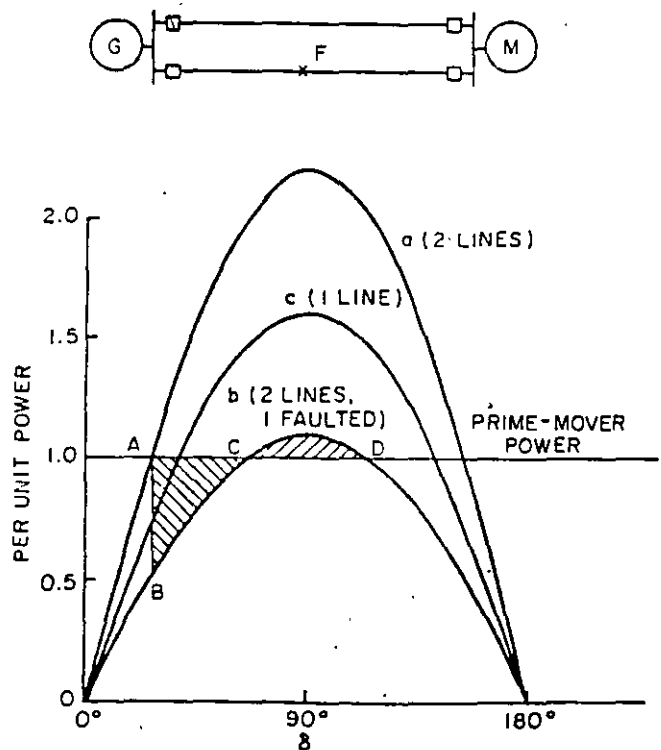


Fig. 13-11. Torque- (or power-) angle curves for two-circuit line with a fault on one circuit

The rotor was accelerated from B to C by an amount depending on its inertia constant,  $H$ , and on the integrated excess of input over output power represented by the area  $A B C$ . It follows that at point C it is running too fast and contains excess kinetic energy. This excess stored kinetic energy will move the operating point past C toward point D. In this region the electrical output exceeds the mechanical input, and the rotor tends to slow down, although of course the angle  $\delta$  continues to increase, but at a decreasing rate. From the scale of Fig. 13-11, it is apparent that by the time point D is reached, the area  $C D$  enclosed above the horizontal line has not yet equaled the area  $A B C$  below the line; hence, the excess stored energy has not all been dissipated, and the angle  $\delta$  continues to increase. Stability is now lost, because at point D a region of net accelerating torque is entered. Hence,  $\delta$  will increase, and at some point far beyond the region of validity of our basic assumptions, the average speed will have increased to the point where an operator or an overspeed device will shut down the machine.

To illustrate the phenomenon clearly, the situation has been oversimplified by assuming that the fault remained on the system. By so doing, curve  $c$  of Fig. 13-11 has not been used. Actually, there are some systems which are stable even with sustained faults. This fact, however, in no way decreases the general desirability of fast fault clearing, based on such other considerations as conductor burning at the point of fault, reduced system voltage, etc.

A more realistic case is that illustrated in Fig. 13-12. The initial conditions are identical with those of Fig. 13-11, except that this time the effects of switching will be observed. As before, starting from steady-state operation at point A, the occurrence of the fault immediately shifts the operation to B on curve  $b$ . An excess of mechanical input to the generator over its electrical output accelerates the rotor, thereby storing excess kinetic energy and the angle  $\delta$  increases. Assume that the faulted line is switched out at point C. This shifts the operation to curve  $c$ , starting from point D since the angle  $\delta$  cannot change in zero time. The net torque is now decelerating, and the previously stored kinetic energy will be reduced to zero at point E when the shaded area below DE equals that above BC. The excess kinetic energy is zero at E, because the rotor speed is now correct at the rated value. The electrical output at point E, however, exceeds the prime mover input (at 1.0) so the rotor will decelerate along curve  $c$ . As the two torques are again balanced at F, a steady operation should occur, except the rotor speed is below normal and the angle will continue to decrease to some point G where equal areas are again experienced. This oscillation about the final operating point F would continue indefinitely if there are no damping or losses.

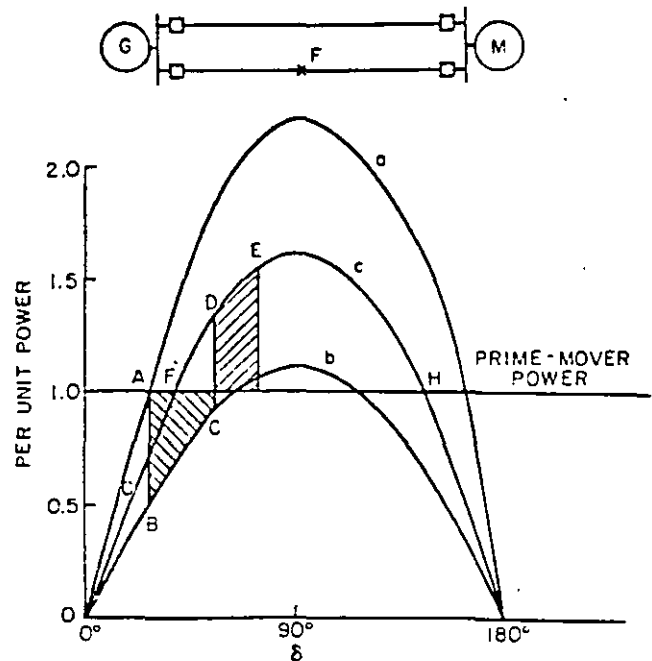


Fig. 13-12. Same as Fig. 13-11, when the faulted circuit is tripped off

In a real system this oscillation will be damped in a few cycles.

#### Damping

The rate at which the oscillation dies out is determined by the damping torques, which were neglected in the analysis. Among the damping torques are those due to friction, windage, hysteresis, and eddy currents. These are all present to some degree in every electrical machine. Friction and windage are purposely held to the lowest practicable levels by careful design, since they always represent power loss. On the other hand, there is little hysteresis or eddy-current loss in the rotor during normal operation because it rotates at exactly the same speed as the armature flux. But if the rotor oscillates above and below synchronous speed, the resultant hysteresis and eddy currents produce important damping torques.

Returning for a moment to Fig. 13-12, there are several additional points worth noting. First, a machine can operate with transient stability even though momentarily past the peak of the power-angle curve — i.e., even though  $\delta$  is greater than 90 degrees. In terms of Fig. 13-12, this means that point E could be moved to the right along the middle curve as far as required for the area below DE to equal that above BC. This point might well be past the peak of the curve, but obviously could not be beyond the next intersection of the curve with the constant prime-mover power line at H; at

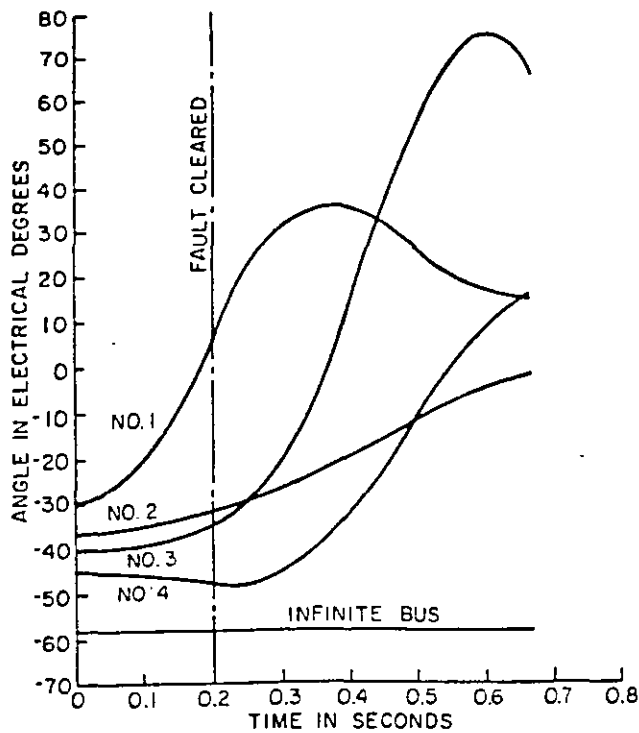


Fig. 13-13. Representative swing curves

move input, in conjunction with a reduction in system load occasioned by the fault.

**Factors in Transient Stability**

Practical use has been made of the methods of determining transient stability, not only to guide the operation of specific existing systems, but also to yield results in general terms which may be employed in the design of new systems and in the development and the improvement, with respect to stability, of existing systems. The transient power limit in any given case is determined by many factors. Some of the principal ones are indicated in the paragraphs which follow and in their accompanying illustrations; also included is an evaluation of their effectiveness in improving transient stability.

**SWITCHING TIME**

The faster a faulted section can be isolated from a system, the greater will be the power which the system can transmit with stability. In fact, rapidity in clearing faults has been the most effective single factor in improving transient stability. This is easily understandable when we recall the development of the equal-area criterion and Fig. 13-11 and 13-12.

The relation between power limit and fault-clearing time, for both three-phase and double line-to-ground faults, is shown for a typical system in Fig. 13-14. This figure emphasizes the real importance of modern high-speed relays and circuit breakers whenever a problem of transient power limits arises.

**TYPES OF FAULTS**

In Fig. 13-15 is shown the relative severity of various types of faults in reducing the transient power limit of a typical simplified system. While three-phase faults are the most severe, the fact is that they are the least frequent in occurrence. Recognizing this, some operators are willing to accept the possible loss of stability in the rather rare event of a three-phase fault and base their system designs on the somewhat more realistic possibility of being able to maintain stability for double line-to-ground faults. As Fig. 13-15 indicates, a switching time for three-phase faults of approximately 0.05 second, or 3 cycles, would be required to provide a 0.50 per-unit power limit for this particular system. This same power limit, however, can be obtained with 5- to 6-cycle switching, provided operators are willing to use double line-to-ground

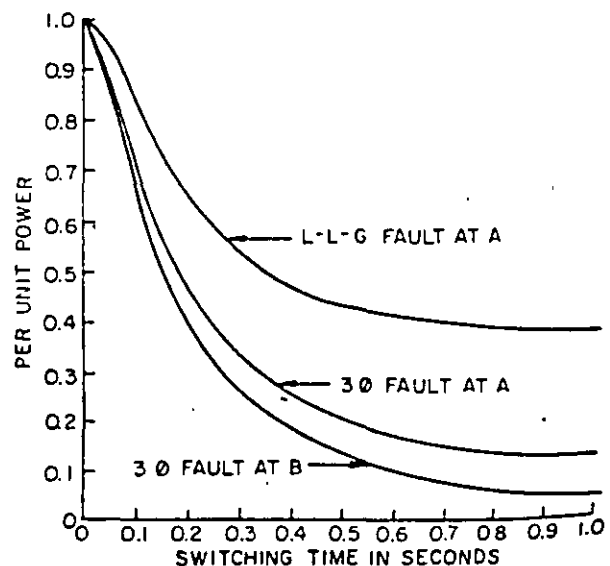
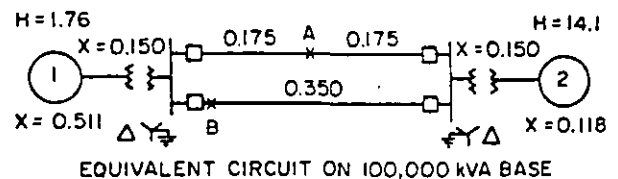


Fig. 13-14. Effect of switching time on maximum power for various types of faults

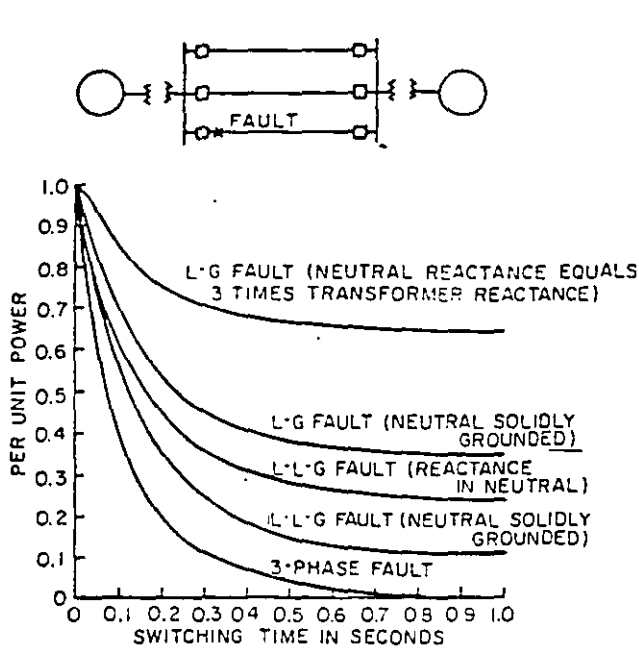


Fig. 13-15. Effect of impedance in the neutral ground

faults as the basis of design and to accept the risk of a system outage in the event of a three-phase fault.

Single line-to-ground faults are usually the least severe, and their severity is subject to control if we are willing to ground the system neutral through impedance. Generally, such faults do not constitute the basis for system transient-stability design, but since, if they are not promptly detected and isolated, they may develop into the more severe double line-to-ground or three-phase faults, equally careful attention is usually given to ensuring their prompt isolation.

**INERTIA**

The inertia of the rotating parts has a bearing on the extent to which any net excess of accelerating or decelerating power will change the angular position of a machine rotor with respect to the rest of the system and, hence, influence the transient-stability limit. Figure 13-16 shows a quantitative concept of the gain in transient-power limit that may typically be realized through an arbitrary increase of 30 percent in the inertia of a machine which is connected through transformers and two parallel lines to an infinite bus. Again, the data are presented as power limit vs switching time, for a double line-to-ground fault at the generator end of one of the lines. As Fig. 13-16 shows, this 30 percent increase in inertia raises the power limit about 5 percent for usual switching times.

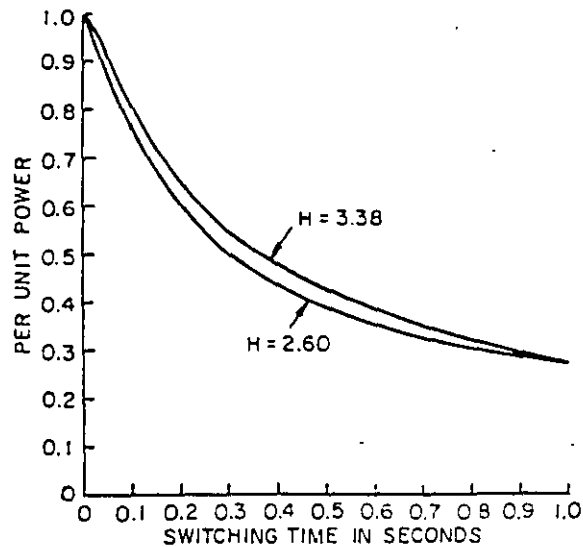
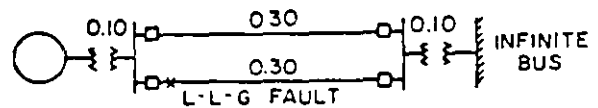


Fig. 13-16. Effect of generator inertia

**OTHER FACTORS**

Similar curves to those of Fig. 13-14, 13-15, and 13-16 might be drawn to illustrate the effect on the transient-stability limit of varying such factors as the following:

- a) The transient reactance of machines and the reactance of transformers
- b) The number of parallel transmission lines, also the number of sectionalizing points
- c) Fault location along transmission lines or stub feeders
- d) Simultaneous vs sequential switching at the two ends of the faulted line section.

Although such curves have not been included in this text, they may readily be found in many good reference books on the subject. In general, the gain that may be realized in practice through taking account of such of the foregoing factors as may be pertinent to any given case will be of the order of only a few percent. Nevertheless, these few percent can amount to a large amount of power when one considers bulk transmission. Without in any way detracting from the importance of these other factors, a single conclusion regarding system design as it reflects upon transient stability would be the extreme importance of fast relays and fast circuit breakers.

The thinking several years ago revolved around total switching time (relay time plus breaker time) of 10 to 15 cycles or more, as contrasted to the much shorter times available today. The "fault on" period (cf. Fig. 13-12 and the equal-area criterion) was then of considerably more importance than it is today. Since this period could not then be shortened, the emphasis was placed on means of "softening" the shock to the system caused by the existence of the fault. Thus, the attention focused on busing arrangements and reactors was really aimed at increasing the system reactance in series with the fault, without also unduly increasing the through reactance of that part of the system remaining after the faulted portion was cleared. In contrast, today's philosophy might be summarized colloquially by the statement — "we don't care how hard the system is hit by the fault, just as long as we get it off quickly." A further point of contrast is this: the outage of a faulted line section used to be accepted as permanent in so far as it affected transient stability; we now accept the concept of high-speed reclosing, the purpose being to turn lines to service in time to restore the power-transferring ability to its pre-fault value.

This digression into basic philosophy leads to several interesting aspects of the stability problem, which are mentioned briefly in the paragraphs that follow. It should be kept in mind, however, that the purpose here is, primarily, to gain some basic concepts regarding power system stability, and that each of the subjects to be mentioned has many other aspects which are beyond the scope of this chapter.

### High-Speed Reclosing

The practice of high-speed reclosing has already been mentioned. Its efficacy in raising the transient stability limit may be seen by reference to Fig. 13-17. Start as before with steady-state operation at point A, which is the intersection of the system power-angle curve with the constant prime-mover power line. The occurrence of the fault immediately reduces the system power-transferring ability to B, and the angle  $\delta$  increases along curve *b* to C. At this point the simultaneous tripping of the breakers at the ends of the faulted line section permits partial recovery to point D on curve *c*. It appears from Fig. 13-17 that if nothing further happened, the area enclosed below curve *c* and above the horizontal line might just about equal the previously accumulated area below the line, indicating a case of questionable stability. Let us assume, however, that by the time point E is reached, the faulted line section will have been de-energized long enough for the transitory fault path to become de-ionized, and that a successful reclosure is accomplished at E. Operation now changes to point F on curve *a*; and when  $\delta$  has increased only

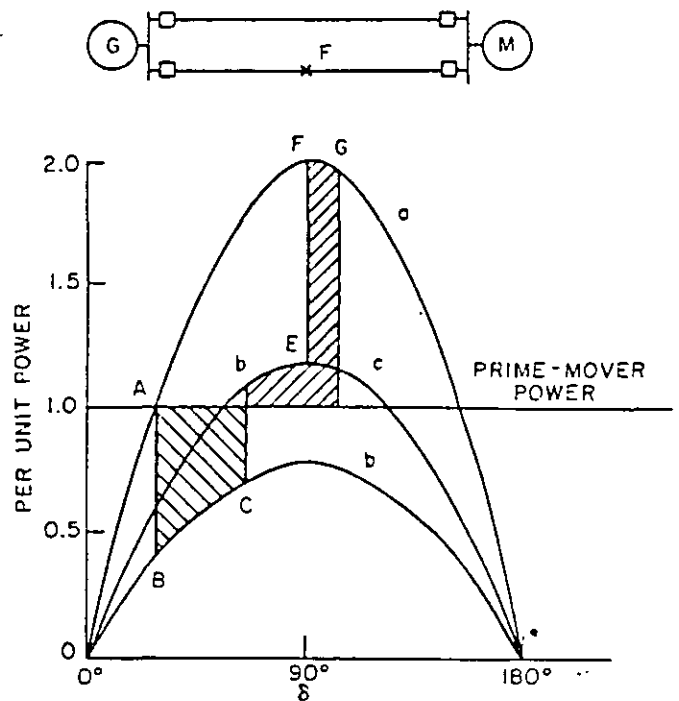


Fig. 13-17. Same as Fig. 13-12, with high-speed reclosure

a few degrees further, to G, the equal-area criterion will have been satisfied, leaving a wide margin of transient stability. Finally, following oscillation about point A on curve *a*, the system will settle down to steady-state operation at A, the initial starting point. Thus, not only is the transient stability limit increased by automatic high-speed reclosing, but, by returning the line to service promptly, without waiting for the attention of an operator, the original steady-state limit is restored.

When high-speed reclosing is under consideration as a means for increasing the transient stability limit of a system, it should be recognized that there is a risk as well as a possible benefit attending its use. The risk is that stability may be endangered rather than benefited if a line is reclosed on a persisting fault. If reclosure is necessary to maintain stability, that is, if the system would be unstable without reclosure, then there is no risk. The point is that there could be no more loss of stability if the reclosure were unsuccessful than if it had not been attempted. The engineering risk is greatest where the possible benefit is least, that is where stability is marginal. Here, an unsuccessful reclosure would probably cause instability, whereas without reclosing, stability might be maintained.

### Single-Pole Switching and Reclosing

Together with the fact that most faults occurring on transmission lines are non-persistent, it has

already been noted that the majority of faults do not involve all three phases. This fact is the basis of a further refinement in the practice of high-speed reclosing; namely, of performing the switching operations on each phase independently as required, thereby maintaining in service the one or two line conductors not involved in the fault.

The gains in transient stability afforded by single-pole switching are appreciable only in the case of single-circuit lines. Even here the gain may be small if the generating capacity in each system is large relative to the capacity of the tie-line. Hence, single-pole switching is not widely practiced, but is a special tool of limited application. In addition to requiring that the circuit breakers be equipped with an independent operating mechanism for each pole, a relaying system is necessary which is capable of distinguishing between the different kinds of faults. Then, in turn, only those breaker poles are opened which are necessary to isolate the faulted conductors. Because most transmission systems have directly grounded neutral, there is still some gain in stability over the case of three-pole switching, even if only a single conductor remains in operation.

