

**ANEXO 2 DE ORDEN DE SERVICIO N° 20: DISTRITO OLAVARRÍA**
**OBJETIVO**

Detallar las acciones operativas que ejecutará el COTDT para eliminar sobrecargas en transformadores y reponer demanda ante fallas en el equipamiento concerniente al Distrito Olavarría de Transba.

DISTRIBUCIÓN				
Administración de Redes de Operación - Ezeiza		Gerente de Región Norte		Jefe de Ingeniería de Operación
Asistente Especialista		Gerente de Región Sur		Jefe de Laboratorio Región Sur
COT - Jefatura del Centro de Control		Gestión de la Calidad		Jefe de Laboratorio Región Norte
COTDT*		Jefatura de Asistencia al Mantenimiento		Jefe de Operaciones
Dirección de Asuntos Legales y Regulatorios		Jefatura de Es. de Fallas y Normalizaciones		Jefe de Planeamiento de la Red
Director Técnico		Jefe de Adm. de Redes de Operación		Jefe de Protecciones y Control
Estaciones y Líneas		Jefe de Distrito Bahía Blanca		Jefe del COTDT
Gerente de Coordinación Técnica		Jefe de Distrito Bragado		Programación de la Operación
Gerente de Ingeniería		Jefe de Distrito Madariaga		
Gerente de Mantenimiento		Jefe de Distrito Olavarria		
Gerente de Planif. y Operación de la Red		Jefe de Distrito San Nicolás		
ESTACIONES TRANSFORMADORAS DEL DISTRITO OLAVARRIA				
*ET Azul	*ET Calera Avellaneda	*ET Las Flores	*ET Olavarría 132 kV	*ET Tandil Industrial
*ET Barker	*ET Chillar	*ET Loma Negra	*ET Olavarría 500 kV	
*ET Barker Dos	*ET La Numancia	*ET Los Teros	*ET Rauch	
*ET Brandsen	*ET La Pampita	*ET Monte	*ET Rosas	
*ET Cacharí	*ET Laprida	*ET Newton	*ET Tandil	
DISTRIBUCIÓN – OTRAS EMPRESAS				
CAMMESA				
* Distribución de copia impresa				

*Este documento se encuentra disponible en INTRANET, "Sistema de Documentos"*

## CONTENIDO

	Pág.
0) CONTROL DE CAMBIOS .....	3
1) SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES EN CONDICIÓN N .....	3
1.1 ET AZUL .....	3
1.2 ET TANDIL .....	3
2) FALLA EN TRANSFORMADORES ÚNICOS.....	4
2.1. BRANDSEN – T1BRA .....	4
2.2. TANDIL INDUSTRIAL – T1TDI .....	4
3) N-1 DE TRANSFORMADORES .....	4
3.1 AZUL – F/S T1AZ.....	4
3.2 BARKER – F/S T1BK.....	5
3.3 LAS FLORES – F/S T1LF o T2LF .....	5
3.4 MONTE – F/S T1ME o T2ME .....	5
3.5 TANDIL – F/S T1TD, T2TD o T3TD .....	6
4) ESTACIONES CON TRANSFORMADORES PROPIEDAD DEL USUARIO .....	6
4.1 REPSOL-YPF .....	6
4.2 CALERA AVELLANEDA .....	7
4.3 LA PAMPITA / LOMA NEGRA .....	7
5) FALLAS EN CORREDORES RADIALES .....	7
6) FALLAS EN GRANDES TRANSFORMADORES DE INTERCONEXIÓN CON LA RED DE ALTA TENSIÓN ...	7
6.1.F/S DEL T1OL o T2OL 500/132 kV – 300 MVA .....	7
7) FALLAS EN CORREDORES DE LA RED DE TRANSBA .....	8
7.1 DESCRIPCIÓN ÁREA COSTA ATLÁNTICA.....	8

## 0) CONTROL DE CAMBIOS

- Nueva medida a tomar ante indisponibilidad en Brandsen.
- Consideración de ET Bolivar.
- Cambios en descripción de la Costa Atlántica.
- Eliminación del punto Contingencias (7.2).
- Cambios en 1.1 y 3.1