In a quantitative evaluation of single-pole switching, use is made of the same methods of calculation as before. Up to the point of isolating the fault, the procedure is identical with that for three-pole switching — using, of course, a value of transfer reactance appropriate to the type of fault being considered. After the one or two poles of the terminal breakers have opened, however, use must be made of symmetrical components to determine the correct representation for the one or two open conductors. Very briefly, a single, open conductor in a three-phase system may be represented by inserting the parallel value of the negative- and zero-phase-sequence reactances into the opening in the positive-phase-sequence network. Likewise, two open conductors may be represented by inserting into the opening the negative- and zero-phase-sequence reactances, in series. Thus it can be seen, in a general way, that single-pole switching must result in some gain in transient stability through its provision for transferring even a limited amount of synchronizing power; in contrast, three-pole switching necessarily reduces to zero the power-transferring ability of the disconnected line.

The time required for de-ionization of the arc path is increased in the case of single-pole switching by the capacitance coupling with the one or two adjacent energized conductors. In typical cases, the amount of the increase may be of the order of 50 percent over the de-ionization time required for three-pole switching. On the other hand, studies have shown that extremely fast reclosing is of less importance when line-to-ground faults are cleared by single-pole switching.

## Dynamic Stability

The analysis of steady-state stability assumed that the automatic voltage regulator had so much dead-band and was so slow, that for all practical purposes the machine had constant field voltage when a small disturbance occurred. The automatic voltage regulator could change the excitation level from one operating condition to another, but, for purposes of stability, this type of control was described as being no better than "close-hand control." When a system with this type of control was steady-state unstable, it was because it did not have sufficient synchronizing torque, and the effect was a monotonic increase in machine angle until the machine pulled out of step.

With the introduction of continuously-acting voltage regulators, the nature of the system's response to a small disturbance changed. Now, the problem became primarily one of whether the system had positive damping. This concern with system damping is often labeled as "dynamic stability." The assumption has been made in past studies that the net damping of the system would be positive. At that time, the primary source of negative damping was the hydraulic turbine governor response to speed errors. Excitation systems that were prevalent had sufficient deadband and were slow enough so that they had little effect upon damping. The sources of positive damping (generator amortisseur and field damping, load damping, and prime-mover damping) more than balanced the sources of negative damping. With the introduction of continuously acting excitation systems, there came another important source of negative damping. In many systems, damping has not been a problem. But in some areas of this country and Canada, due to the wide geographic dispersion of load and generation, the size of the ties, and the presence of both hydro and steam-generation, the problem of damping is significant both now and in the future. To add positive damping, such devices as excitation or hydro-turbine supplementary stabilizing have been added.

## HIGHER TRANSMISSION VOLTAGE

The amount of power which can be transmitted with stability over any circuit is a function primarily of distance and circuit voltage. When a large block of power has to be transferred, the greater the distance involved, the more advantageous it becomes to use a higher voltage. That this should be so is evident from the fact that any given ohmic value of line reactance becomes smaller by the square of the turns ratio when viewed from the lower voltage winding of a transformer. This same relationship is obtained when line reactance is expressed in per unit. Thus, doubling the transmis-

sion-line voltage for a given length of line effectively makes its per-unit reactance only one quarter of its former value. Remember the relation

$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta$$
 12, which is fundamental to all stability problems. Reducing the line reactance by raising the voltage helps materially to increase the system stability limits even though the line reactance must be lumped in with generator and transformer reactances, which remain more or less unchanged. The transmission capabilities of lines of different voltage rating tend to vary as the square of their kilovolt rating, with other factors remaining constant.

### SERIES CAPACITORS

Since distance is one of the principal limits to the amount of power that can be transmitted over a line with stability, considerable attention has been given to methods for making lines appear to be "shorter," electrically, than they actually are. The use of multiple (bundles) conductors for reducing the inherent inductance is one approach.

Other is the use of low frequency for transmission (and probably also for generation); this would necessitate frequency-conversion equipment at the load.

The use of series capacitors is at least considered for all EHV lines, the final choice being dictated by the economics of the particular application. By reducing the reactance of a transmission circuit, a series capacitor improves stability and voltage regulation. In some cases, a series capacitor provides the desired load division between transmission circuits.

Because of the large ratio between system fault current and normal load current, it is not economical to apply series capacitors on the basis of their being able to withstand fault current. Protective equipment is, therefore, provided which short circuits the series capacitor whenever the current flowing through it exceeds approximately twice normal value. In analyzing the stability characteristics of a system employing a series capacitor, therefore, its presence is neglected during the "fault-on" period, since it is then short-circuited. Hence, the gains in system stability, which it makes possible, are realized during normal, steady-state operation prior to the occurrence of a fault and, again, following the isolation of the fault, provided its by-pass equipment is promptly reopened.

Again, it seems desirable to warn against regarding this brief mention of high-speed reclosing, series capacitors, etc., as anything more than an indication of their possible bearing on problems of power-system stability. Each is a complete subject in its own right and must include consideration of other factors that are outside the scope of this chapter.

### SUMMARY

Stability is that property of a power system which makes it possible to maintain synchronism between all of its synchronous machines.

System disturbances caused, for example, by short circuits or switching, may temporarily upset the balance between input and output of one, several, or most of the machines. When the input to a particular machine exceeds the output, the difference causes the rotor to accelerate. The excess of energy input over output is stored in the rotor as kinetic energy. If the rotor contains enough  $WR^2$  to absorb this energy without having its angle with respect to the system advanced too far, it will probably remain in synchronism after the disturbance subsides. If the disparity between input and output is too great, or if it lasts too long, the rotor will be driven out of synchronism with the system.

The methods that have been suggested to improve stability include increased generator  $WR^2$ , reduced generator reactance, high-speed excitation, busing arrangements, selectionizing reactors, and many others. By far the most effective method is reduction of fault duration through the use of high-speed relays and circuit breakers.

### ADDITIONAL REFERENCES:

- 1) F. R. Longley. "Calculations of Alternator Swing Curves - The Step-by-step Method." *AIEE Transactions* (1930), p. 1129.
- 2) H. L. Byrd and S. R. Pritchard, Jr. "Solution of the Two-machine Stability Problem." *General Electric Review* (February, 1933).
- 3) *G-E Network Analyzers*: Manual. Apparatus Department, General Electric Company, Schenectady, N. Y., 1950.
- 4) S. B. Crary. *Power System Stability*. 2 Vol., New York: John Wiley and Sons, 1945 and 1947.
- 5) Edith Clarke. *Circuit Analysis of A-c Power Systems*. 2 Vol., New York: John Wiley and Sons, 1943 and 1950.





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA**

**CARACTERÍSTICAS DE LOS ESQUEMAS DE  
PROTECCIÓN**

**CONFERENCISTA  
ING. AUGUSTO HINTZE VÁLDEZ  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**

# **CARACTERISTICAS**

## **DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION**

- RAPIDEZ**
- SENSIBILIDAD**
- SELECTIVIDAD**
- CONFIABILIDAD**
- ECONOMIA**

## **- RAPIDEZ**

- **MEJORA LA ESTABILIDAD**
- **MEJORA TIEMPOS DE PROTECCION DE RESPALDO**
- **DISMINUYE EL DAÑO AL EQUIPO Y POR LO TANTO, REDUCE LOS TIEMPOS DE REPARACION**

**SI BIEN ES DESEABLE QUE UN ESQUEMA DE PROTECCIONES TOME UNA ACCION RÁPIDA PARA AISLAR O ELIMINAR UNA FALLA, TAMBIEN ES CIERTO, QUE EL ÚNICO METODO CONOCIDO PARA PODER OBTENER UN BALANCE ADECUADO ENTRE CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD, CONSISTE EN PERMITIR QUE EL ESQUEMA ANALICE LAS**

VARIABLES DURANTE UN LAPSO DE TIEMPO  
SUFICIENTE (POR CORTO QUE ESTE SEA).

EN PROTECCIÓN EL ADJETIVO "INSTANTÁNEO" SE  
USA PARA INDICAR QUE UN ELEMENTO, O UNA  
PARTE DE UN ESQUEMA ESTÁ LIBRE DE RETRASOS  
INTENCIONALES.

## **- SENSIBILIDAD**

**ES LA HABILIDAD DE LOS RELEVADORES  
O DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION PARA  
DETECTAR TODAS LAS FALLAS QUE SE  
PRESENTAN DENTRO DE LOS LIMITES DE  
OPERACION DEL SISTEMA Y DE LAS  
CONDICIONES DE FALLA ESPERADAS**

### **CONSIDERAR:**

**GENERACION MINIMA**

**GENERACION MAXIMA**

**FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA**

## **- SELECTIVIDAD**

**HABILIDAD DE LOS RELEVADORES Y DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION PARA DISCRIMINAR ENTRE LAS FALLAS DENTRO DE LA ZONA PROTEGIDA Y LAS FALLAS EXTERNAS U OTRAS CONDICIONES DE OPERACION DEL SISTEMA.**

**LA SELECTIVIDAD TRATA DE EVITAR EL DISPARO INNECESARIO DE ALGUNOS ELEMENTOS DEL SISTEMA QUE REDUCIRIA LA CONFIABILIDAD GENERAL.**

## **- CONFIABILIDAD**

**ES UNA MEDIDA DEL GRADO DE CERTEZA  
QUE EL RELEVADOR O EL SISTEMA DE  
PROTECCION SE COMPORTARA  
CORRECTAMENTE.**

**LO DESEABLE SERIA 100% DE CONFIABILIDAD  
100% DEL TIEMPO.**

**NOS PODEMOS ACERCAR A ESTA META  
UTILIZANDO SISTEMAS DE PROTECCION  
ADECUADOS.**

EN PROTECCION LA CONFIABILIDAD TIENE  
DOS ELEMENTOS:

DEPENDABILIDAD Y SEGURIDAD

LA DEPENDABILIDAD ES LA HABILIDAD DE  
UN RELEVADOR O SISTEMA DE PROTECCION  
PARA OPERAR CORRECTAMENTE CUANDO SE  
REQUIERE.

PUEDE CONducIR A LA DESTRUCCION  
COMPLETA DE UN ELEMENTO O A UN  
COLAPSO TOTAL DEL SEI.



**ACTORES QUE AFECTAN LA**

**DEPENDABILIDAD:**

**DISEÑO DEL RELE O DEL SISTEMA DE**

**PROTECCION:**

- **CARACTERISTICA,**
- **SENSIBILIDAD,**
- **INVULNERABILIDAD A CONDICIONES  
AMBIENTALES ADVERSAS**

**DISPONIBILIDAD ( MUCHO MANTENIMIENTO**

**POCA DISPONIBILIDAD )**

**CANTIDAD Y ARREGLO DEL EQUIPO**

## **-SEGURIDAD**

**ES LA HABILIDAD DE LOS RELEVADORES O  
DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION PARA  
NUNCA OPERAR INCORRECTAMENTE.**

**PUEDE SER ADVERSAMENTE AFECTADA POR:**

- TRANSITORIOS EN TC's Y EN TP's**
- TRANSITORIOS EN CAPACITORES SERIE**
- SOBREVOLTAJES POR MANIOBRA EN ALTO  
VOLTAJE O EN VOLTAJE DE CONTROL (IEM)**

**LA SEGURIDAD SE PUEDE INCREMENTAR**  
**UTILIZANDO RELEVADORES O ESQUEMAS**  
**DISEÑADOS PARA COMPORTARSE**  
**CORRECTAMENTE EN LOS AMBIENTES**  
**ELECTRICAMENTE HOSTILES DE LAS SE's**

**FIN DEL CAPITULO 1**

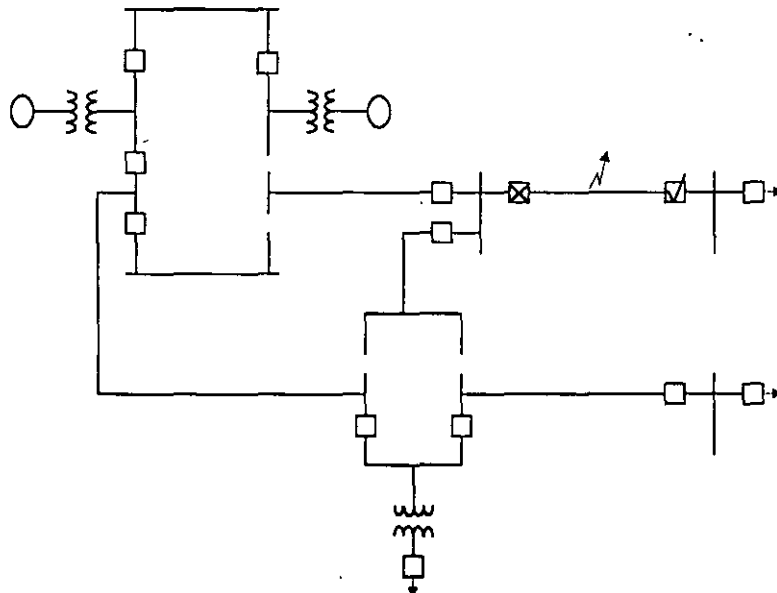
## **RESPALDO REMOTO:**

**LIBRA LA FALLA DESDE UNA SUBESTACIÓN LEJANA A DONDE HA OCURRIDO LA FALLA.**

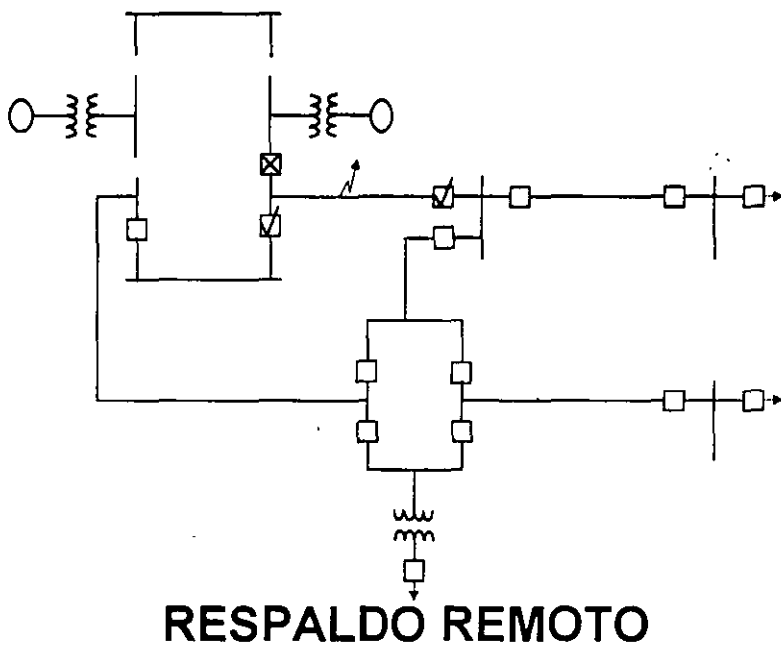
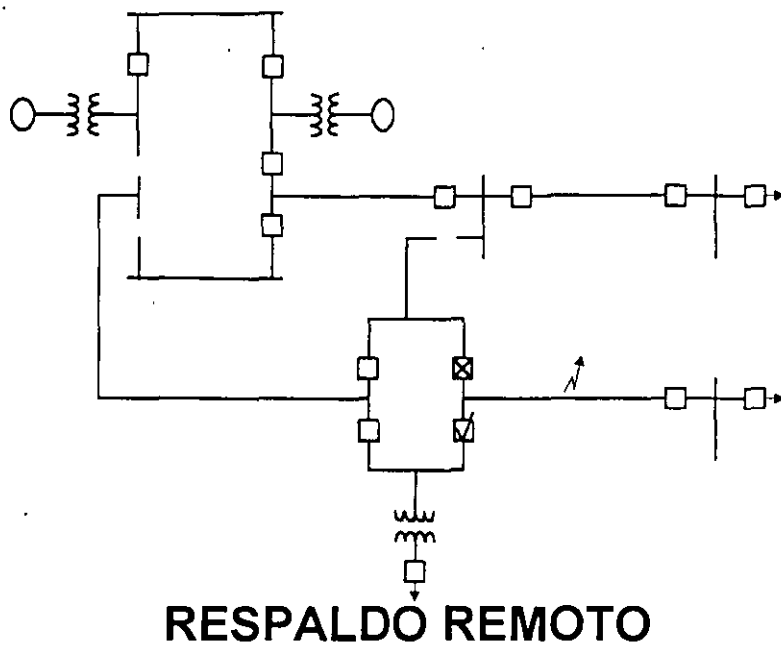
- **DISPARA MÁS ELEMENTOS DEL SISTEMA QUE LOS NECESARIOS**
- **GRANDES TIEMPOS DE RESPALDO**
- **SE DIFICULTA EL AJUSTE DE LOS RELÉS REMOTOS DEBIDO AL INFEED**

## **RESPALDO LOCAL:**

**LIBRA LA FALLA EN LA MISMA SUBESTACIÓN DONDE HA OCURRIDO LA FALLA.**



**RESPALDO REMOTO**





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA**

**TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL  
(TC'S Y TP'S)**

**CONFERENCISTA  
ING. AUGUSTO HINTZE VALDEZ  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**

## TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL (TC'S Y TP'S)

### 1.- INTRODUCCIÓN:

LOS TC'S Y TP'S SON UNA PARTE INTEGRAL DE LOS SEP'S, ESENCIALMENTE PARA MEDICIÓN Y PROTECCIÓN.

LA CAPACIDAD TÉRMICA DE BOBINAS DE VOLTAJE Y CORRIENTE DE LOS DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN Y RELÉS DE PROTECCIÓN ES DE 110 V ENTRE FASES Y .5, 1 O 5A RESP.

PROPÓSITOS PRINCIPALES DE LOS TC'S Y TP'S SON:

1.1.- REDUCIR LA CORRIENTE DE LÍNEA A .5, 1 O 5A Y EL VOLTAJE DE LÍNEA A 110V, SIENDO EL MANEJO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN MAS SEGURO

1.2.- FÍSICAMENTE AISLAN LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DEL ALTO VOLTAJE DEL SISTEMA DE POTENCIA, ESTO PERMITE LA FÁCIL OBSERVACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS DISPOSITIVOS.

### 1.2.-MARCAS DE POLARIDAD:

SI EL FLUJO PRODUCIDO POR LOS DEVANADOS ES SUSTRACTIVO, PODEMOS ASUMIR QUE CORRIENTE QUE ENTRA POR LA MARCA DE POLARIDAD DEL DENANADO PRIMARIO SALE POR POLARIDAD DEL DEVANADO SECUNDARIO.

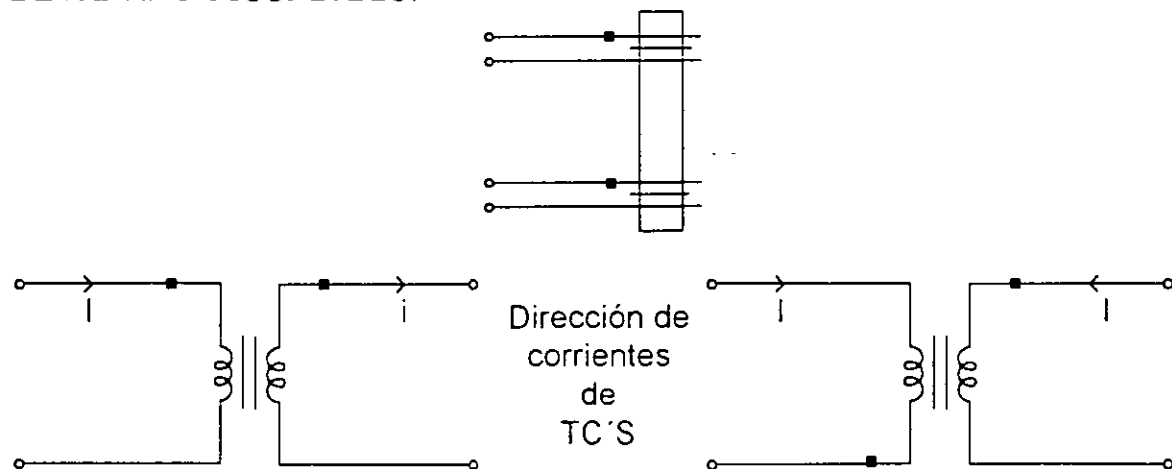




Figura 1. Diferentes Marcas de polaridad de TC'S Y TP'S.

### 1.3.-DIFERENCIA ENTRE TC'S PARA MEDICIÓN Y PROTECCIÓN.

AL SEC. DE TC'S PARA MEDICIÓN VAN CONECTADAS BOBINAS DE CORRIENTE DE AMPÉRMETROS, WATORÍMETROS VÁRMETROS, ETC., QUE MIDEN LOS PARÁMETROS DEL SISTEMA BAJO CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL DONDE NO SE EXCEDE LA MAXIMA PLENA CARGA ESPERADA.

SE REQUIERE QUE SEAN PRECISOS A BAJAS CORRIENTES Y QUIZAS SE SATUREN PARA CONDICIONES DE FALLA EVITANDO ASÍ DAÑOS AL EQUIPO DE MEDICIÓN.