## 1) SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES EN CONDICIÓN N

### 1.1 ET AZUL

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Vincular el T3AZ en paralelo con el transformador sobrecargado (T1AZ o T2AZ)
- (2) Cerrar el acoplador de barras poniendo todos los transformadores en paralelo.
- (3) Coordinar con la **Cooperativa de Azul** y **EDEA** la reducción de tensión. Según requerimientos de la Cooperativa se deberá mantener en 33 kV la barra **3AZA**.
- (4) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la salida de 33 kV a Tapalqué de la **ET Azul** a la **ET Saladillo**.
- (5) Solicitar a la **Cooperativa de Azul** la apertura de alimentadores de 13,2 kV internos de acuerdo a la necesidad faltante.
- (6) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es en el siguiente orden:
  1. Alimentador 6 a San Lorenzo “3SLOR6” (Coop. Azul)
  2. Alimentador 7 “3TAPA7” a Tapalque- Alvear (EDEA)
  3. Alimentador 8 “3CACH8” a Cachari (Coop. Azul)
  4. Alimentador 1 “3AZUL1” (Coop. Azul)
  5. Alimentador 2 “3AZUL2” (Coop. Azul)

### 1.2 ET TANDIL

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Poner en paralelo el transformador 2 con el 3 en ambos niveles de tensión o bien otros que se identifiquen como más convenientes para eliminar la sobrecarga.
- (2) Solicitar a la **Usina Popular y Municipal de Tandil** la transferencia de carga de 33 kV a 13,2 kV y entre los transformadores 2 y 3.
- (3) Coordinar con la **Usina Popular y Municipal de Tandil** la ejecución de cortes según la siguiente prioridad de apertura de alimentadores (\*):

1. Alimentador 7 (13,2 kV) / Alimentador 3 (33 kV)
2. Alimentador 6 (13,2 kV) / Alimentador 5 (33 kV)
3. Alimentador 5 (13,2 kV) / Alimentador 4 (33 kV)
4. Alimentador 4 (13,2 kV)
5. Alimentador 3 (13,2 kV)
6. Alimentador 2 (13,2 kV)
7. Alimentador 1 (13,2 kV)

(\*) El orden de prioridad de reconexión es inverso al de apertura.

*Nota 1: EDEA no admite reducción de tensión ya que causaría problemas en su red. La Usina Popular y Municipal de Tandil sí admite.*

## 2) FALLA EN TRANSFORMADORES ÚNICOS

### 2.1. BRANDSEN – T1BRA

Medidas a tomar ante indisponibilidad:

- (1) Coordinar con EDELAP el abastecimiento de la demanda desde su red.
- (2) Coordinar con COOPERATIVA Brandsen para que recupere la demanda desde EDELAP

### 2.2. TANDIL INDUSTRIAL – T1TDI

Solicitar a la Cooperativa Tandil la transferencia de la carga a **ET Tandil** mediante la red de la cooperativa

## 3) N-1 DE TRANSFORMADORES

### 3.1 AZUL – F/S T1AZ

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la carga de Tapalque a la **ET Saladillo**.
- (2) Coordinar con la **Cooperativa de Azul** y **EDEA** la reducción de tensión. Según requerimientos de la Cooperativa se deberá mantener en 33 kV la barra **3AZA**.
- (3) Coordinar con la **Cooperativa de Azul** el alivio de **2,5 MVA** por medio de acciones en su red.

- (4) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 4 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante la apertura de alimentadores internos de la Cooperativa.
- (5) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es en el siguiente orden:
1. Alimentador 6 a San Lorenzo “3SLOR6” (Coop. Azul)
  2. Alimentador 7 “3TAPA7” a Tapalque- Alvear (EDEA)
  3. Alimentador 8 “3CACH8” a Cachari (Coop. Azul)
  4. Alimentador 1 “3AZUL1”(Coop. Azul)
  5. Alimentador 2 “3AZUL2” (Coop. Azul)

### **3.2 BARKER – F/S T1BK**

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la carga de San Cayetano a la **ET Quequén**.
- (2) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la carga de B. Juárez a la **ET G. Chaves**.
- (3) Solicitar a **Loma Negra** el alivio de carga por medio de acciones en su planta industrial.
- (4) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 3 acciones anteriores, la misma deberá realizarse por **EDEA** en las estaciones B. Juárez y JN Fernández.

*Nota 1: No es posible reducir tensión en la barra que abastece a JN Fernández.*

### **3.3 LAS FLORES – F/S T1LF o T2LF**

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

Transferir toda la carga al transformador en servicio.

### **3.4 MONTE – F/S T1ME o T2ME**

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad del T1ME o T2ME y sobrecarga del restante transformador:

- (1) Solicitar a **EDEA** la transferencia de carga de la **ET Gral. Belgrano** a la **ET Chascomús**. Podrá solicitarse el despacho de la generación de EDEA en Gral Belgrano para evitar sobrecargas en **Chascomús**.
- (2) Coordinar con **EDEN** la transferencia de la carga de Lobos a la **ET Luján** si es que estuviera cargado.