CUANDO OCURRE UNA FALLA EN EL SEP LA CORRIENTE TIENDE A INCREMENTARSE Y EL VOLTAJE A CAER.

LA CORRIENTE DE FALLA PODRÍA SER DE 20 A 30 VECES LA DE PLENA CARGA PARA UN SECUNDARIO DE 5A LA CORRIENTE DE FALLA DE TIEMPO CORTO PODRÍA SER DE 100 A 150 A.

EL SEC. DE UN TC TIENE UNA CAPACIDAD CONTÍNUA DE 5A, PERO TAMBIÉN TIENE UNA CAPACIDAD DE TIEMPO CORTO DE 100 A 150 A.

EL TC DE PROTECCIÓN DEBE REPRODUCIR LA  $I_{cc}$  PARA QUE LOS RELÉS OPEREN SATISFACTORIAMENTE.

EL TC DE PROTECCIÓN ES MENOS PRECISO QUE EL DE MEDICIÓN, PERO DEBE OPERAR CORRECTAMENTE A 20 O 30 VECES LA  $I_n$  SUPERIMPUESTA EN LA COMPONENTE DE CD.

$V_{excitación\ TC\ prot} = (20\ o\ 30)\ V_{excitación\ TC\ med}$

$V = 4.44fN\phi$  ∴ el  $\phi$  en el TC de prot deberá ser de 20 a 30 veces el  $\phi$  requerido por el TC de med.

EL TAMAÑO DEL NÚCLEO MAGNÉTICO DEL TC de prot ES MUCHO MÁS GRANDE QUE EL NÚCLEO MAG DEL TC de med.

EL TC de med SE SATURA ALREDEDOR DE 1.2 LA  $I_{pc}$  Y EL TC de prot SE SATURA PARA 20 O 30 VECES LA  $I_{pc}$ .



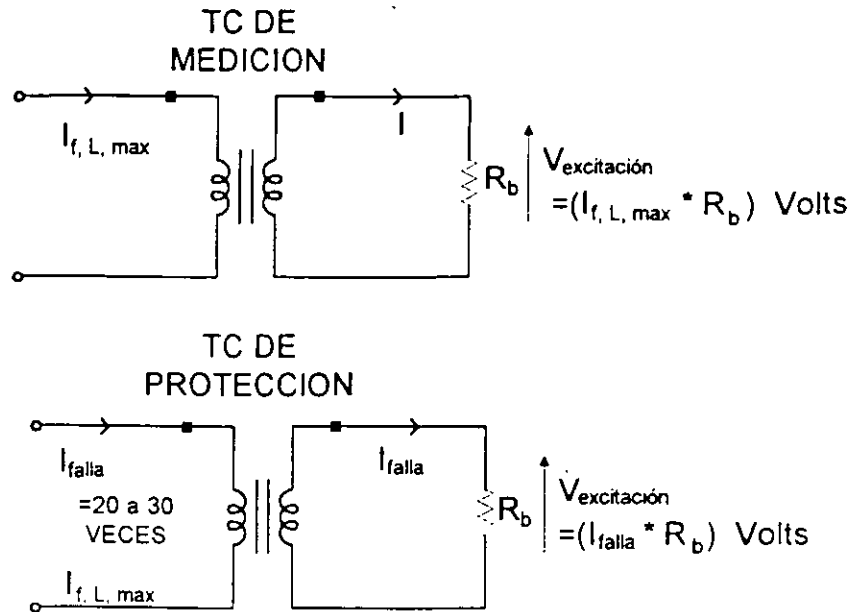


Figura 2. Transformadores de Corriente de medición y protección con carga: La relación de transformación de TC'S de medición y protección = 1 : 1

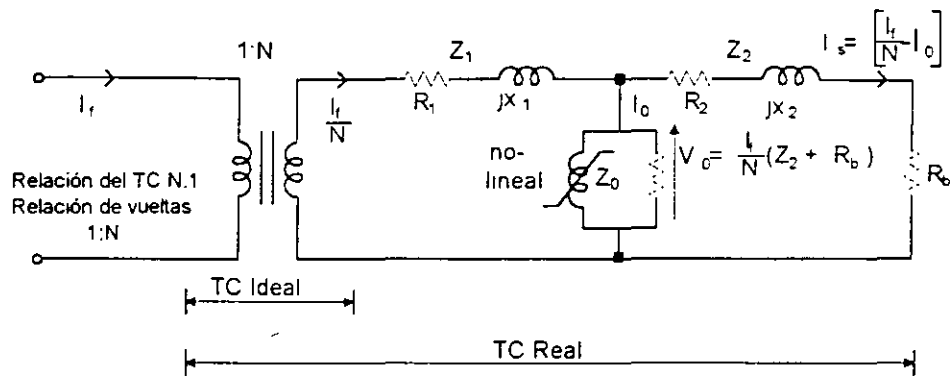


Figura 3. Circuito equivalente del TC referido al lado secundario.

TC ideal  $I_s = I_f / N$   $R_1 + jX_1 =$  Resistencia y reactancia de fuga del Dev. Prim. ref. al Sec.

TC real  $I_s = \frac{I_f}{N} - I_o$   $I_f =$  corriente de corto circuito en Amps lado línea

$V_o =$  Voltaje de excitación sec  $\cong \frac{I_f}{N} (Z_2 + R_b)$ ; despreciando  $I_o$

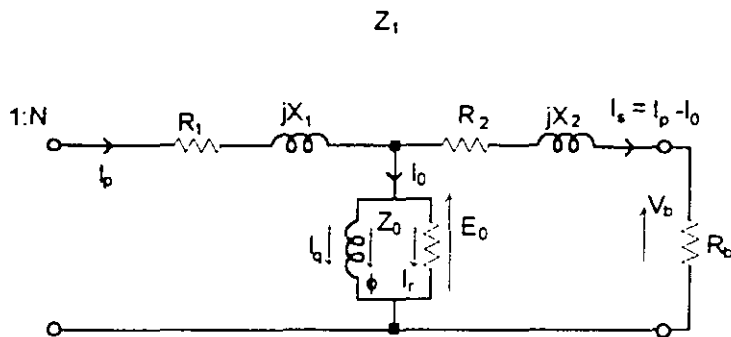
El TC real NO REPRODUCE LA CORRIENTE PRIMARIA EN AMPL Y FASE DEBIDO A  $I_o$ .

$I_o$  ES LA PRINCIPAL FUENTE DE ERRORES

$Z_o =$  IMPEDANCIA DE MAGNETIZACIÓN DEL TC REF. AL SEC

## COMPORTAMIENTO EN ESTADO ESTABLE.

$Z_0$  ES NO LINEAL DEBIDO A LA NO LINEALIDAD DEL NÚCLEO MAG.



Circuito equivalente del TC de relación 1:1

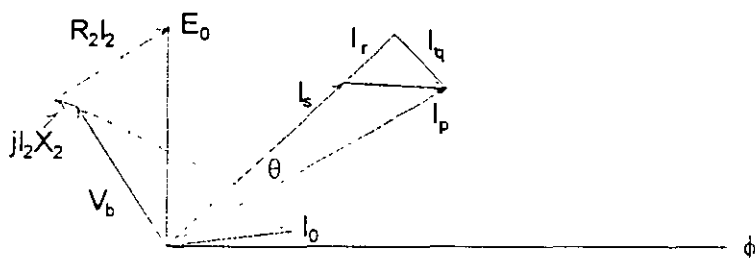


Figura 4. Diagrama fasorial del Transformador de Corriente.

$\phi$  = Flujo mutuo

$E_0$  = FEM inducida secundaria

$V_b$  = Voltaje aplicado al burden =  $E_0 - I_2 (R_2 + jX_2)$

$I_p$  = Corriente primaria

$I_0$  = Corriente de magnetización o excitación

$I_s$  = Corriente sec. =  $I_p - I_0$

$I_r$  = Componente de  $I_0$  en fase con  $I_s$

$I_q$  = Componente en cuadratura de  $I_0$

$\theta$  = Error de ángulo de fase = ángulo entre  $I_p$  y  $I_s$

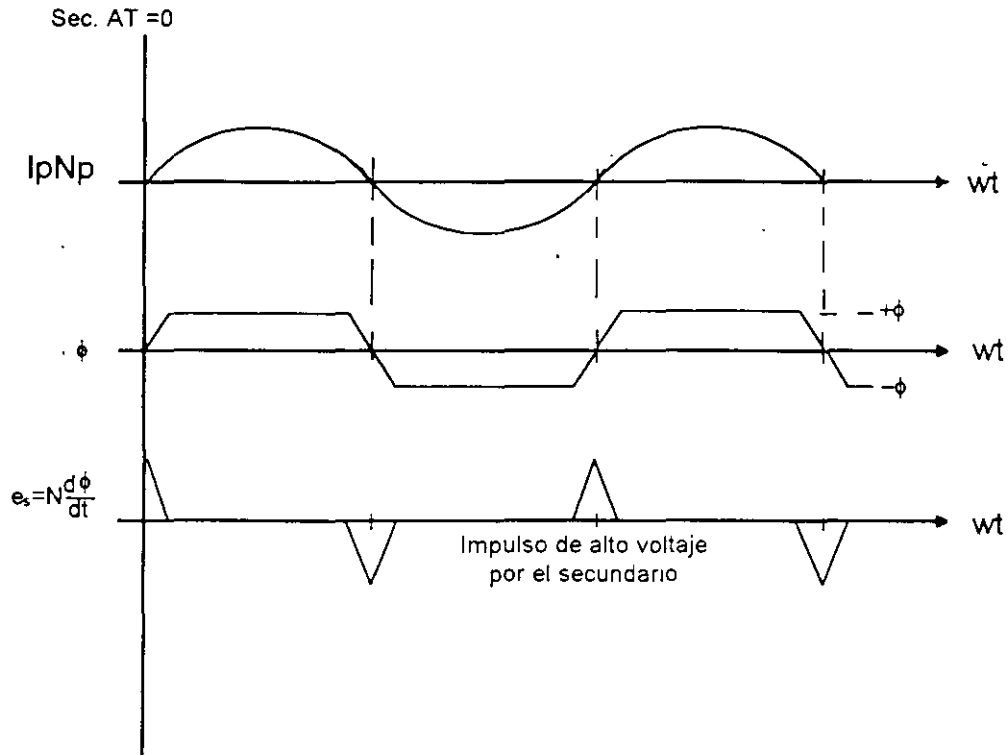
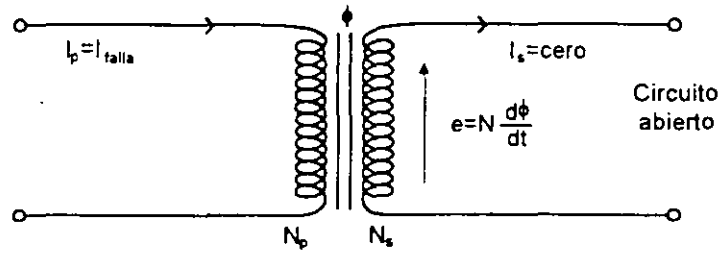


Figura 5. Secundario abierto del TC.

CUANDO SE ABRE EL SEC DE UN TC, SE PRESENTA EL FLUJO MÚTUA Y PICOS DE VOLTAJE MUY ALTOS, DAÑANDO AL CIRC. SEC.

LOS ERRORES DE RELACIÓN Y ÁNGULO DE FASE DEPENDEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE MAGNETIZACIÓN, CORRIENTE DE ENTRADA Y BURDEN

EL ERROR DE RELACIÓN O FACTOR DE CORRECCIÓN DE RELACIÓN ES LA DIFERENCIA ENTRE LAS CORRIENTES PRIMARIA Y SECUNDARIA, CORREGIDA POR LA RELACIÓN DEL TC NOMINAL.

## COMPORTAMIENTO TRANSITORIO

LA PRESENCIA DE LA COMPONENTE DE CD EN EL PRIMARIO DEL TC SATURA SU NÚCLEO Y ÉSTE NO ES CAPAZ DE REPRODUCIR LA COMPONENTE DE CA EN EL LADO SEC HASTA QUE SE "DESATURA".

LA SATURACIÓN TIENE FUERTES IMPLICACIONES EN LA OPERACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE ALTA VELOCIDAD. ÉSTOS RELÉS NECESITAN LA COMPONENTE DE CA EN EL PRIMER O SEGUNDO CICLO Y PODRÍA NO ESTAR DISPONIBLE DEBIDO A LA SATURACIÓN.

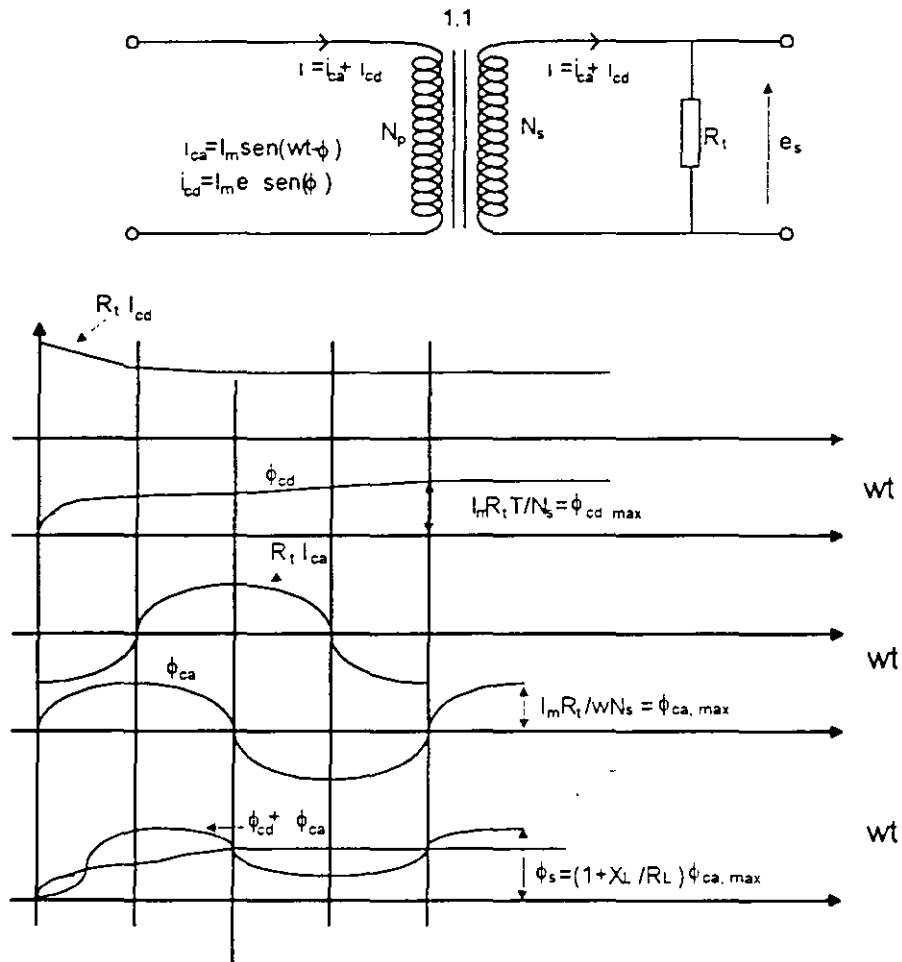


Figura 6. Efecto del offset de cd en la saturación del TC

EL EFECTO DE LA ATENUACIÓN DE LA COMP DE CD EN LA  $I_p$  DESARROLLA UN FLUJO DE VALOR CERO A UN MÁX

El TC para que no se sature debe poder con el flujo  $\phi_s = \phi_{cd} \text{ máx} + \phi_{ca} \text{ máx}$

CUANDO LA CORRIENTE PRIMARIA DEL TC AUMENTA, EL VOLTAJE DE EXCITACIÓN SEC Y CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN TAMBIÉN LO HACEN, MAS O MENOS LINEALMENTE CUANDO TODAVÍA NO SE SATURA EL NÚCLEO. SI DICHA CORRIENTE AUMENTA DEMASIADO EL NÚCLEO MAG. SE SATURA Y LA  $I_0$  SE INCREMENTA MUY RÁPIDAMENTE.

ARRIBA DEL  $V_{knee}$  ES UNA INDICACIÓN DE LA SATURACIÓN DEL TC Y  $\therefore$  SE INCREMENTAN LOS ERRORES ARRIBA DE los especificados en la clase de precisión del TC

PARA UN TC NÓ SATURADO LA  $Z_0$  ES MUY GRANDE Y LA  $I_0$  MUY PEQUEÑA.

PARA UN TC SATURADO ( $V_0 > 0 \gg V_{knee}$ ) LA  $Z_0 \rightarrow 0$  Y TODA LA  $I_p$  PASA POR LA  $Z_0$  Y LA  $I_s \rightarrow 0$ .

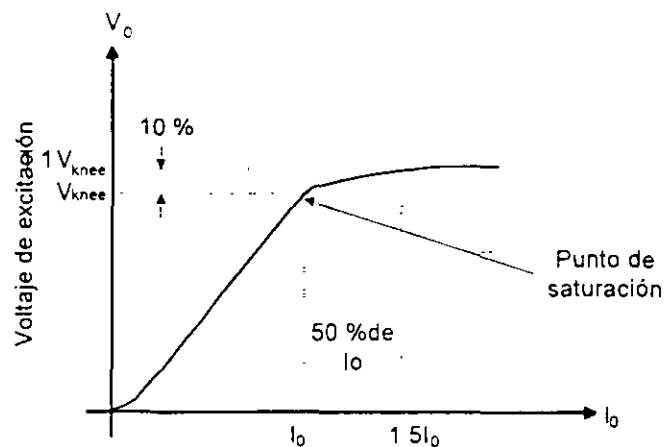
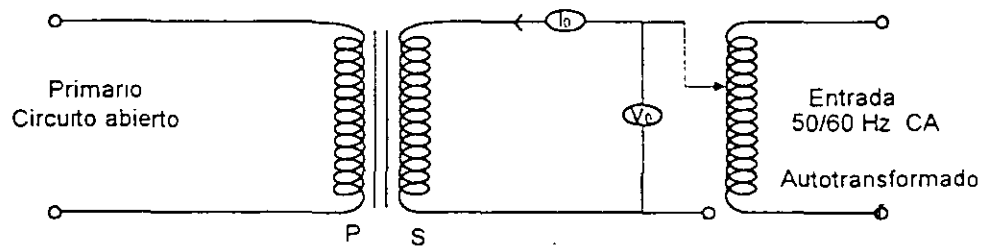


Figura 7. Características de magnetización del TC referidas al lado secundario

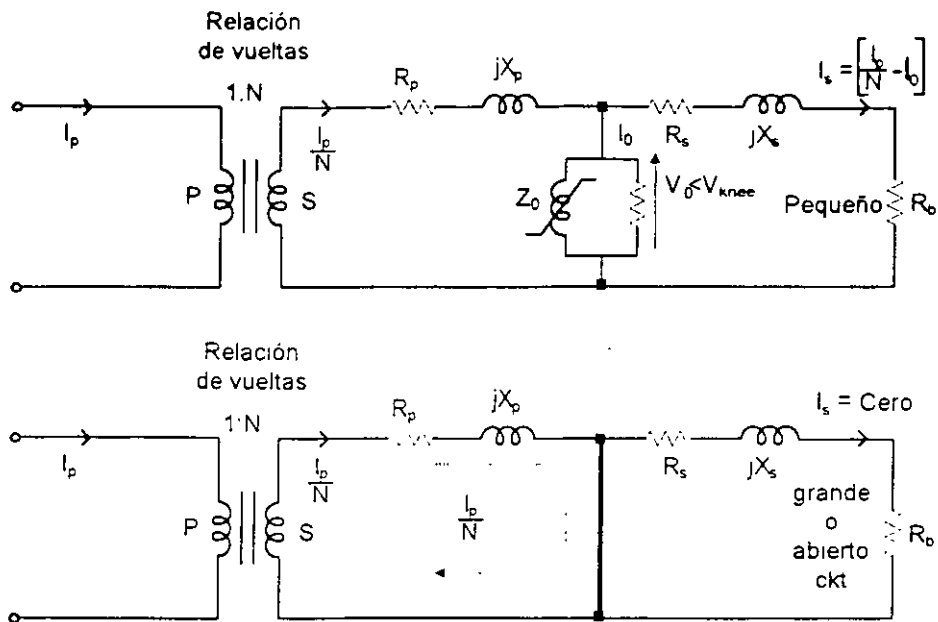


Figura 6.8 Circuitos equivalentes de TC no saturado y saturado.

$$\%ERROR = \frac{N I_s - I_p}{I_p} \times 100$$

Donde: N = Núm. de vueltas Sec / Núm. de vueltas Prim.  
 = Relación nominal del TC.

Clase de designación 10 C 400, Indica una precisión del 10% a  $V_{knee} = 400$  V.

Clase de designación 2.5 L/H 250, Indica una precisión del 2.5% a  $V_{knee} = 250$  V, L es TC toroidal de baja fuga y H Indica TC tipo devanado de alta fuga.

# TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y VOLTAJE

## INTRODUCCION.

La función de los transformadores de corriente y voltaje (normalmente conocidos como transductores) es para transformar las corrientes y voltajes del sistema de potencia a pequeñas magnitudes y para proveer aislamiento galvánico entre la red de potencia y los relevadores y otros instrumentos que son conectados a los devanados secundarios de los transductores. Las capacidades de los devanados secundarios de los transductores han sido estandarizados, para que exista un grado de intercambio entre los diferentes fabricantes de relevadores y medidores. En México, Estados Unidos y otros países, los devanados secundarios de los TC's normalmente son para 5 Amps, mientras que en Europa un segundo estandar de 1 Ampere secundario está también en uso. Los devanados secundarios de transformadores de voltaje son normalmente para 120 Volts entre fases, que equivale a 69.3 Volts de fase a tierra. Hay capacidades nominales, pero los transductores deben ser diseñados para resistir corrientes de falla (las cuales podrían ser tan altas como 50 veces la corriente de carga) durante pocos segundos, mientras que los transformadores de voltaje son requeridos para resistir los sobrevoltajes dinámicos existentes en la operación del sistema de potencia (del orden del 20 % arriba del voltaje nominal) casi indefinidamente.

Los transformadores de corriente son magnéticamente acoplados, transformadores multidevanados. Dentro de los transformadores de potencial están los divisores de voltaje capacitivo para sistemas de muy alto voltaje, también conocidos como transformador de voltaje de acoplamiento capacitivo ó dispositivo de potencial capacitivo. Los transformadores de corriente y voltaje podrían ser dispositivos sin ó con carcasa, ó podrían ser construídos dentro de los bushing de algunos aparatos de potencia (tales como interruptores ó transformadores de potencia) con su tanque a tierra.

## Conexión de los aparatos al transformador de medición.

Nota : Uno de los bornes del secundario se conecta a la cubierta del transformador para evitar los peligros que resultan de un contacto accidental del primario y secundario.

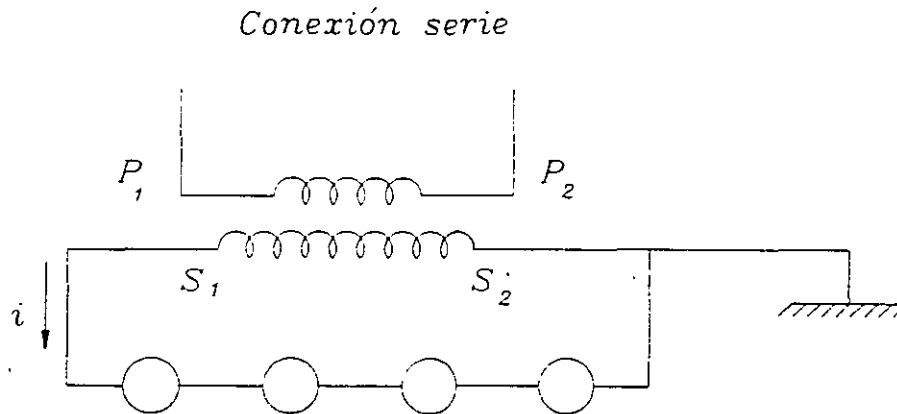


Figura No. 18

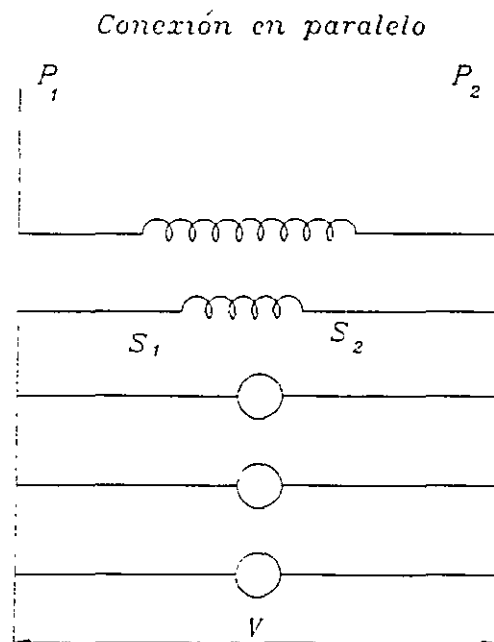


Figura No 19



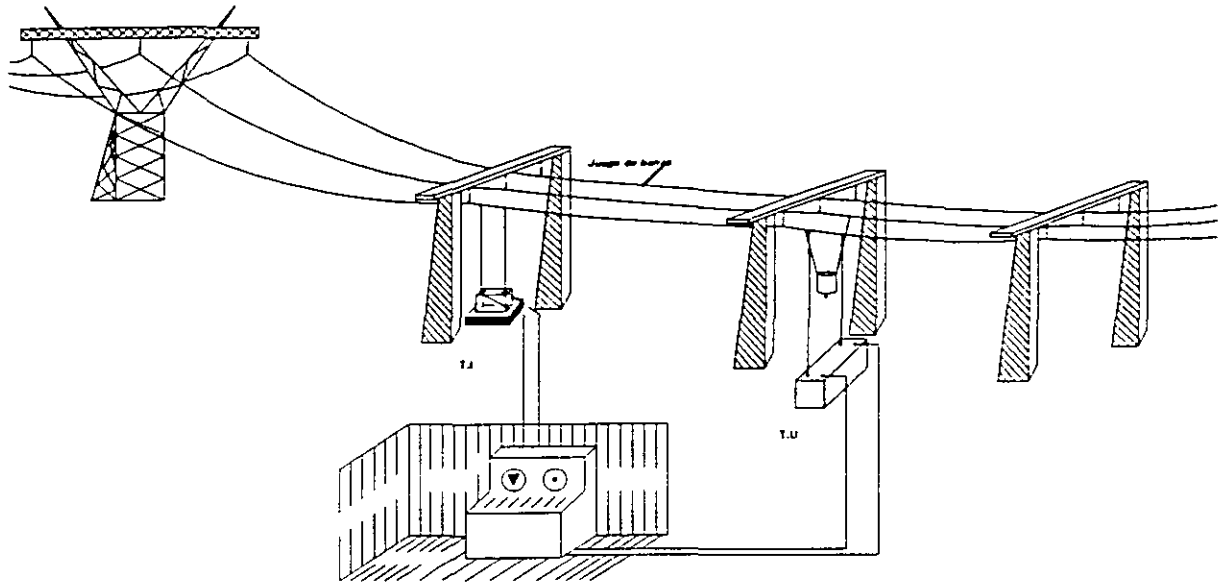


Figura No. 13: T.I ó T.C. Transformadores de intensidad o de corriente.  
T.U ó T.P Transformadores de potencial o de tensión.

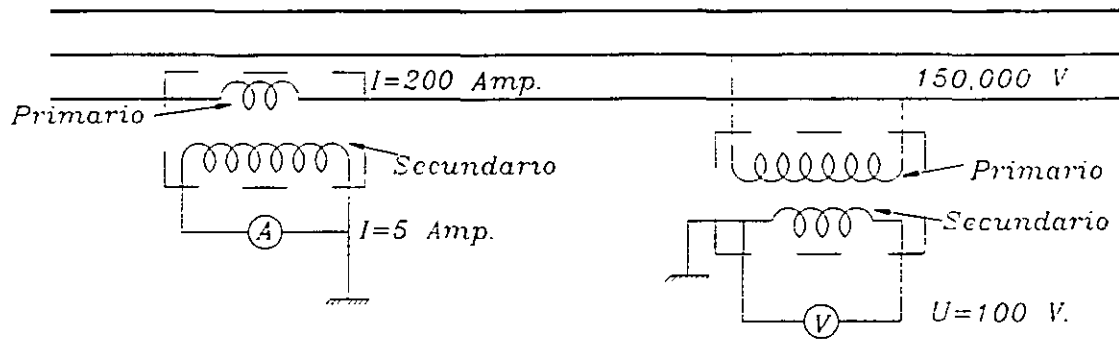


Figura No. 14 TC suministrando una corriente más débil y proporcional a la corriente por medir.

TP suministrando una tensión más baja y proporcional a la tensión por medir.

Para los dos tipos de aparatos :

- $n_1$  = Número de espiras primarias
- $n_2$  = Número de espiras secundarias
- $U_1$  = Tensión en las terminales del primario
- $U_2$  = Tensión en las terminales del secundario
- $I_1$  = Corriente en el primario
- $I_2$  = Corriente en el secundario

Relación de transformación :

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{n_1}{n_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

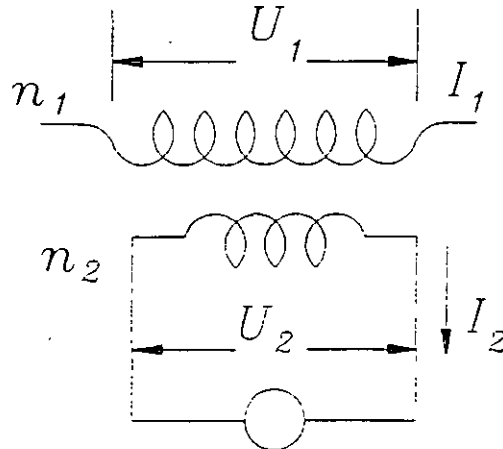
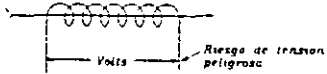
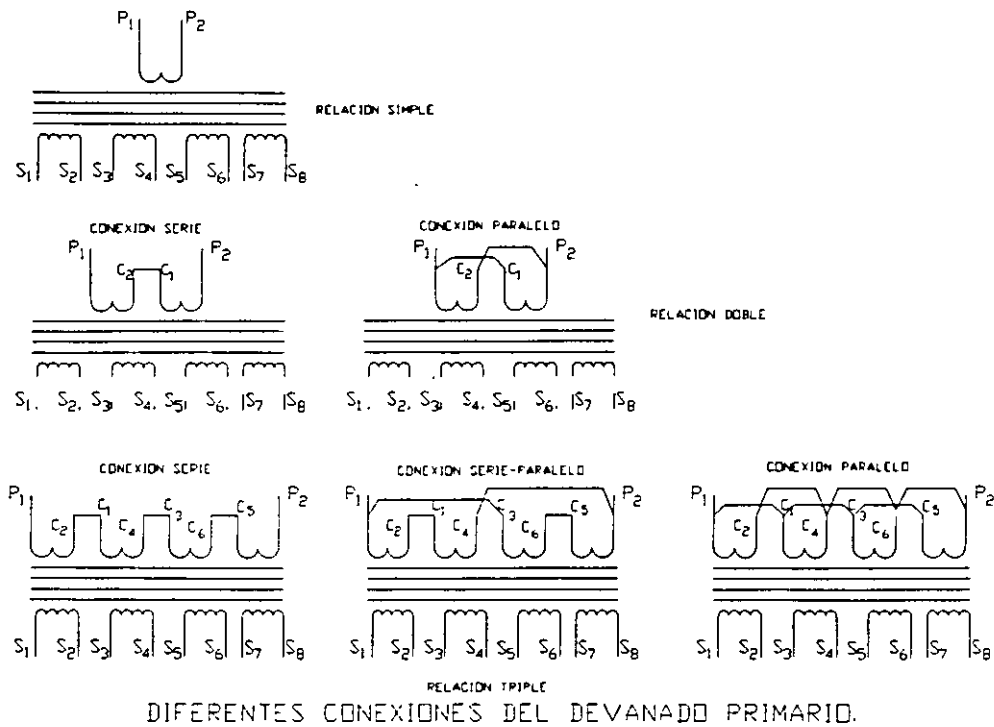


Figura No. 15

	Transformadores de intensidad.	Transformadores de tensión.
<b>Ventajas</b>	<p>Aparato de medida aislado de la red que tiene "alta tensión".  Corrientes débiles en los aparatos de medida  Aparatos de medida alejado de la red  "Baja tensión" en el aparato de medida.  Los circuitos primario y secundario están separados eléctricamente uno del otro.</p>	<p>Aparato de medida aislado de la red que tiene "alta tensión".  Aparato de medida alejado de la red.  "Baja tensión" sobre el aparato de medida.  Los circuitos primario y secundario están separados eléctricamente uno del otro</p>
<b>Precauciones.</b>	<p>Jamás debe de abrirse el circuito secundario (ponerlo en corto circuito si es necesario).</p>  <p>Escoger la potencia y precisión necesaria a las características de los aparatos alimentados  Poner a tierra uno de los bornes de salida</p>	<p>Poner a tierra uno de los bornes de salida.  Escoger la potencia y precisión necesarias a las características de los aparatos alimentados.  Jamás debe ponerse en corto-circuito el secundario.</p>

## TIPOS DE CONEXIONES DE TC's.

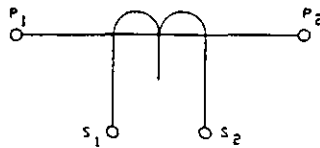


En el devanado secundario, los transformadores de corriente pueden tener dos, tres o hasta cuatro devanados con circuitos magnéticos independientes y devanado primario común.

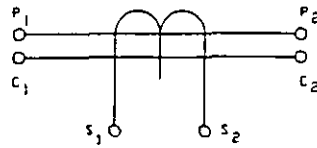
El tener circuitos magnéticos independientes, permite que se asigne una función específica a cada devanado sin que la operación de uno afecte a los otros, ya que en teoría se comportan como transformadores independientes.

Esto dá la ventaja de poder especificar algunos devanados para medición y otros para protección en forma independiente.

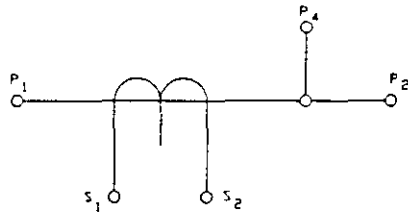
En la siguiente figura se muestran los devanados.



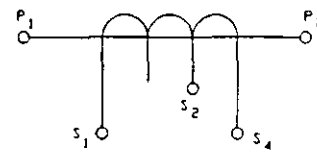
TC normal de simple relacion de transformacion, un solo circuito magnetico y un bobinado secundario



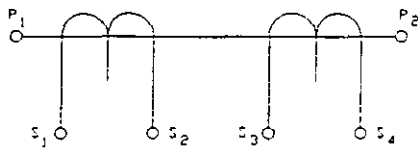
TC con un circuito magnetico y una doble relacion de transformacion, por medio de conexion serie o paralelo sobre el bobinado primario



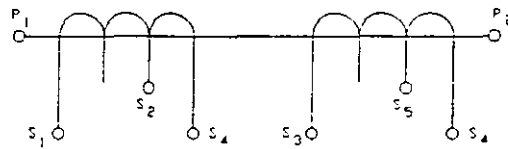
TC con un circuito magnetico y una doble relacion de transformacion, por medio de tomas sobre el embobinado primario.



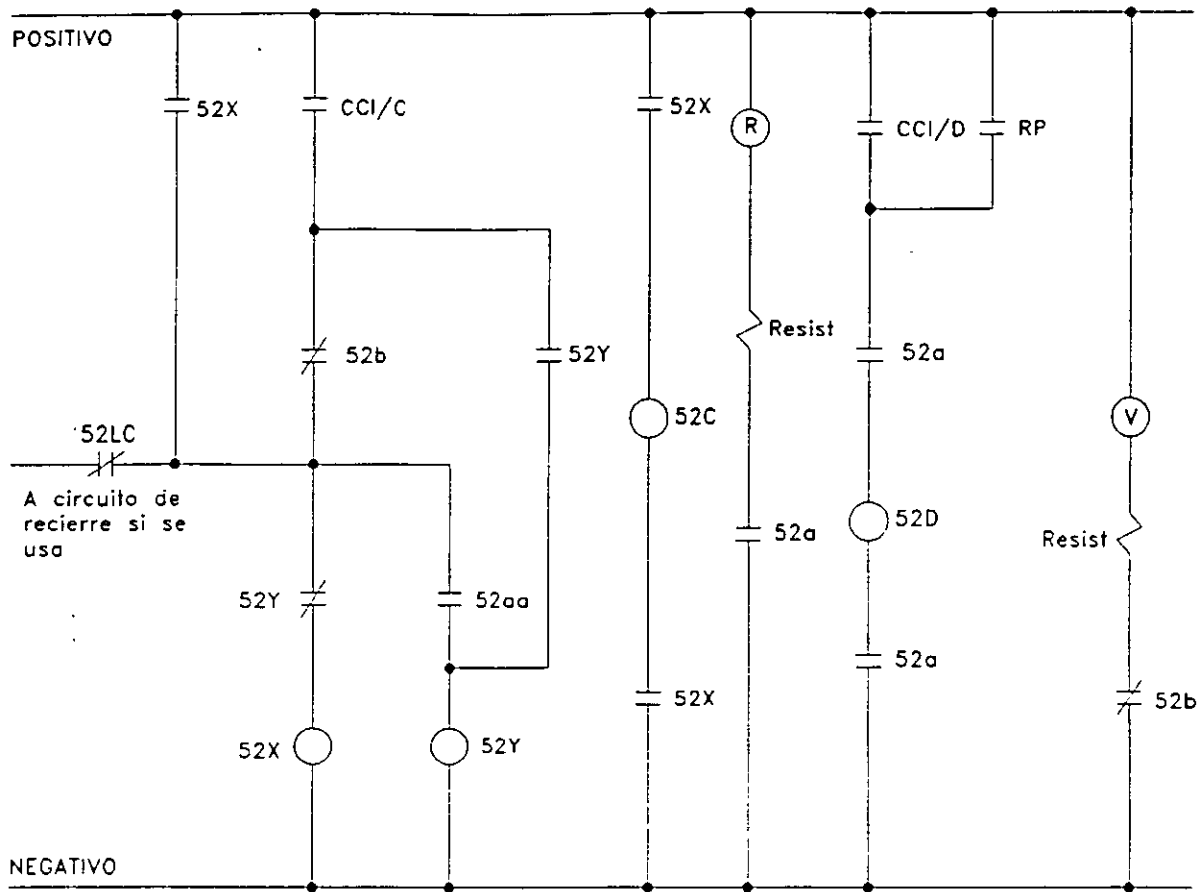
TC con un circuito magnetico y una doble relacion de transformacion, por medio de tomas sobre el embobinado **sec.**



TC con dos circuitos magneticos y una sola relacion de transformacion y dos bobinados secundarios independientes.



TC con dos circuitos magneticos, dos bobinados secundarios independientes y dos relaciones de transformacion por medio de tomas sobre los bobinados secundario.



**DIAGRAMA ESQUEMATICO DE CONTROL DE UN INTERRUPTOR**

**NOMENCLATURA**

- CC1 - Conmutador de control del interruptor, (C-Cerrar, D-Abrir).
- 52 - Interruptor, (C) Cierre, (D) Disparo, (X) Auxiliar, (Y) Aux. antibombeo, (LC) Latch check.
- R - Lampara indicadora roja.
- V - Lampara indicadora verde.

**Para interruptor de potencia BBC ELF72.5**

*2 < tiempo de cierre < 5 ciclos*

*1 < tiempo de apertura < 1.5 ciclos*



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA**

**PLANTAS TERMOSOLARES GENERADORAS DE  
ELECTRICIDAD**

**CONFERENCISTA  
M. EN I. MARTÍN BARCENAS ESCOBAR  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**



# Plantas termosolares generadoras de electricidad

G. Correa, I. Martínez, A. Lentz y R. Almanza  
Instituto de Ingeniería, UNAM  
Email: ras@pumas.iingen.unam.mx

Tres tecnologías termosolares para la producción de energía eléctrica —concentradores cilíndrico-parabólicos, torre central y platos parabólicos— son descritas en relación con la investigación que sobre el particular es hecha en el Instituto de Ingeniería de la UNAM. Asimismo, se describen algunos de los esfuerzos recientemente realizados en ese instituto, encaminados a la producción de espejos de aluminio de primera superficie.

## Introducción

Previamente a este trabajo, en los laboratorios del Instituto de Ingeniería de la UNAM se han hecho numerosos esfuerzos para desarrollar una tecnología de espejos de primera superficie que permita a México producirlos para concentradores solares y tener mayores oportunidades de aprovechar la energía solar. Actualmente, se han iniciado con éxito las investigaciones en la parte que concierne a la generación de electricidad con energía solar, mediante la producción directa de va-

por. Para ello, se han hecho modificaciones a las instalaciones de la planta solar del mencionado instituto.