(3) Solicitar a la **Cooperativa de Monte** la conexión de compensación reactiva dispuesta a tal fin en los siguientes módulos:

- 0,5 MVar en el alimentador **9MNTE1**
- 0,5 MVar en el alimentador **9MNTE2**
- 0,75 MVar en el alimentador **9MNTE5**
- 0,5 MVar en el alimentador **9MNTE6**

(4) **NO** se admite **reducción de tensión**.

*1 Nota 1: EDEA no admite reducción de tensión ya que le desconecta la generación distribuida que la misma dispone en Gral Belgrano.*

### **3.5 TANDIL – F/S T1TD, T2TD o T3TD**

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Transferir carga entre transformadores que quedan en servicio o bien ponerlos en paralelo.
- (2) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 2 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante solicitud de apertura de alimentadores internos de la Cooperativa.
- (3) Coordinar con la **Usina Popular y Municipal de Tandil** la ejecución de cortes según la siguiente prioridad de apertura de alimentadores (\*):

1. **Alimentador 7 (13,2 kV) / Alimentador 3 (33 kV)**
2. **Alimentador 6 (13,2 kV) / Alimentador 5 (33 kV)**
3. **Alimentador 5 (13,2 kV) / Alimentador 4 (33 kV)**
4. **Alimentador 4 (13,2 kV)**
5. **Alimentador 3 (13,2 kV)**
6. **Alimentador 2 (13,2 kV)**
7. **Alimentador 1 (13,2 kV)**

(\*) El orden de prioridad de reconexión es inverso al de apertura.

*Nota 1: EDEA no admite reducción de tensión por problemas en su red. Sí lo admite la Usina Popular y Municipal de Tandil.*

## **4) ESTACIONES CON TRANSFORMADORES PROPIEDAD DEL USUARIO**

### **4.1 REPSOL-YPF**

Hay **3 ET** asociadas a **Estaciones de Bombeo** dentro del **distrito Olavarría** y **4** en total en la **provincia de Buenos Aires**.

La pérdida total del suministro en las 4 Estaciones de Bombeo del oleoducto les trae problemas de continuidad del mismo. Pueden cortar por 1 hora como máximo.

**Aceptan alivio de carga por 3,5 MW de 8 a 10 hs de duración sin inconvenientes.**

En caso de necesitar cortar consumo en alguna de las plantas, se solicitará como primera medida telefónicamente a **Despacho Central de YPF**. Luego de un tiempo definido por TRANSBA, YPF procederá a enclavar la Estación Transformadora. Esto les permitirá acondicionar el bombeo para evitar paros imprevistos del Oleoducto.

#### **4.2 CALERA AVELLANEDA**

Tiene **30 MW** de demanda en régimen normal. Puede reducir hasta un mínimo técnico de **12 a 14 MW**.

Un corte intempestivo es muy grave porque acorta mucho la vida útil del horno. Es prioritario evitar el mismo.

#### **4.3 LA PAMPITA / LOMA NEGRA**

ET La Pampita: Debido al incremento de la potencia instalada (80 MW) en la ET La Pampita, se incorporó un automatismo de alivio de carga ante desenganche de la línea 1LTOL1.

En ET Loma Negra: La planta cuenta con Molinos, que de estar en servicio, pueden ofrecer un corte inmediato de 5MW aprox. Los hornos (demanda restante 20 a 10 MW en función del estado de los mismos) tardan 3 horas aproximadamente en lograr una parada.

### **5) FALLAS EN CORREDORES RADIALES**

No hay corredores radiales en configuración N.

### **6) FALLAS EN GRANDES TRANSFORMADORES DE INTERCONEXIÓN CON LA RED DE ALTA TENSIÓN**

#### **6.1. F/S DEL T1OL o T2OL 500/132 kV – 300 MVA**

Medidas a tomar ante la posible sobrecarga del transformador restante:

- (1) Energizar y cargar el transformador de reserva T3OL.