El uso de plantas solares para la generación de electricidad en regiones geográficas con alta insolación constituye una opción promisoría, con numerosas ventajas desde el punto de vista ambiental. Además, la diversificación en el abastecimiento de energía es una estrategia altamente recomendable de política energética. En los últimos veinte años, la generación de electricidad con energía solar ha

sido desarrollada a diferentes escalas que van desde algunos kilovatios hasta centenas de megavatios. Destacan como las más populares tres tecnologías termosolares (figura 1):

*El uso de las plantas solares para la generación de electricidad constituye una opción promisoría*

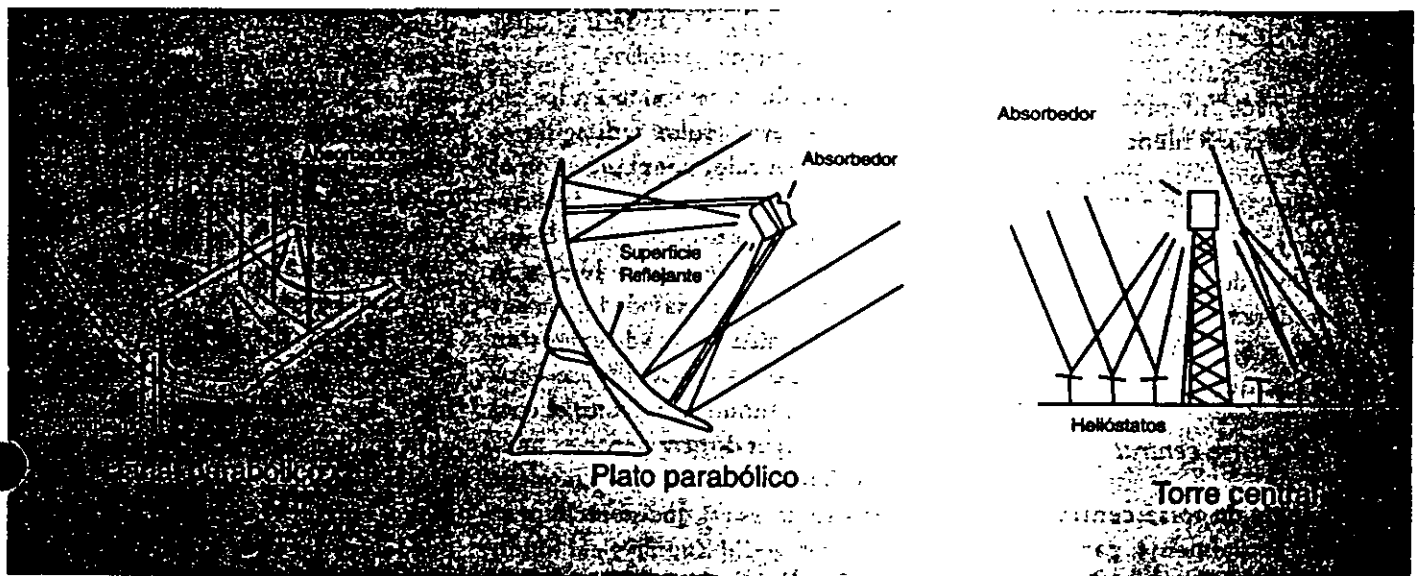


Fig 1

### Concentradores cilíndrico-parabólicos

Como puede ser apreciado en la figura, la forma de estos concentradores es parecida a la de una parábola extendida a lo largo de un eje, montada sobre un mecanismo que rastrea al Sol. La tecnología en cuestión es conocida como canal parabólico o cilíndrico-parabólico.

Estos dispositivos aumentan la intensidad de la radiación solar, al reflejarla sobre una superficie absorbente situada en el foco de la parábola, la cual recibirá solamente el flujo solar que pueda captar la apertura del concentrador. Esta concentración es lograda por medio de superficies que reflejan o refractan la radiación solar. El absorbedor o receptor puede ser un tubo recubierto de negro, con el cual se alcanzan temperaturas del orden de 300 °C; si se recubre al tubo con una sustancia con adecuado comportamiento térmico y se le rodea a su vez por otro tubo de vidrio al vacío, se pueden alcanzar temperaturas de hasta 400 °C. El equipo absorbe la energía solar y la convierte en calor, el cual es transferido al fluido térmico — que puede ser un aceite especial—. El uso de vapor de agua, como fluido térmico, está cobrando popularidad pues no provoca impactos ambientales y evita incurrir en los altos costos asociados con el manejo de los aceites especiales y los intercambiadores de calor, con la conveniencia de que posibilita el trabajo a mayores temperaturas.

La potencia que pueden alcanzar estos sistemas depende del número de concentradores. Módulos escalables de 30MW y 80MW son manejados comercialmente.

### Torre central

La tecnología de torre central es desarrollada actualmente para generar altas potencias. Consiste en un conjunto de helióstatos que reflejan la

radiación solar directa hacia una torre central, con un absorbedor colocado en la parte superior.

Los helióstatos son espejos planos —aunque también pueden presentar una curvatura— que se orientan hacia la parte superior de la torre central. Pueden tener un área de hasta 95m<sup>2</sup>, como es el caso de la planta "Solar Dos" —actualmente en funcionamiento en el desierto de Mojave en EUA—. Los helióstatos son distribuidos en un campo con un radio dos a tres veces mayor que la altura de la torre, de manera que no se hagan sombra excesiva entre sí. La superficie de estos espejos puede ser de los mismos materiales que los de los concentradores de canal parabólico; de hecho, ésa es la característica común de los sistemas fototérmicos.

Es posible lograr temperaturas que van de 500°C a 2000° C. El arreglo de sistema de torre central evita instalar la gran cantidad de tuberías que en otras circunstancias recorren grandes distancias para transportar al fluido térmico, reduciendo así pérdidas de calor. El mayor costo de este tipo de instalación corresponde a la gran cantidad de helióstatos que siguen al Sol, los cuales tienen movimiento en dos ejes, ya que el absorbedor debe ser capaz de recibir del orden de 0.5 MWt/m<sup>2</sup> de flujo de energía solar y transferir el calor con un mínimo de pérdidas.

Después de su reflexión en los espejos, la energía solar redirigida es convertida en calor por el receptor, el cual puede ser de dos tipos: de cavidad o exterior. En el primero, la luz solar entra a través de un hueco; la pared interna de la cavidad es la superficie de transferencia de calor y en ella se encuentra la tubería por donde circula el fluido de trabajo, el cual puede ser vapor directamente — aunque la densidad de energía que debe ser absorbida es tal que se recomienda manejar sodio líquido o sal fundida—. En el segundo, la tubería cubre la parte externa del absorbedor.

Existen plantas experimentales en Estados Unidos, en la Plataforma Solar de Almería, en España y en Israel.

### Platos parabólicos

El paraboloide de revolución es una superficie producida al hacer girar una parábola alrededor de su eje óptico.

Como el área del receptor es reducida, las pérdidas térmicas son pequeñas —principalmente por radiación—, por lo que generalmente no es necesario utilizar cubierta en el absorbedor para evitar efectos convectivos. En cambio, su desempeño es más sensible a las propiedades ópticas del sistema.

Al igual que con la tecnología de torre central, el flujo de radiación puede entrar por un hueco en el receptor y calentar al fluido de trabajo que se encuentre circulando en su interior. Otro arreglo genera in situ la electricidad mediante un motor/alternador integrado junto con el absorbedor. El motor Stirling es el que ofrece la mayor eficiencia de conversión, con un límite máximo de 45%. Pueden obtenerse potencias que van desde 7 hasta 50kW, en función del tamaño del concentrador.

La superficie óptica y reflectora puede tener diferentes formas, dependiendo del tamaño de la parábola y las necesidades. Puede tener desde varios espejos orientados a diferentes ángulos — que dependen de su ubicación—, de tal forma que den la geometría parabólica; hasta membranas de acero con deformación plástica o membranas plásticas aluminizadas y tensadas con ayuda de un ligero vacío para asegurar su especularidad.

Por sus características, esta tecnología es considerada apropiada para aplicaciones energéticas en pequeña escala o en sistemas aislados. Sin embargo, con un gran número de platos, puede ser factible para actividades que requieran importantes flujos de energía.



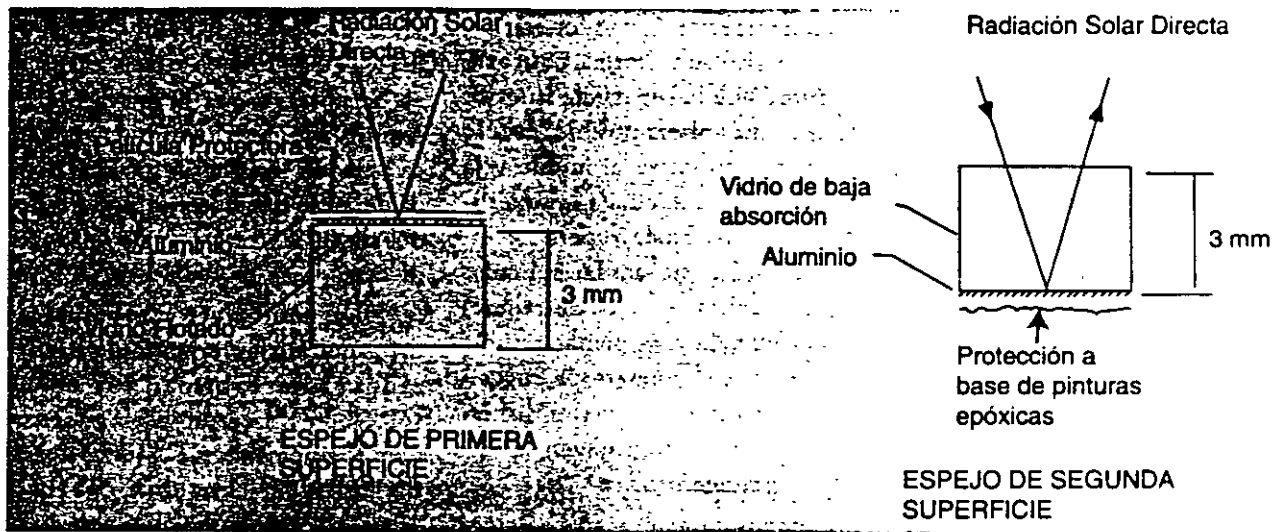


Fig 2

### Espejos de aluminio de primera superficie

En los Institutos de Ingeniería y de

*En los institutos de Ingeniería y de Física de la UNAM se investiga para producir espejos de aluminio de primera superficie*

hace posible la elaboración de espejos de áreas grandes, con películas más homogéneas y resistentes, a bajo costo; de ahí su gran difusión e importancia en la deposición de todo tipo de películas delgadas, tanto en laboratorios de investigación como en importantes compañías industriales.

Los recubrimientos que combinan películas delgadas de metales y dieléctricos poseen una gran tradición e importancia en el campo de la óptica y de la electrónica; varían en complejidad —desde una simple capa hasta cientos de ellas, con espesores de decenas de angstroms cada una—. Son utilizados en la elaboración de cabezas magnéticas de lectura-escritura,

como protección al medio y por uso intenso (filtros, sistemas de láser, etcétera).

La erosión iónica por medio de magnetrones es otra forma de deposición de vapores, la cual tiene mucha importancia en la actualidad; se aplica para superficies de gran tamaño y en grandes volúmenes de producción, como es el caso de la producción de vidrios para los edificios de oficinas modernos. Sus ventajas son: alta duración de las películas, repetibilidad, escalamiento y facilidad de control del proceso de fabricación. No resulta tan práctica cuando se desean películas con espesores muy uniformes a lo largo de toda la superficie que requieren ser evaporadas a baja velocidad y en especial cuando se trabaja con materiales dieléctricos.

Los espejos de primera superficie consisten en dos películas: una metálica, reflectora —normalmente de plata o aluminio— y otra, altamente transparente y protectora. Ambas son depositadas en sucesión sobre un sustrato de vidrio (figura 2).

El aluminio se adhiere bien a la superficie del vidrio y no se opaca al ser expuesto al aire; por su parte, los óxi-

dos de silicio poseen una gran afinidad con la película de aluminio; constituyen, entonces, una excelente capa protectora; su espesor va de 3,000 Å a 3,500 Å.

España y Alemania son los únicos países donde existen también grupos de investigación dedicados al desarrollo de espejos de primera superficie; sin embargo, a la fecha, su experiencia en el comportamiento de los espejos bajo condiciones ambientales adversas es incipiente.

La técnica de preparación del sustrato es determinante en la durabilidad del espejo, pues una limpieza deficiente del vidrio disminuye la adherencia de la película reflejante, debido a la presencia de agentes contaminantes, y en consecuencia, acorta el tiempo de operación de los espejos.

La calidad de estos espejos tiene que ser sumamente alta, ya que tendrán que soportar condiciones meteorológicas extremas —dado que las zonas más viables para instalar una planta solar son aquellas en las que se presente una elevada insolación—. Para el caso de nuestro país, estas condiciones se reúnen en la región noroeste.

Gracias a los magnetrones se consigue fabricar espejos con alta reflejancia y escasa formación de microagujeros.

Se han realizado pruebas de intemperismo, las cuales reducen el tiempo de exposición a 2 ó 3 meses en lugar de 1 ó 2 años, tiempo que sería requerido si estuvieran expuestos únicamente al medio ambiente. Para ello, fue utilizada la cámara de intemperismo que para este fin tiene el Instituto de Ingeniería.

Los espejos fueron sometidos a diferentes condiciones:

- Ambientes húmedos
- Ciclos térmicos
- Medio salino
- Alta temperatura
- Abrasión

Su reflejancia hemisférica especular fue evaluada periódicamente por medio de un reflectómetro solar tipo SSR-ER —de la compañía Devices & Services—. Además, fue efectuada una observación directa de las condiciones del espejo.

Se ha logrado elaborar espejos durables y con propiedades ópticas convenientes. De acuerdo con los resultados obtenidos, técnicamente existe una posibilidad real y práctica de utilizar estos espejos en la construcción de una planta solar generadora de electricidad en nuestro país.

#### *Curvatura del vidrio*

Dado que los concentradores solares son de forma curva, a excepción de los helióstatos en los sistemas de torre central, es necesario fabricar espejos

con esta geometría. Para producirlos, se dio al vidrio una forma cóncava, tratando de que la superficie interior quedara lo más plana posible, con lo que el contacto entre el molde y la placa de vidrio se hacía en la superficie no utilizada. En la superficie interna fueron depositadas las películas que conforman al espejo. Se requieren superficies lo más planas posible para disminuir el número de rugosidades superficiales, las cuales dispersan la luz solar y disminuyen la eficiencia del concentrador.

La composición del vidrio cálcico-sódico utilizada es la siguiente: 67.7% de SiO<sub>2</sub>, 15.6% de Na<sub>2</sub>O, 5.6% de CaO, 4.0% de MgO, 2.8% de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, 2.0% de BaO, 1.5% de B<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y 0.6% de K<sub>2</sub>O. El vidrio utilizado es de tipo "flotado", el cual, por las características de su fabricación, cuenta con una superficie plana (más que la de vidrio elaborado con otros procesos).

La temperatura de reblandecimiento del vidrio fue preestablecida con base en el «diagrama de temperaturas de reblandecimiento» para la composición del vidrio anteriormente citada; fue seleccionado un intervalo de 530°C a 600°C. Dentro de ese intervalo se realizaron pruebas para determinar los puntos de ablandamiento de los vidrios. Como se dijo, se usaron vidrios convencionales de tipo flotado, con diferentes áreas pero de igual espesor (3 mm).

Se colocó a los vidrios entre dos soportes —uno en cada extremo— controlando el tamaño de la flecha del momento flexionante (curvatura) solamente por tiempo y temperatura; cuando éstas se salían de control, el vidrio se "escurría" hacia el fondo. Se observó que el tamaño de flecha depende casi exclusivamente de la temperatura, en tiempos cortos ( $t < 1$  hora). Al finalizar esta etapa de pruebas se llegó a la conclusión de que la mejor temperatura para doblar el vidrio flotado con las características ya mencionadas se encuentra entre

535°C y 560°C, dependiendo la curvatura requerida.

Se observó que la curvatura conseguida adquiere una forma geométrica llamada "catenaria", la cual depende del peso del material, soportado en dos de sus extremos, y de la longitud de éste.

Finalmente, fueron manejados vidrios del mismo tamaño de los utilizados para fabricar los espejos (60x30cm). Fueron reblandecidos a una temperatura de 540°C durante 15 minutos en una mufla de 40x40x80cm. Hubo que fabricar una estructura para soportarlos con ángulo de acero al carbón de 25.4 mm (1") de ancho y 3 mm (1/8") de espesor, la cual permite colocar 3 vidrios a la vez, aprovechando el espacio de la mufla.

#### **Generación de electricidad con energía solar**

Como ya se mencionó, la energía solar se concentra en los absorbedores. La tecnología de concentradores parabólicos está disponible y es la más difundida comercialmente; en ellos es calentado un aceite térmico a temperaturas de 300 °C a 400 °C. La producción de electricidad es efectuada en un subsistema de intercambio de calor donde el aceite produce vapor saturado o supersaturado. Actualmente se tienen varias plantas de este tipo en el desierto de Mojave, las cuales alcanzan en conjunto una potencia instalada de 354MWe.

**Mediante concentradores  
solares parabólicos, en el  
Instituto de Ingeniería  
fue posible generar vapor  
directamente en el  
concentrador**

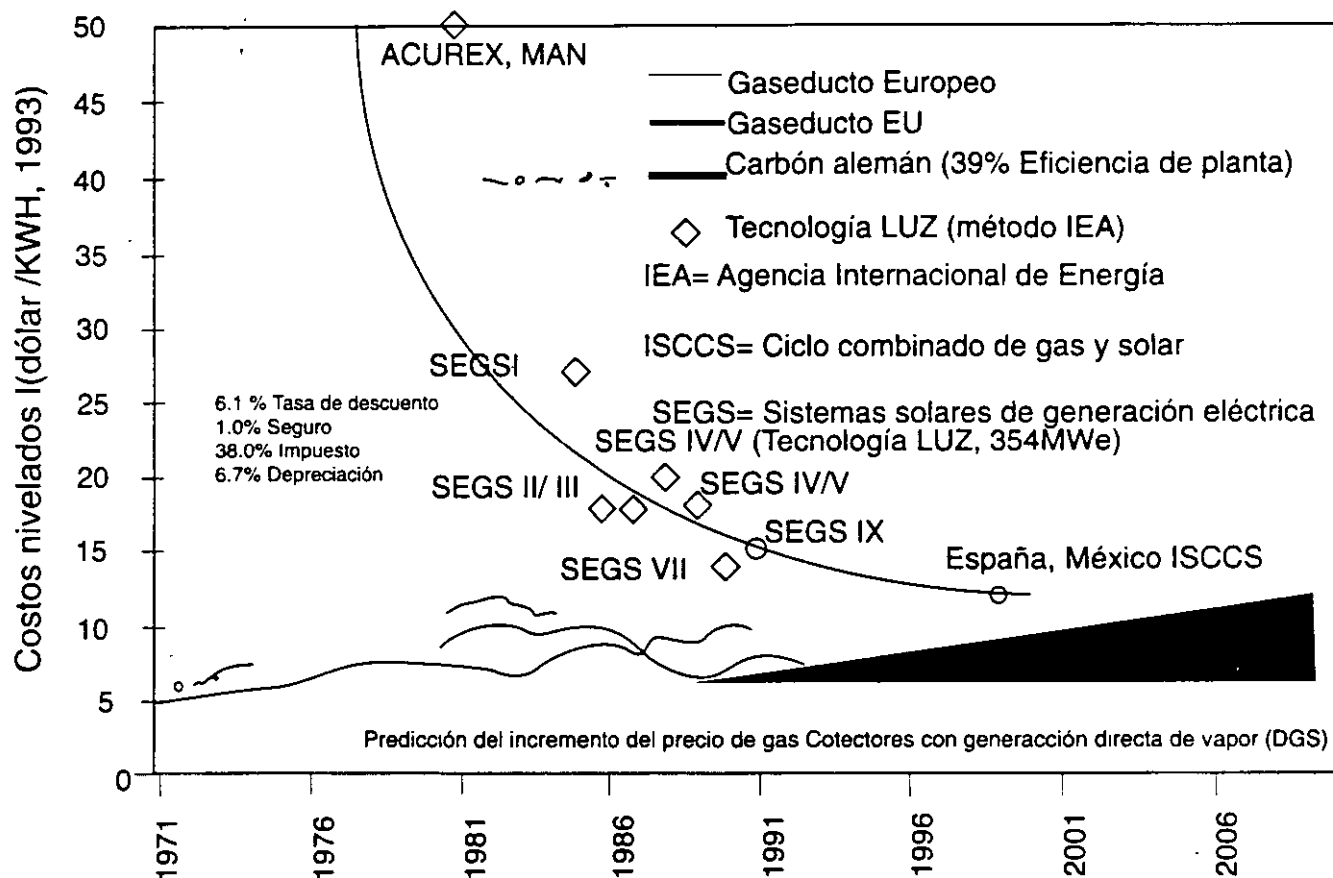


Fig. 3 Evolución de los costos nivelados de electricidad.

Mediante dos concentradores solares de este tipo, en la Planta Solar del Instituto de Ingeniería fue posible generar vapor directamente en el concentrador —en lugar de calentar algún aceite—. Para tal fin, fue necesario resolver algunos obstáculos, siendo el más difícil, la deformación de los tubos absorbentes con flujo en dos fases producida por los gradientes térmicos —de hasta 60 °C— entre la parte que recibe la radiación y la opuesta. Tales gradientes generan esfuerzos térmicos que «pandean» al tubo absorbente (6.5 cm en secciones de 2.85 m de longitud); ello ocasionó que se rompieran todos los tubos de vidrio que para reducir las pérdidas por convección y conducción al aire envuelven a los absorbentes usados.

El problema fue resuelto cambiando a los tubos absorbentes, hechos de

acero al carbón —con una conductividad térmica de 58W/m K—, por tubería de cobre tipo K —con conductividad térmica de 389W/m K—. Con este cambio se generó un flujo de vapor saturado de 38 kg/h @130°C y 2.7bar, el cual fue enviado a un motor de dos pistones (marca Stuart Swan) para convertir el contenido energético del vapor en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica a través de un alternador.

Desde hace tiempo se produce electricidad con esta tecnología; sin embargo, la generación directa de vapor es lo más novedoso, aunque en general se encuentra a nivel de modelos teóricos y de pruebas de laboratorio; se espera que antes del 2000 se tengan plantas termosolares de este tipo, las cuales, junto con sistemas de ciclo combinado —usando gas natural como combustible— podrán generar

cada kWh a un costo de alrededor de cinco centavos de dólar-US, según la Agencia Internacional de Energía (figura 3). Esto hará de la energía solar una fuente de energía competitiva para la generación de electricidad.

La planificación del abastecimiento de la demanda de electricidad es un tema complicado: por un lado, se tiene la imperiosa necesidad de desarrollo económico de la nación en la que se espera que la población llegue a 125 millones de mexicanos en el 2025, y por el otro, es necesario asignar recursos para financiar dicho crecimiento.

Con base en sus programas de expansión y análisis, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) pronostica un crecimiento en la demanda eléctrica de 5% a 6% anual, en el corto plazo. En el mejor de los casos, satisfacer esa demanda implicaría cuadruplicar la capacidad instalada de aquí

a 30 años, lo cual significa que alrededor del 2025 serán requeridos 120,000MW.

Se espera que programas de ahorro y uso eficiente de energía así como de manejo de la demanda eléctrica disminuyan esta elevada tasa de crecimiento, sin embargo, es un hecho que la capacidad instalada tendrá al menos que ser duplicada; ello implicará financiar inversiones del orden de centenas de miles de millones de dólares-US tanto para centrales como para líneas de transmisión y distribución.

Bajo el esquema convencional de desarrollo del sistema eléctrico, es decir, vía banca de desarrollo, esto resulta prácticamente imposible. Incluso, la CFE ha empezado a explorar distintos esquemas de financiamiento, como colocación de bonos en el extranjero.

El propio Banco Mundial ha dicho que, tratándose de un requerimiento generalizado en el mundo en desarrollo, simplemente no existen los recursos financieros para atacar dicho problema a la manera tradicional.

Para los productores independientes o los autoabastecedores, la definición de criterios relativos al precio de la energía es hoy en día un gran obstáculo. Esto es primordial para la venta de excedentes y la producción total. Actualmente, la CFE no está comprando potencia sino energía, cuyo precio es determinado por la disponibilidad de las plantas, lo cual complica el esquema de la venta de excedentes, no solo a corto plazo, sino también a largo plazo, puesto que los inversionistas requieren tener cierta certidumbre sobre la rentabilidad de los proyectos. Esto es particularmente importante hoy en día con la cogeneración.

Resulta importante seguir con el desarrollo y mejora de las tecnologías renovables con el objetivo de hacer más factible su utilización acorde con los criterios económicos del mercado, los cuales, finalmente, determinan cuál energético es aprovechado a gran escala y cuál no. Son recomendables los estudios de factibilidad técnico-económicos para apreciar más claramente dónde están las desventajas, si

pueden ser superadas o si únicamente barreras de mercado son las que impiden la introducción, en este caso, de la tecnología termosolar con canal parabólico y generación directa de vapor en los tubos absorbedores.

### Bibliografía

- Considine D. (1989). *Tecnología de las energías: solar, hidráulica, geotérmica y combustibles químicos*, Vol. 5. Macomb, México.
- Correa G. (1996). *Espejos solares para plantas fototérmicas*. Tesis de maestría en ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, México.
- Duffie J. A. y Beckman W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2a edición. Wiley, EUA.
- Winter C. J., Sizman R. L. y Vant-Hull L. L. (Ed.) (1991). *Solar Power Plants: Fundamentals, Technology, Systems, Economics*. Springer-Verlag, Alemania.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

**TEMA**

**COGENERACIÓN EN MÉXICO**

**CONFERENCISTA  
M. EN I. MARTÍN BARCENAS ESCOBAR  
PALACIO DE MINERÍA  
MAYO 2000**



# Cogeneración en México<sup>1</sup>

A. Elizalde Baltierra, J. García Peláez, M. Bauer Ephrussi y J. Quintanilla Martínez:  
*Programa Universitario de Energía, UNAM*  
*Email: juaquin@servidor.unam.mx*

En este trabajo es descrito el desarrollo histórico de los sistemas de autoabastecimiento eléctrico y cogeneración (producción simultánea de energía eléctrica y térmica) en México de 1942 a 1996. Además, es desarrollada una breve visión prospectiva de la cogeneración en nuestro país y, analizado el consumo de combustibles empleados por los sistemas de autoabastecimiento en 1993. Las emisiones contaminantes a la atmósfera son estimadas y, con ello, cuantificado el impacto ambiental de estos sistemas eléctricos en ese año.

## Introducción

En diciembre de 1992 fue modificada la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en nuestro país y fueron establecidas las bases y condiciones generales para que la iniciativa privada se incorpore a alguno de los siguientes esquemas de generación de electricidad:

- autoabastecimiento
- cogeneración
- producción independiente
- pequeña producción
- importación y exportación

El primero de ellos se refiere a la producción de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de uno o varios establecimientos asociados, en tanto que la cogeneración es la producción simultánea de energía eléctrica y térmica —útil a los procesos industriales— a partir de la misma fuente de energía primaria. Esta última forma parte de las medidas de ahorro de energía que más inversión requieren, pero de las que más beneficios económicos y medioambientales proveen a la empresa misma, al sector energético y al país en su conjunto —gracias al aumento de eficiencia que presentan los sistemas respectivos—. Con procesos de generación separados se puede llegar a eficiencias globales de 50 a 70 por ciento, mientras que con un esquema de cogeneración se pueden lograr eficiencias de 60 a 90 por ciento.

No existen intentos por establecer qué tan extendida encuentra la cogeneración en el sistema energético mexicano, ya que en las estadísticas disponibles no es hecha una clara distinción entre plantas de autoabastecimiento y de cogeneración. De 1942 a 1993, se hacían referencias únicamente a las primeras; sin embargo, se sabe

que muchas de las instalaciones operan bajo esquemas de cogeneración y para saber más se requeriría una encuesta planta por planta.

En 1992 la LSPEE marcó dicha distinción; sin embargo, fue hasta 1994 cuando fue otorgado el primer permiso ex profeso de cogeneración.

## Evolución Histórica

Como en otros países, en la industria mexicana el autoabastecimiento apareció en la primera mitad del presente siglo. Si bien dichos sistemas fueron establecidos desde esa época, sirvieron únicamente para dar seguridad de suministro eléctrico y poco para objetivos de aumento de eficiencia energética y productividad. Además, su desarrollo inicial se vio limitado debido al aumento de disponibilidad de electricidad proveniente de la red. Esta situación fue reforzada por la legislación que regulaba al sector energético, la cual encontraba —y aún encuentra— su marco jurídico fundamental en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la cual establece:

1. La propiedad de la Nación de todos los recursos naturales, entre los que son citados: «los combustibles minerales sólidos», «el petróleo y todos los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos» y los «combustibles nucleares»; además, dicha propiedad es irrenunciable (artículo 27),

2. Como tarea exclusiva de la Nación, la de «generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público» (artículo 27);

<sup>1</sup> Trabajo auspiciado por la Dirección General de la Energía (DG XVII), Comisión Europea, Red COPED.

3. Que «el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas ...manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan» (artículo 25); en las áreas estratégicas son incluidas: «...petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad; ...» (artículo 28).

Bajo esta legislación fueron establecidas dos empresas estatales: Petróleos Mexicanos (PEMEX) —para el sector petrolero— y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) —para el eléctrico—.

Dicho mandato constitucional ha implicado históricamente que, con relación a los hidrocarburos, PEMEX tiene el encargo exclusivo de todas las actividades de extracción y procesamiento, y es el único productor y suministrador en el país, de petróleo, productos petrolíferos y aquellos petroquímicos definidos como básicos. Es también, el único importador y exportador de los mismos. Similarmente, la CFE ha tenido por objetivo la prestación del servicio público de energía eléctrica.

En 1938 fue promulgada la ahora extinta Ley de la Industria Eléctrica, la cual regulaba lo relacionado a las concesiones y los permisos, entre los que figuraban los de au-

toabastecimiento eléctrico (tabla 1). Fue, sin embargo, cuatro años más tarde, —en 1942— cuando fue otorgado el primer permiso para autogenerar.

Tiempo después —en 1975— fue decretada la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en cuyo artículo 3° se dictaba lo siguiente: «No se considera servicio público el autoabastecimiento de energía eléctrica para satisfacer intereses particulares, individualmente considerados». Mientras que el artículo 36 imponía como condición indispensable para el otorgamiento de los permisos de autoabastecimiento la imposibilidad o la inconveniencia del suministro del servicio de energía eléctrica por parte de la CFE.

Dicha Ley fue modificada en 1983; en su artículo 36 fueron establecidas varias excepciones a la condición antes mencionada, entre las que se encuentran: «Que con la generación de la planta de autoabastecimiento se incremente la eficiencia de transformación de energéticos primarios, con base en la producción simultánea de otros energéticos secundarios o en la utilización de fuentes de calor provenientes de procesos industriales» y «que el proceso utilizado en la generación de electricidad produzca otro u otros energéticos secundarios requeridos para la satisfacción de las necesidades del solicitante, como vapor

Tabla. 1  
Evolución de la legislación en torno al autoabastecimiento eléctrico y la cogeneración

Nombre de la Ley o Reglamento	Fecha de aparición	Fecha de desaparición	Contempla al autoabastecimiento	Contempla a la cogeneración diferenciándola de autoabastecimiento
Ley de la Industria Eléctrica	diciembre de 1938	diciembre de 1975	si	no
Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica	agosto de 1940	octubre de 1945	si	no
Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica	octubre de 1945	mayo de 1993	si	no
Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	diciembre de 1975	vigente	si	si *
Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Autoabastecimiento	mayo de 1991	mayo de 1993	si	no
Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	mayo de 1993	vigente	si	si

\* A partir de diciembre de 1992

Fuente: Investigación del Programa Universitario de Energía (PUE), UNAM.

... bien que utilice energéticos obtenidos durante algún proceso industrial, como gas de alto horno; ... poniéndose los excedentes de electricidad a disposición de la Comisión Federal de Electricidad ...».

Esta modificación ciertamente promovió la instalación de plantas de autoabastecimiento, en especial con esquemas de cogeneración, en diversos sectores industriales —principalmente en el petrolero—.

En diciembre de 1992 fue decretada una nueva modificación que aún es válida. El artículo 3° quedó como sigue: «No se considera servicio público:

I. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;

II. La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;

III. La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;

IV. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios;

V. La generación de energía eléctrica destinada a uso de emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.»

Con este artículo y otros reformados al mismo tiempo, por primera vez el autoabastecimiento y la cogeneración fueron claramente diferenciados y definidos. El autoabastecimiento es definido como la generación de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, mientras que la cogeneración se refiere a: 1) la producción conjunta de electricidad y vapor —u otro tipo de energía térmica secundaria— o ambas, 2) la producción directa o indirecta de electricidad a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos involucrados y 3) la producción directa o indirecta de electricidad usando combustibles producidos en los procesos involucrados.

De esta forma la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) —en 1994— la Secretaría de Energía (SE) —en 1995— y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) —a partir de 1996— han emitido permisos para importación y exportación de electricidad, para autoabastecimiento, para producción independiente, para pequeña producción y para uso de la cogeneración. Dichos permisos hacen explícito el sistema que será instalado. Como ejemplo, un extracto de un permiso de cogeneración otorgado en 1994 es mostrado a continuación:

«La generación de energía eléctrica, deberá efectuarse mediante una turbina de gas con capacidad de generación de 160 MW, 200 MVA y una caldera recuperadora de ca-

lor que producirá vapor para alimentar una turbina motriz de un generador de 65 MW, 81.25 MVA, haciendo una capacidad total de 225 MW, 281.25 MVA, y 0.8 F. P., 60 C.P. S.»

Adicionalmente a las restricciones del marco legal, el Estado aplicó en los años sesenta y setenta una política de sustitución de importaciones para promover el desarrollo de la base industrial del país. La industria fue protegida con barreras comerciales y altos impuestos a las importaciones. Además, dado el control estatal del sector energético, esa política fue apoyada por precios bajos para los combustibles y para la electricidad. Ello no fomentó el uso de la cogeneración. Cuando ocurrió el choque petrolero de 1973, la industria mexicana procedió simplemente a suscribir contratos de largo plazo de suministro de combustibles y de electricidad. Esto contrastó con lo que pasaba en los países avanzados, donde los gobiernos y la industria cambiaron su rumbo hacia la mejora de la eficiencia energética y la promoción de la cogeneración.

En los últimos años aquella política fue invertida, abriendo la economía a la competencia internacional. Las barreras comerciales fueron desmanteladas y los impuestos a las importaciones bajaron a niveles muy bajos, sobre todo con la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte con los Estados Unidos de América y Canadá, y con la admisión de México a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico. Los precios internos de la energía fueron modificados a niveles internacionales; persisten algunos subsidios sólo en los sectores residencial y de la agricultura.

La eficiencia energética está finalmente siendo promovida. En particular, la promoción de la cogeneración figura predominantemente en los planes de acción de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) y del Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (FIDE).

La CONAE ha implantado, en cumplimiento de sus objetivos y para desarrollar sus funciones, diversos programas sectoriales (Mateo Treviño, en: CFE-FCE 1994); éstos son:

1. Industria
2. Cogeneración
3. Sector energético (incluye horario de verano)
4. Gobierno federal
5. Normalización

En el segundo de ellos, dicha Comisión ha diseñado una serie de programas encaminados a promover, difundir y fomentar el desarrollo de los sistemas de cogeneración en los sectores público y privado (CONAE, 1995).

En lo que respecta al FIDE, uno de sus objetivos fundamentales es promover nuevas tecnologías orientadas al



ahorro de energía, así como el autoabastecimiento y la cogeneración (Mateo Treviño, en: CFE-FCE 1994). Con el objetivo de apoyar a empresas interesadas en llevar a cabo proyectos de cogeneración, este Fideicomiso otorgó financiamientos a los empresarios para la evaluación técnico-económica de sus potenciales, permitiendo con ello que pudieran contar con bases sólidas para realizar los proyectos (FIDE, 1995).

## Estadísticas de autoabastecimiento y cogeneración

### Período 1942-1993

Con la finalidad de conocer la evolución histórica del autoabastecimiento en nuestro país, el Programa Universitario de Energía (PUE) de la UNAM realizó un estudio de los permisos para autogeneración otorgados por la instancia gubernamental correspondiente entre 1942 y 1993. En ese último año, el padrón de permisionarios de autoabastecimiento, de la SEMIP —antecesora de la actual SE— contaba con un total de 4,471 permisos.

En el estudio señalado, fueron eliminados los permisos cancelados, así como los correspondientes a plantas de emergencia. En la figura 1 es mostrada la evolución de la capaci-

dad instalada de los autogeneradores, en función de los permisos otorgados de 1942 a 1993 y de 1994 a 1996, distinguiendo al autoabastecimiento de la cogeneración. En la figura 2 es ilustrado este desarrollo por tipo de planta.

En esas dos figuras puede ser observado un incremento importante a mediados de los años ochenta, motivado principalmente por la modificación al artículo 36 de la LSPEE llevada a cabo en 1983. Dicha reforma legal aumentó las posibilidades de autogenerar mediante la producción simultánea de electricidad y calor, y el aprovechamiento de fuentes de calor provenientes de procesos industriales. Además, mantuvo la atribución de la CFE —ya señalada en la Ley anterior— para disponer de los excedentes de producción de energía eléctrica.

En la tabla 2 puede observarse que el sector con mayor capacidad instalada y generación en 1993 fue el petroero, con 1,593 MW y 6,081 GWh respectivamente.

Del total de la generación de autoabastecimiento para 1993 (10 052 GWh), 94 por ciento (9 485 GWh) fue utilizado por usos de permisionarios y el seis por ciento restante (567 GWh) fue entregado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) —integrado por CFE y Luz y Fuerza del Centro (LFC)— (figura 3). 97 por ciento de esta electri-

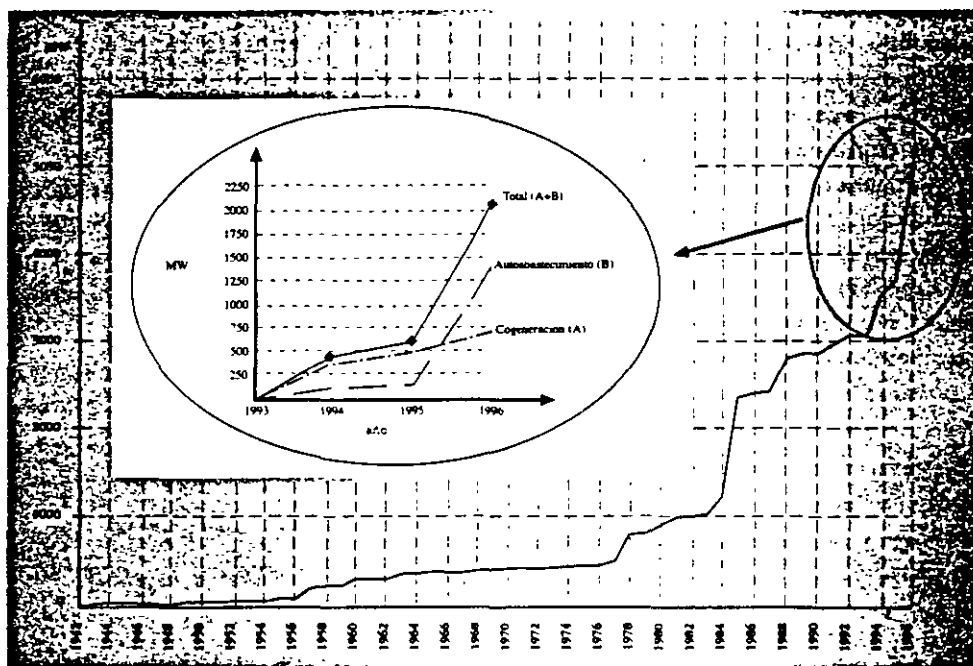
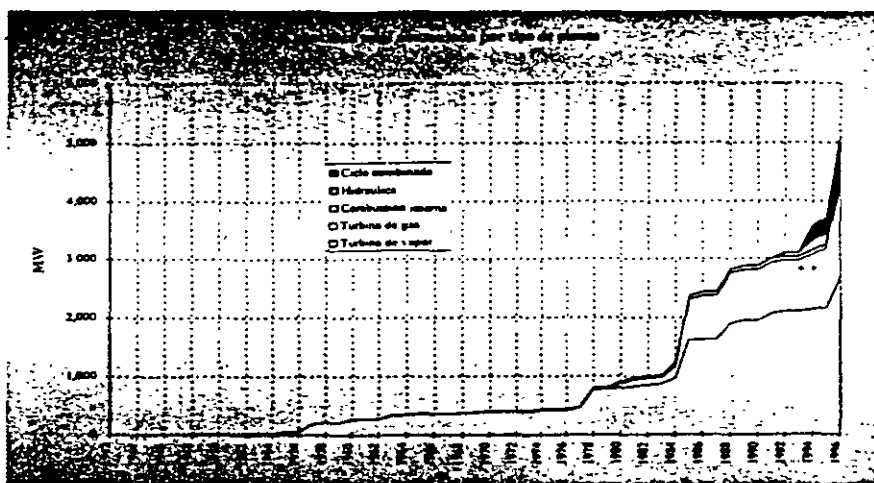


Figura. 1 Evolución del Autoabastecimiento y la cogeneración en México. Capacidad Acumulada \* en función de los permisos otorgados

\* Datos referidos al final de cada año

Nota: las cruces en la gráfica muestran los valores de la capacidad que se encontraba en operación en 1993 y 1994. El dato correspondiente a 1994 se obtuvo del Banco Nacional de Energía del año en cuestión.

Fuente: investigación del PUE con datos del Padrón de Permisionarios de Autoabastecimiento de la SEMIP.



Año	Turbina de vapor	Turbina de Gas	Combustión interna	Hidráulica	Ciclo Combinado	Total Acumulado
1942	8.9	0.0	0.2	0.0	0.0	9.1
1943	15.1	0.0	0.2	0.0	0.0	15.3
1944	15.1	0.0	1.0	0.0	0.0	16.0
1945	15.1	0.0	1.0	0.0	0.0	16.1
1946	15.1	0.0	1.0	0.0	0.0	16.1
1947	15.1	0.0	1.3	0.0	0.0	16.4
1948	19.6	0.0	2.4	0.0	0.0	22.0
1949	19.6	0.0	2.4	0.0	0.0	22.0
1950	19.6	0.0	2.4	0.0	0.0	22.0
1951	22.8	0.0	2.4	0.0	0.0	25.2
1952	28.1	0.0	6.7	0.0	0.0	34.8
1953	28.1	0.0	8.0	0.0	0.0	36.1
1954	28.1	0.0	10.0	0.0	0.0	38.1
1955	41.5	0.0	11.1	0.0	0.0	62.6
1956	51.5	0.0	12.2	0.0	0.0	63.7
1957	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	190.2
1958	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1959	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1960	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1961	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1962	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1963	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1964	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1965	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1966	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1967	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1968	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1969	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1970	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1971	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1972	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1973	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1974	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1975	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1976	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1977	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1978	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1979	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1980	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1981	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1982	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1983	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1984	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1985	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1986	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1987	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1988	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1989	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1990	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1991	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1992	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2
1993	78.0	0.0	12.2	0.0	0.0	215.2

Año	Turbina de vapor	Turbina de Gas	Combustión interna	Hidráulica	Ciclo Combinado	Total Acumulado
1969	372.8	0.0	19.2	0.0	0.0	392.0
1970	385.1	0.0	28.2	0.0	0.0	413.3
1971	385.1	0.0	28.2	0.0	0.0	413.3
1972	385.1	0.0	28.2	0.0	0.0	413.3
1973	391.6	0.0	28.2	0.0	0.0	419.8
1974	412.1	0.0	28.2	0.0	0.0	440.3
1975	412.1	0.0	28.2	0.0	0.0	440.3
1976	412.1	0.0	28.2	0.0	0.0	440.3
1977	456.4	0.0	2.4	0.0	0.0	464.6
1978	757.5	0.0	36.0	0.0	0.0	803.5
1979	773.4	0.0	36.0	0.0	0.0	809.4
1980	804.3	74.3	36.0	0.0	0.0	914.6
1981	830.6	112.8	36.0	0.0	0.0	979.4
1982	856.9	112.8	36.0	0.0	0.0	1,005.7
1983	875.4	112.8	36.0	0.0	0.0	1,024.2
1984	967.6	198.2	64.3	0.0	0.0	1,230.1
1985	1,615.7	683.5	64.9	0.0	0.0	2,364.1
1986	1,623.7	743.5	64.9	0.0	0.0	2,432.1
1987	1,623.7	743.5	64.9	0.0	0.0	2,432.1
1988	1,903.7	851.2	64.9	0.0	0.0	2,819.8
1989	1,953.7	851.2	64.4	0.0	0.0	2,874.3
1990	1,953.7	851.2	64.4	5.0	0.0	2,874.3
1991	2,072.5	851.2	64.4	0.0	0.0	2,998.1
1992	2,106.0	851.2	64.4	65.0	0.0	3,094.5
1993	2,106.0	851.2	64.4	65.0	0.0	3,094.5
1994	2,113.0	874.3	74.5	174.3	247.3	3,714.8
1995	2,169.2	999.4	76.1	174.3	294.3	3,714.8
1996	2,211.7	1,040.0	84.0	174.3	372.9	5,069.9

\* Datos referidos al final de cada año al final de cada año.  
 Nota: las cruces en la gráfica nos muestran los valores de la capacidad que se encontraba en operación en 1993 y 1994 se obtuvo del Balance Nacional de Energía del año en cuestión.  
 Fuente: Investigación del PUE con datos del Padrón del Permisionario de Autoabastecimiento de la SEMIP

Figura 2  
 Evolución del autoabastecimiento y la cogeneración en México,  
 por tipo de planta capacidad acumulada en función de los permisos otorgados

idad enviada a la red pública (549 GWh) fue proporcionada por el sector petrolero y el resto (18 GWh) por el siderúrgico (figura 4).

Si se suman la capacidad instalada y la generación de autoabastecimiento a las del SEN para 1993, se tiene que PE y LFC abarcaron 91 por ciento de la capacidad (29,204 MW) y 93 de la generación por (126,566 GWh). Por su parte, el autoabastecimiento comprende a los restantes nueve y siete por ciento en capacidad y generación, respectivamente (figura 5).

El total de la capacidad instalada y de la generación de todos los sectores en 1993 (2,813 MW y 10,052 GWh) arrojó un factor de planta de 41 por ciento (ecuación 1 y tabla 2). Este porcentaje indica que las instalaciones de los autogeneradores trabajaron con la potencia indicada en la capacidad instalada durante un período que representa 41 por ciento del año.

$$\text{Factor de Planta (\%)} = \frac{\text{Generación en el año}}{\text{Capacidad instalada} \times 8760} \quad (1)$$

Tabla. 2  
Autoabastecimiento eléctrico en México, en 1993

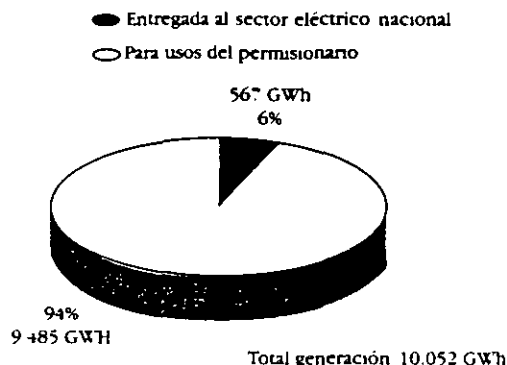
Sector industrial	Capacidad Instalada <sup>1</sup>	Generación (GWh) (A)	Factor de planta (%)	Máxima <sup>2</sup> generación (GWh) (B)	Disponibilidad de generación adicional (B-A)	Capacidad Equivalente (MW)
Petrolero	1,592.90	6,080.511	43.58	9,069.973	2,989.462	525.02
Siderúrgico	325.5	1,248.676	43.79	1,853.397	604.721	106.20
Azucarero	229.08	312.650	15.85	1,304.370	991.720	174.17
Papelero	225.30	559.028	28.32	1,282.858	723.831	127.12
Químico	134.63	596.462	50.58	766.583	170.121	29.88
Mineo	55.73	148.620	30.45	317.298	168.678	29.62
Cervecerero	40.90	205.973	57.49	232.885	26.911	4.73
Fertilizantes	26.50	75.854	32.68	150.891	75.037	13.18
Otros	192.27	824.059	51.61	1,037.845	213.786	37.65
<b>Total</b>	<b>2,812.80</b>	<b>10,051.830</b>	<b>40.79</b>	<b>16,016.100</b>	<b>5,964.267</b>	<b>1,047.47</b>

<sup>1</sup> Incluye plantas con turbinas de vapor, turbinas de gas y motores de combustión interna.

<sup>2</sup> Calculado con base en la capacidad instalada y un factor de planta de 65 por ciento.

<sup>3</sup> Calculada con base en la disponibilidad de generación adicional y un factor de planta de 65 por ciento. Incluye la planta de un grupo industrial de Monterrey y otras empresas.

Fuente: investigación del PUE con datos de los informes de generación de los permisionarios

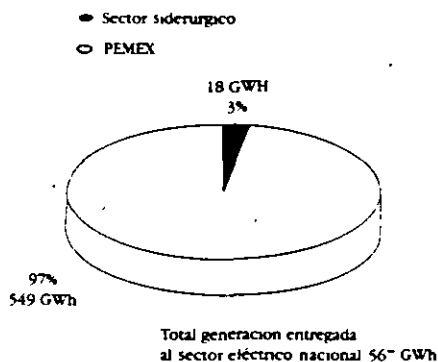


Fuente: investigación del PUE con datos de los informes de generación de los permisionarios

Figura. 3

Destino de la autogeneración en 1993

Si la capacidad instalada total para 1993 (2,813 MW) hubiera operado con un factor de planta de 65 por ciento—valor empleado comúnmente por la CFE para sus estudios en plantas térmicas convencionales—se obtendría una generación denominada «máxima» de 16,016 GWh (tabla 2). Esto nos indica que existía una disponibilidad de generación adicional de 5,964 GWh, que convertida a capacidad equivalente con un factor de planta de 65 por ciento alcanza un valor de 1,047 MW. Como conclusión de lo anterior, puede decirse que existe una capacidad disponible importante que bien puede y debe ser aprovechada y comercializada con el SEN.



Fuente: investigación del PUE con datos de los informes de generación de los permisionarios

Figura. 4

Generación entregada al sistema eléctrico nacional por sector industrial en 1993

#### Período 1994-1996

En otro estudio llevado a cabo por el PUE fueron analizados los permisos de autoabastecimiento y cogeneración otorgados por la SEMIP en 1994, por la SE en 1995 y por la CRE en 1996.

En las tablas 3 y 4 es mostrada la capacidad de generación de estos sistemas eléctricos permisionada en el período 1994-1996, por tipo de tecnología y por sector.

En estos tres años, después de las últimas modificaciones al marco legal, fueron otorgados 53 permisos en total: 31 de autoabastecimiento y 22 de cogeneración, para una

Tabla. 3  
Capacidad de generación permitida de autoabastecimiento y cogeneración en México 1994-1996, por tipo de tecnología.

Año	Tipo de Planta	Permisos otorgados	Capacidad Total (MW)	Capacidad por tipo de Tecnología (MW)				
				Turbina de vapor	Turbina de Gas	Combustión interna	Ciclo combinado	Hidráulica
1994	Autoabastecimiento	2	119.7	0.0	5.3	5.0	0.0	109.4
	Cogeneración	18	339.1	25.0	66.8	0.0	24.3	0.0
1995	Autoabastecimiento	5	6.0	0.0	0.0	2.2	0.0	1.8
	Cogeneración	7	157.5	35.7	74.8	0.0	47.0	0.0
1996	Autoabastecimiento	19	1267.1	505.0	464.2	17.4	223.5	0.0
	Cogeneración	5	136.0	9.0	120.0	1.9	5.1	0.0
Periodo 1994-1996	Autoabastecimiento	31	1390.8	505.0	469.5	24.6	223.5	111.2
	Cogeneración	22	632.6	69.7	261.6	1.9	299.4	0.0

Fuente: Investigación del PUE con datos obtenidos de la SEMIP, de la SE y de la CRE.

Tabla. 4  
Capacidad de generación permitida de autoabastecimiento y cogeneración en México 1994-1996, por sector

Año	Tipo de Planta	Grupos Industriales	Capacidad por Sector (MW)						
			Químico	Químico	Papelero	Petrolero	Aziúcarero	Miscel	
1994	Autoabastecimiento	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	0.0	2.8	
	Cogeneración	22.3	0.0	67.9	21.2	0.0	25.0	0.0	
1995	Autoabastecimiento	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	2.2	
	Cogeneración	2.9	0.0	52.4	75.3	0.0	0.0	0.0	
1996	Autoabastecimiento	24.3	250.0	21.9	0.0	66.8	0.0	2.2	
	Cogeneración	170.4	0.0	0.0	5.9	0.0	0.0	0.0	
Periodo 1994-1996	Autoabastecimiento	24.3	250.0	21.9	1.8	74.3	0.0	7.2	
	Cogeneración	192.7	0.0	120.3	0.0	0.0	25.0	0.0	

\* Incluyen servicios municipales y a los sectores alimentación y automotriz, entre otros.  
Fuente: Investigación del PUE con datos obtenidos de la SEMIP, de la SE y de la CRE

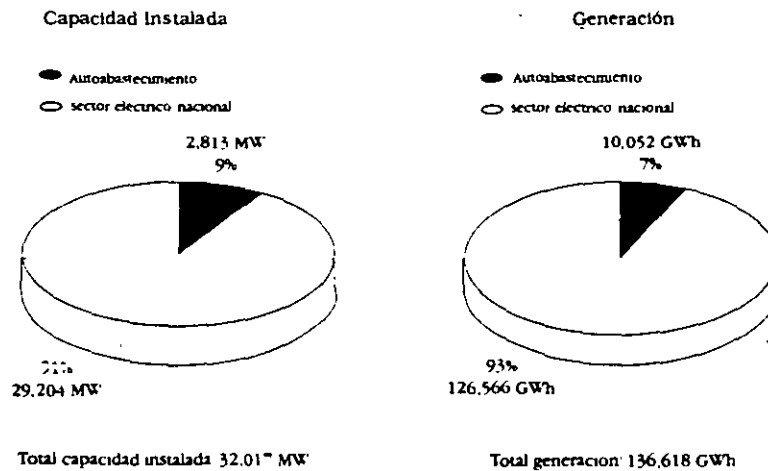


Figura. 5  
Comparación de capacidad instalada y generación entre el sistema eléctrico nacional y el autoabastecimiento en 1993

Fuente: Investigación del PUE con datos de los reportes de generación de los permisionarios y el informe de operación de la CFE en 1993

Tabla. 5  
Factores de Emisión

Fuente	CO <sub>2</sub> tonC/TJ	CO tonC/TJ	NO <sub>x</sub> tonC/TJ	SO <sub>x</sub> tonC/TJ	HC tonC/TJ	Partículas tonC/TJ
Petróleo	20.00 <sup>a</sup>					
Gasolina	19.42 <sup>b</sup>	10.6 <sup>b</sup>	0.41 <sup>b</sup>	0.067 <sup>d</sup>	0.0697 <sup>c</sup>	0.0405 <sup>d</sup>
Diesel	20.13 <sup>b</sup>	0.0625 <sup>b</sup>	1.25 <sup>b</sup>	0.672 <sup>c</sup>	0.147 <sup>c</sup>	0.440 <sup>c</sup>
Combustóleo	21.30 <sup>b</sup>	0.0143 <sup>b</sup>	0.205 <sup>b</sup>	0.14 <sup>d</sup>	0.0936 <sup>c</sup>	0.682 <sup>c</sup>
Gas natural	15.30 <sup>a</sup>	0.02 <sup>b</sup>	0.25 <sup>b</sup>	0.00876 <sup>f</sup>	0.00774 <sup>e</sup>	0.0259 <sup>f</sup>
Gas natural (calentadores)	15.30 <sup>b</sup>					
Carbón	25.8 <sup>a</sup>					
Carbón mineral	25.69 <sup>b</sup>	0.01 <sup>b</sup>	0.71 <sup>b</sup>	0.512 <sup>c</sup>	0.00534 <sup>e</sup>	
Biomasa	15.30 <sup>a</sup>					

a Greenhouse Gas Emissions The Energy Dimension, OECD/IEA, 1991, P.64

b Green house Gas Emissions: the Energy Dimessions, Tables E-1A, E-2 and E-3 OECD/IEA, 1991, pp 179-181.

c Environmental Biology, Altman Philip (e d.) Bethedsa: Federation of American Societies for Experimental Biology, 1996, p. 271

d Cálculo propio, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, 1991.

e Magar, R. La contaminación en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, Dynamis, Quintanilla, J. y A. Rojas (eds.), Programa Universitario de Energía, UNAM, México, enero-febrero, 1991, p.5

f CFE, comunicación privada.

g Environmental Effects of Electricity Generation, OECD, París, 1985, pp. 69-71

Fuente: Quintanilla 1995

Tabla. 6  
Combustibles empleados en el Autoabastecimiento\* en 1993 y sus emisiones contaminantes

Fuente	Consumo de combustibles				Emisiones**				
	millones de litros	millones de metros cúbicos	miles ton	Tj	Co <sub>2</sub> miles de	CO tonC	Nox ton	Sox ton	HC ton
Diesel	184.78			7048.77	141.89	440.55	8810.96	4736.77	1036.17
Combustóleo	310.82			34111.53	726.58	487.79	6992.86	48097.26	3192.84
Gasóleo***	27.800			1060.39	21.35	66.27	1325.49	712.58	155.88
Gas natural		2588.95		91701.39	1403.03	1834.03	22925.35	803.30	709.77
Gas LP	60.92			1646.23	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Bagazo de caña			29.99	211.61	4.49				
Gas de alto horno		1490.18		4554.53	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gas de coque		75.13		1321.14	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<b>TOTAL</b>				<b>141655.58</b>	<b>2297.33</b>	<b>2828.64</b>	<b>40054.66</b>	<b>54349.91</b>	<b>5094.65</b>

\* Se incluyen todos los sectores industriales con excepción de una de las cuatro empresas subsidiarias de PEMEX

\*\* Calculadas en base a los datos de la Tabla 1

\*\*\* En el cálculo se tomó el poder calorífico y el factor de emisión del diesel

Poderes caloríficos empleados: diesel 1418660 Kcal/bl, combustóleo 1597681 Kcal/bl, gas natural 8460 Kcal/m<sup>3</sup>, gas LP 10262.3 Kcal/ton, bagazo de caña 1684990 Kcal/ton, gas de alto horno 30 Kcal/m<sup>3</sup>, gas de coque 4200 Kcal/m<sup>3</sup>. (Balance Nacional de Energía 1993)

TJ= TeraJule=10<sup>12</sup>J

n.d.= no disponible

Fuente: Investigación del PUE con datos de los reportes de generación de los permisionarios

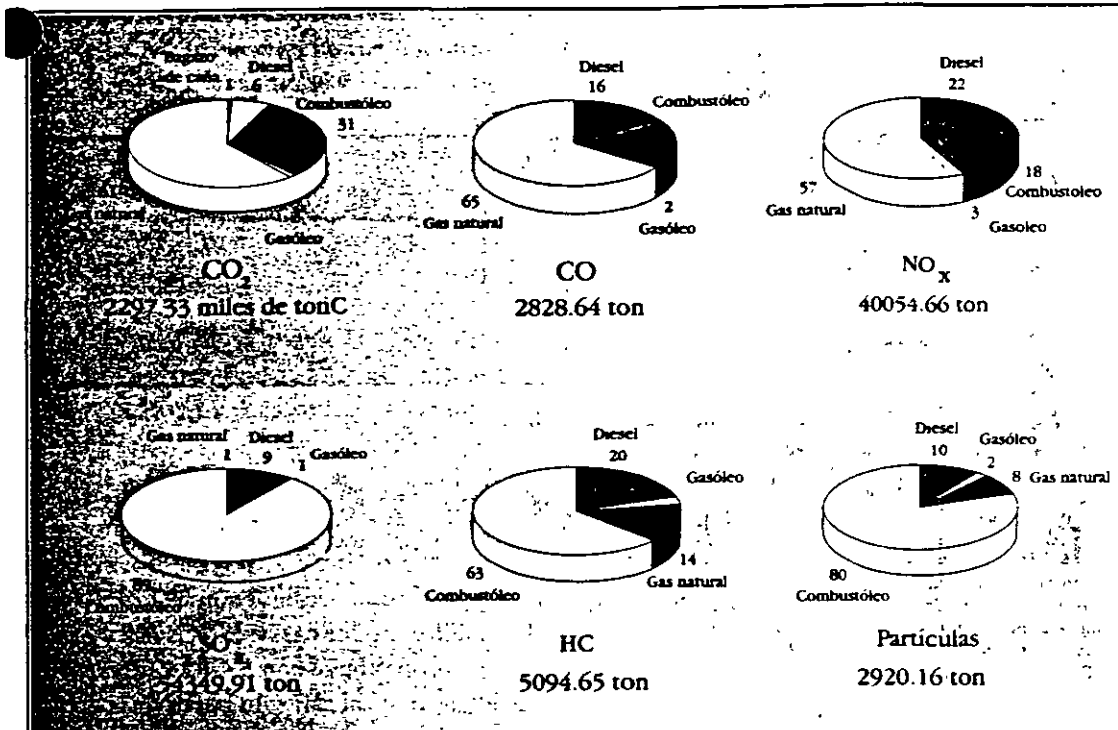


Figura 7. Participación en las emisiones contaminantes por combustibles, en por ciento

Fuente: Investigación del PUE con datos de los reportes de los permisionarios

Tabla 7. Emisiones contaminantes por MWh generado en el autoabastecimiento en 1993

CONTAMINANTE	EMISIONES CONTAMINANTES POR MWh GENERADO					TOTAL
	DIESEL	COMBUSTOLEO	GASOLEO	GAS NATURAL	BAGAZO DE CAÑA	
CO <sub>2</sub> (kgC)	18.67	95.61	2.81	184.62	0.59	302.30
CO (kg)	0.06	0.06	0.01	0.24		0.37
NO <sub>x</sub> (kg)	1.16	0.92	0.17	3.02		5.27
SO <sub>2</sub> (kg)	0.63	4.33	0.09	0.11		2.15
HC (kg)	0.14	0.42	0.02	0.01		0.59

\* Si desea expresar en kg CO<sub>2</sub>, la equivalencia es: 1kg CO<sub>2</sub> = (44/12)kg C  
Fuente: Investigaciones del PUE con datos de los reportes de generación de los permisionarios

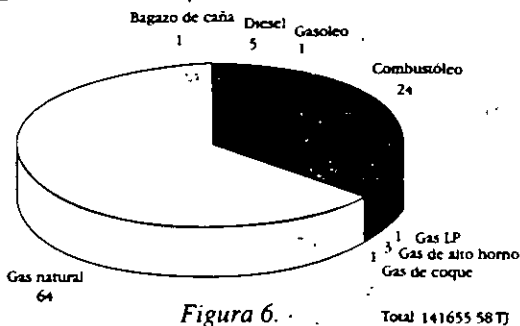


Figura 6. Participación en el consumo de combustibles, en por ciento

capacidad de 1390.8 MW (69 por ciento) y de 632.6 MW (31 por ciento), respectivamente.

En lo que toca a la tecnología, las unidades de autoabastecimiento permisionadas en el período considerado emplean principalmente turbinas de vapor (505 MW; 36 por ciento) y turbinas de gas (469.5 MW; 34 por ciento); mientras que las de cogeneración: ciclos combinados (299.4MW, 47 por ciento) y turbinas de gas (261.6 MW, 41 por ciento), principalmente. En la figura 1 puede ser apreciado que los ciclos combinados aparecen en 1994 y las plantas eólicas que aprovechan la energía del viento, en 1996 (tabla 3).

Si de la capacidad de generación permisionada en el período en cuestión es descontada aquella que emplea ener-

gía hidráulica y eólica como fuente de energía primaria, resulta un total de 1,855 MW. De esta cantidad, 72.6 por ciento (1,346 MW) emplea gas natural como fuente energética, 13.5 por ciento (250 MW), coque de petróleo, 9.7 por ciento (180 MW), carbón, 1.8 por ciento (34 MW), combustóleo y el 2.4 por ciento restante (45 MW), diesel, bagazo de caña y residuos sólidos.

En cuanto a la distribución de la capacidad permisionada entre 1994 y 1996, por sector (tabla 4), la de autoabastecimiento fue otorgada de la siguiente manera: 62.3 por ciento (866.3 MW) a grupos industriales, 18 por ciento (250 MW) al cementero, 5.3 por ciento (74.3MW) al petrolero, y el 14.4 por ciento restante (200.2 MW) a los

químico, papelerero, minero y otros. La de cogeneración se repartió de la siguiente manera: 54.5 por ciento (345 MW) a grupos industriales, 19 por ciento (120.3 MW) al químico, 15.9 por ciento (100.4 MW) al papelerero y el 10.6 por ciento restante al azucarero y otros.

*Consumo de combustibles e impacto ambiental del autoabastecimiento en 1993*

Los impactos ambientales a la atmósfera asociados a un sistema térmico de generación de energía eléctrica comprenden las siguientes emisiones contaminantes: bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx), hidrocarburos no quemados (HC) y partículas suspendidas.

Con el propósito de estimar las emisiones a la atmósfera de estos contaminantes, en el trabajo fueron empleados los factores de emisión indicados en la tabla 5.

En 1993, los autoabastecedores (son incluidos tres de las subsidiarias de PEMEX y todos los sectores industriales) emplearon gas natural (64 por ciento del consumo) combustóleo (24 por ciento) diesel (cinco por ciento) gas de alto horno (tres por ciento) y gas LP, gas de coque, gasóleo y bagazo de caña (uno por ciento cada uno), consumo que asciende a 141 655.58 Terajoules (tabla 6 y figura 6). Sobresale el gas natural como principal fuente energética, seguido por el combustóleo. Además, son incluidos tres combustibles producto de procesos industriales (bagazo y gas de alto horno y de coque de la producción de acero), los cuales conforman, al ser quemados, sistemas de cogeneración según la definición de la legislación actual.

En la tabla 6 son mostrados los combustibles y las emisiones asociadas a la generación de energía eléctrica por autoabastecimiento.

Tabla. 8  
Potencial nacional de cogeneración

Sector	Con combustible adicional (MW)	Sin combustible adicional (MW)
Industrial	5 200	9 750
PEMEX Petroquímica	1 613	3 026
Comercial	778	1 453
Total	7 591	14 229

Fuente. CONAE 1996.

En cuanto a CO<sub>2</sub>, CO y NOx, en la figura 7 puede observarse que el gas natural contribuyó a las emisiones de estos contaminantes, con 61, 65 y 57 por ciento, respectivamente; seguido por el combustóleo, con 31, 17 y 18 por ciento, respectivamente. En los casos de SOx, HC y partículas, el combustóleo contribuyó con 89, 63 y 80 por ciento, mientras que el gas natural tan sólo participó con uno, 14 y ocho por ciento, respectivamente.

Es de esperarse que en 1998, con la aplicación de las Normas Ecológicas NOM-085-ECOL-94 y NOM-086-ECOL-94 en las que son establecidos los niveles máximos permisibles de emisión de partículas SOx y NOx, entre otros, se vean modificadas, tanto la mezcla de combustibles como las emisiones asociadas.

Asimismo, en la tabla 7 son presentadas las emisiones, por MWh generado, para cada fuente de energía.

Se podrá contribuir al desarrollo sustentable mediante acciones de sustitución de combustibles y la incorporación de sistemas de cogeneración y autoabastecimiento basados en gas natural. Con la disminución de las emisiones de SOx, HC y partículas, mediante la sustitución de

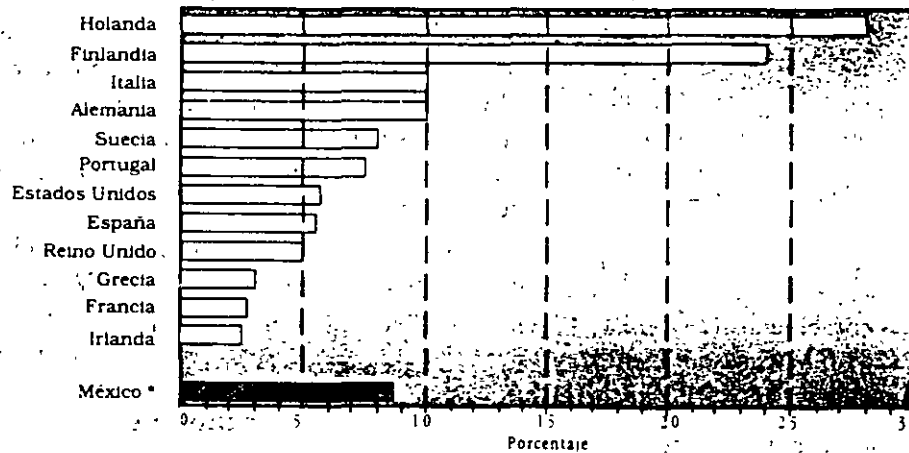


Figura. 8

Porcentaje de capacidad de cogeneración sobre potencia total instalada en países seleccionados en 1993.

\*El dato se refiere a autoabastecimiento  
Fuente: Paradinas 1995

combustible por gas natural, se incrementarán las emisiones de CO y NOx. Aquí habrá la posibilidad de diseños novedosos de quemadores y uso de reductores de NOx.

## Prospectiva de la cogeneración

### Potencial Nacional de Cogeneración

La CONAE llevó a cabo en 1995 un estudio para determinar el potencial técnicamente operable de cogeneración (Potencial Nacional y Cogeneración; PNC). El estudio incluyó a los sectores industrial y comercial, así como a las empresas de la petroquímica de PEMEX (CONAE, 1996).

La determinación del potencial de cogeneración en la industria fue basada en el consumo anual de combustibles de 1993 (gas natural y combustible) de aproximadamente 1,700 empresas industriales. Los datos del consumo de estas empresas fueron proporcionados por PEMEX y sus distribuidores de gas y combustible. El potencial de cogeneración en las instalaciones de la petroquímica de PEMEX y el correspondiente al sector comercial fue determinado con base en el informe de consumo energético del balance nacional de energía de 1993, publicado por la SEMIP (1994).

La primera estimación del potencial de cogeneración fue realizada considerando que la energía térmica — en forma de combustibles— requerida en los procesos de los sectores industrial, comercial y de PEMEX, alimenta a un sistema de cogeneración. En éste son generadas las energías eléctrica y térmica utilizadas en los procesos de los sectores considerados.

Debido a la eficiencia del sistema de cogeneración, la energía térmica generada en éste será menor que la requerida originalmente por los diferentes procesos considerados, por lo que será necesario suministrar la diferencia mediante combustible adicional —a través de un sistema de postcombustión, el cual puede ser incorporado al sistema de cogeneración o a través de los equipos actuales de conversión de energía instalados en cada uno de los sectores considerados—. La energía eléctrica sobrante o faltante será vendida o comprada a la red de CFE, según el caso.

De acuerdo con esta metodología, el potencial de cogeneración determinado para la industria es de 5,200 MW, mientras que para PEMEX es de 1,613 MW y para el sector comercial, de 773 MW. Con esta consideración, el PNC asciende a 7,586 MW (tabla 8).

En una segunda estimación del potencial de cogeneración, se consideró que el sistema de cogeneración proporcionará la totalidad de la energía térmica requerida por los diferentes procesos; es decir, sin requerir combus-

tible adicional a través de un sistema de postcombustión o sin mantener la operación de los equipos actuales de conversión de energía. Al igual que en el caso anterior, la energía eléctrica o faltante será vendida o comprada a la red de CFE, según proceda.

Con esta metodología el potencial de cogeneración determinado para la industria asciende a 9,750 MW; 3,026 MW y 1,453 MW, para PEMEX y el sector comercial, con lo que el potencial nacional de cogeneración es de 14,229 MW (tabla 8).

### Perspectivas del desarrollo de la cogeneración

Una vez presentado el PNC, el cual va de 7 586 a 14 229 MW, es conveniente analizar la forma en que este potencial puede llegar a ser desarrollado.

A finales de 1994, la capacidad instalada del SEN fue de 31,649 MW. Para el período 1995-2004, la CFE estableció la necesidad de instalar 13,039 MW para satisfacer la demanda futura (PEF, 1995). De estas adiciones, 4,008 MW ya están comprometidos y serán puestos en operación en los próximos años. La capacidad restante (9,031 MW) podría ser construída en su mayor parte por particulares bajo las modalidades autorizadas por la ley; es decir, con proyectos de cogeneración, autoabastecimiento, productores independientes y pequeños productores. Dadas las características de alta eficiencia y múltiples beneficios de la cogeneración, este tipo de proyectos es una fuente atractiva y aceptable para el SEN y podrá competir con las otras modalidades privadas de generación de electricidad antes mencionadas.

La contribución de la cogeneración en los planes de expansión del SEN en la economía de las empresas y en la preservación del medio ambiente dependerá de las condiciones económicas y financieras, tecnológicas y legales que prevalezcan en nuestro país en los plazos corto y mediano.

En la figura 8 son mostrados los porcentajes de capacidad de cogeneración respecto a la potencia total instalada de diferentes países de la Unión Europea y de los Estados Unidos de América. Para el caso de nuestro país, es mostrado el porcentaje del autoabastecimiento respecto a la potencia total instalada:

Tomando en cuenta la capacidad instalada prevista en México para 2004 —es decir, 44 688 MW— y los porcentajes presentados en la figura 8 se puede tener una idea del desarrollo de la cogeneración en nuestro país para ese año.

## Conclusiones

El desarrollo limitado del autoabastecimiento y de la cogeneración en la industria mexicana entre 1950 y 1983 puede ser atribuido principalmente a las restricciones le-



Tabla. 9  
Estrategias propuestas para fomentar la cogeneración en México

Estrategia	Tipo	Prioridad
Incrementar la disponibilidad nacional de gas natural, ya sea con inversión de Petróleos Mexicanos o privada	De supervivencia	Indispensable
Modificar el marco legal actual de manera que se especifique claramente el procedimiento para determinar la remuneración que pagará la CFE a los cogeneradores por la compra de excedentes eléctricos	De supervivencia	Indispensable
Aumentar las opciones de financiamiento que permitan llevar a cabo los proyectos de cogeneración	De supervivencia	Indispensable
Brindar mayores incentivos fiscales a las empresas que cogeneren, o en una forma más general, a aquellas que propicien un uso racional de la energía	Defensiva	Indispensable
Capacitar mano de obra nacional para llevar a cabo, en mayor medida, el desarrollo de la cogeneración	Defensiva	Alta
Planear los subsistemas de generación y transmisión de la CFE y LFC tomando en cuenta aquellas zonas geográficas con un alto potencial de cogeneración	Adaptiva	Alta
Buscar fuentes externas o internas de financiamiento para modernizar las instalaciones existentes de cogeneración	Adaptiva	Alta
Promover el envío de excedentes eléctricos por parte de los cogeneradores existentes hacia la CFE, mediante un aumento en sus factores de planta	Adaptiva	Alta
Fomentar el uso de la energía térmica no aprovechada en los procesos, o los combustibles producidos en los mismos, para cogenerar	Promotora	Alta
Aumentar la difusión y promoción nacional de la cogeneración	De supervivencia	Intermedia
Apoyar la creación de empresas cogeneratoras cuyos propietarios sean personas distintas de los operadores de los procesos que den lugar a la generación	Adaptiva	Intermedia
Promover esquemas y contratos novedosos de suministro de gas natural, de transmisión (porteo) de energía eléctrica, de adquisición de excedentes eléctricos por parte de CFE y de respaldo	Adaptiva	Secundaria
Apoyar a las empresas con potencial para cogenerar que deseen operar y ser propietarias de la planta de cogeneración	Promotora	Secundaria
Impulsar la creación de asociaciones de empresas en donde al menos una de ellas o una nueva cogenera para satisfacer las necesidades energéticas de los socios	Promotora	Secundaria

que regularon al suministro de electricidad. Con este marco, es difícil estimar la influencia de las tarifas eléctricas. Todos los sectores estuvieron más o menos subsidiados en respuesta a la política de desarrollo del país y a las preocupaciones sociales (las tarifas no son definidas por la CFE, sino por un grupo interministerial). En particular, las tarifas en el sector industrial apenas cubren los costos de producción (en 1990, esta tarifa fue de un tercio de la de los países de la OCDE y de 40 por ciento de la de los EUA —CFE, 1994—). Un ajuste de las tarifas tuvo lugar en años recientes: el cociente del precio promedio entre el promedio de los costos alcanzó 0.88 en 1993; esto es, aún por debajo del equilibrio. Es claro, sin embargo, que los cambios en la ley de 1983 y el ajuste en las tarifas promovieron el desarrollo de autoabastecimiento de la cogeneración.

Por tanto, el impacto del marco legal en el desarrollo del autoabastecimiento y la cogeneración en nuestro país se ha manifestado principalmente en un incremento en la capacidad permitida de estos sistemas eléctricos. Al analizar la evolución histórica (figura 1), puede ser observado un aumento considerable de la capacidad en los años ochenta, motivado principalmente por un cambio en las leyes. A partir de 1994, la historia se repite ya que se abre otro salto importante debido, en buena medida, a una modificación del marco legal.

Entre 1993 y el fin de la década, las inversiones programadas en centrales generadoras son calculadas en 12,000 millones de dólares; se espera que 71 por ciento de ellos provenga de financiamientos privados (CFE-FCE, 1994). El marco legal está listo y las primeras adjudicaciones ya están en proceso.

Pareciera que hasta el momento las inversiones van dirigidas más a la autosatisfacción de necesidades de energía eléctrica que al aumento de eficiencia obtenido con la cogeneración. Sin embargo, se podría esperar en los próximos años un incremento mayor de esta última, por las ventajas técnicas, económicas y medioambientales que presenta.

En cuanto a la fuente de energía primaria empleada, el uso del gas natural predominará en los siguientes años y aumentará seguramente su participación, la cual fue en 1993 de 64 por ciento, para los combustibles utilizados por estos sistemas eléctricos.

En otro estudio llevado a cabo por el PUE (Elizalde y García, 1996) fueron analizadas y jerarquizadas un conjunto de estrategias encaminadas a fomentar el desarrollo de la cogeneración en nuestro país durante los próximos tres años. Fue empleada la técnica de la Matriz DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades). En la tabla 9 son mostradas las estrategias resultantes del estudio, clasificadas por tipo y prioridad.

El desarrollo futuro de la cogeneración en los próximos años dependerá de diversos factores, entre los que pueden ser mencionados: el marco legal, la situación financiera de las empresas interesadas, las fuentes externas de financiamiento, los precios de la electricidad y de los combustibles, así como de su disponibilidad; los precios que pagará el SEN a los cogeneradores por la venta de excedentes de producción de energía eléctrica y la difusión y promoción nacional de la cogeneración.

## Referencias

- CFE (1994). *Informe anual 1993*, Comisión Federal de Electricidad, México.
- CFE-FCE (1994). *El Sector Eléctrico de México* (Danieff Reséndiz Núñez: Ed.) Comisión Federal de Electricidad-Fondo de Cultura Económica, México.
- CONAE (1995). *Informe de Labores 1990-1994*, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México.
- CONAE (1996). *Potencial nacional de cogeneración 1995*, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México.
- Elizalde A. y García J. (1996). *Cogeneración en México: debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades*, en *Memoria del Segundo Congreso Nacional de la Asociación Mexicana para la Economía Energética* (en edición), México.
- FIDE (1995). *Memorias 1990-1994*, Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, México.
- PEF (Poder Ejecutivo Federal) (1995). *Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000*, Secretaría de Energía, México.
- SEMIP (1994). *Balance Nacional de Energía 1993*, Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, México.
- Otros documentos de interés
- Pardinas F. (1995). *Introducción a la cogeneración termoeléctrica. Experiencia europea* (notas del diplomado de cogeneración). Facultad de Ingeniería, UNAM-CONAE, México.
- Quintanilla J. y Bauer M. (1995). *Projection of the Global Regional and Sectorial Energy Demand and Emissions for México*, WEC 4.3.13, Tokio.
- SE (1995). *Balance Nacional de Energía 1994*, Secretaría de Energía, México.

Alberto Elizalde Baltierra. Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Facultad de Ingeniería (FI) de la UNAM en 1994 y Maestro en Ingeniería (especialidad Planeación) graduado de la misma Universidad en 1996. En ambos casos obtuvo Mención Honorífica. Entre 1994 y 1996 colaboró en dos proyectos de investigación, "Cogeneración en México" y "La industria siderúrgica en México" en el Programa Universitario de Energía (PUE) de la UNAM. Es autor y coautor de diversos artículos y ponencias presentadas en foros y congresos nacionales. De 1996 a 1997 impartió la asignatura "Energía e Impacto Ambiental" en la FI de la UNAM. En el primer semestre de 1997 colaboró en el PUE en un proyecto relacionado con proyecciones de demanda de energía y de emisiones de contaminantes en México. Miembro del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) desde 1994. Actualmente, se encuentra en Francia realizando estudios doctorales en Economía Industrial en la Universidad de París IX-Dauphine en cohabilitación con la Escuela Nacional Superior de Minas de París.

Juan García Peláez. Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 1994. Un año antes, realizó su Servicio Social en el Departamento de Sismología e Instrumentación Sísmica del Instituto de Ingeniería de la UNAM llevando a cabo el preprocesamiento de los registros sísmicos. Entre 1994 y 1996 colaboró en dos proyectos de investigación; "Cogeneración en México" y "La industria siderúrgica en México" en el Programa Universitario de Energía de la UNAM. Es coautor de diversos artículos y ponencias presentadas en foros y congresos nacionales. Miembro del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) desde 1996. Ha participado en el desarrollo de diversos diagnósticos energéticos a empresas; y actualmente se encuentra laborando en una empresa farmacéutica de la iniciativa privada en el área de metrología y control.

Mariano Bauer Ephrussi. Es investigador Titular C en el Instituto de Física de la Universidad Nacional Autónoma de México. A partir de 1982 fue designado por el Rector como Director del Programa Universitario de Energía, cargo que ocupó hasta marzo de 1997. Cursó la Licenciatura de Física en la Facultad de Ciencias de la UNAM (1951-1956) y obtuvo el Doctorado en Física en la Universidad de Maryland, E.U.A. (1962). Su actividad profesional como investigador cubre fundamentalmente las áreas de Física Nuclear Teórica, Fundamentos de la Mecánica Cuántica y Energía y Medio Ambiente. Cuenta con 11 publicaciones en el tema de masas atómicas, 14 en el de reacciones y estructura nuclear, 3 en el de mecánica cuántica, 60 en el de energía y medio ambiente. Ha sido profesor visitante en la Universidad George Washington, E.U.A., 1965; Centro de Investigaciones Nucleares, Francia, 1971; Universidad Central de Venezuela, Venezuela, 1972; Universidad de Brown, E.U.A., 1972; Universidad Hebrea de Jerusalem, Israel, 1978; Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, México, 1980. Pertenecer a las siguientes sociedades: Sociedad Mexicana de Física, México; Academia Mexicana de Ciencias, México; Sociedad Americana de Física, E.U.A.; Academia de Ciencias de Nueva York, E.U.A.; Asociación Internacional de Economía Energética, y Asociación Mexicana para la Economía Energética, de la cual es presidente fundador (1995-1997). En 1991 recibió el reconocimiento a la "Orientación en Tecnología e Investigación" que otorga el Instituto Mexicano del Petróleo. Ha participado en numerosas reuniones internacionales. Es miembro del Comité de Planeación del Foro Científico Internacional sobre Energía, que se ha reunido anualmente desde 1977 en los Estados Unidos, Francia, Dinamarca, Unión Soviética y México; del Comité Nacional Mexicano del Consejo Mundial de la Energía (CME), asimismo es miembro electo del Comité de Estudios Internacional del CME.

Juan Quintanilla Martínez. El Dr. Juan Quintanilla Martínez obtuvo la Licenciatura en Física en la Facultad de Ciencias de la UNAM (1966), el Doctorado en Física con especialidad en Física Nuclear en la misma institución (1970) y Posdoctorado en el Centro para la Física Teórica del Instituto Tecnológico de Massachussetts (1973-1974). Fue profesor del Departamento de Física de la Facultad de Ciencias de la UNAM de 1965 a 1985, investigador en el Acelerador Tandem del Centro Nuclear de México, investigador Especial y Asesor del Instituto de Física de la UNAM, creador y coordinador de la Carrera de Ingeniería Física en la División de Ciencias Básicas de la UAM-Acapotzalco y Jefe del Departamento de Ciencias Básicas y de las áreas de Física y Matemáticas de esta última institución. Es miembro de la Sociedad Mexicana de Física, de la Asociación Internacional de Economía Energética, de la Asociación Mexicana para el Desarrollo de las Ciencias Regionales y de la Asociación Mexicana para la Economía Energética. Sus actividades de investigación se ubican en los campos de la Física Nuclear Teórica, Planificación Científica y Energética así como Energía y sus Impactos Ambientales. Actualmente y desde 1982, funge como Subdirector del Programa Universitario de Energía de la UNAM.