Ante indisponibilidad del T3OL:

- (2) Solicitar completar despacho y despachar toda la generación disponible en el área que impacte en la carga del transformador que quede en servicio (CT Barker, 9 de Julio, etc.).
- (3) Reconfigurar la ET Olavarría según los siguientes subsistemas **sólo si las tensiones de la costa y el área centro estuvieran dentro de banda:**

**Subsistema 1:** Salidas a Bolívar, La Pampita y Azul.

**Subsistema 2:** Transformador que quede en servicio, salidas a Barker Dos, Los Teros, Chillar y anillo Olavarría.

- (4) Coordinar reducciones de carga proporcionales a todos los usuarios del área. A continuación se resumen las posibilidades de reducción de algunos agentes debiendo considerarse también la participación del resto:

#### **ET de bombeo Indio Rico**

1. Solicitar telefónicamente a Despacho Central de YPF la parada de las ET hasta **3,5 MW máximo**.
2. Posteriormente se informará a Despacho Central de YPF para que proceda al enclavamiento de la Estación Transformadora. Esto permitirá acondicionar el bombeo para evitar paros imprevistos del Oleoducto.

#### **Cooperativa de Olavarría**

Solicitar el volumen de corte requerido en función de la gravedad:

ORDEN DE PRIORIDAD	ELEMENTO DE OPERACIÓN	RESPONSABLE OPERACIÓN	NOMENCLATURA COOP. OLAV. (CONF NORMAL)	LÍNEA 33 kV	% POT. CORTADA	% POT. CORTADA ACUMULADA
1	<b>3OLA07 - 3OLA08</b>	TRANSBA	CEMENTO SAN MARTÍN	L. Nº 7 / L. Nº 8	11.37%	11.37%
2	<b>3OLA10</b>	TRANSBA	C.C.N. PIO	L. Nº 10	11.18%	22.54%
3	<b>3OLA12</b>	TRANSBA	SALIDA 12 TRANSBA	L. Nº 12	2.64%	25.18%
4	<b>3OLA04</b>	TRANSBA	SALIDA 4 TRANSBA	L. Nº 4	2.38%	27.56%
5	-	COOP.OLAVARRÍA	SALIDA 6 a CANT. ARG. (RL-11)	L. Nº 6	6.94%	34.50%
<b>Total general</b>					<b>34.50%</b>	

#### **Loma Negra**

Solicitar reducir demanda la cual es factible con rapidez en Barker y con menor tiempo de reacción en sus otras plantas (Sierras Bayas, L'Amalí y Olavarría).

#### **Cementos Avellaneda**

Solicitar reducir demanda la cual es factible reducirla a **12/14 MW**.

### **7) FALLAS EN CORREDORES DE LA RED DE TRANSBA**

#### **7.1 DESCRIPCIÓN ÁREA COSTA ATLÁNTICA**

Se abastece principalmente desde el SADI a través de la línea de 500kV Bahía Blanca - Vivoratá y las líneas de 132 kV G- Chaves – Necochea, Chascomús – Dolores, Olavarría –



Los Teros – Tandil y Olavarría – Barker Dos - Barker. Además, el sistema tiene aporte de las centrales del área y los Parques Eólicos.

Se determinó un límite de importación por seguridad del área menor o igual a 330/350 MW (CT Barker, F/S o E/S respectivamente), siendo la importación del área de la Costa Atlántica determinada como la suma de los flujos de las líneas Bahía Blanca - Vivotatá - Gonzáles Chaves – Necochea, Barker Dos – Barker, Los Teros – Tandil y Chascomús – Dolores.

El no cumplimiento del límite de seguridad puede llevar a que una falla simple en un elemento de transmisión (principalmente la línea Bahía Blanca - Vivotatá de 500kV) o falla en generación provoque un colapso total o parcial en el área.

Para estos casos si se produjera la indisponibilidad de la línea Bahía Blanca - Vivotatá en condiciones críticas y una vez agotados todos los recursos de generación en caso que se requiera reducir la demanda para poder operar dentro del rango admisible del equipamiento y en condiciones estables, deberán aplicar el plan de contingencia a solicitud de TRANSBA contribuyendo en forma proporcional a las reducciones solicitadas.

Cabe aclarar que el límite por seguridad de 330/350 MW no alcanza a la **Costa Atlántica Norte (CAN)**, es decir que aún respetando este límite no se asegura que la **CAN** pueda soportar una perturbación pues ello depende del estado de demanda y generación local en ese anillo.

Se define como CAN a las ET, Villa Gesell, Valeria del Mar, Pinamar, Mar de Ajó, Mar del Tuyú, Las Toninas y San Clemente. Estas ET forman parte de un anillo integrándose con las ET G. Madariaga, Las Armas, Dolores y Vivotatá. Existen esquemas de DAD (**D**esconexión **A**utomática de **D**emanda) por subtensión en el área Mar del Plata y CAN bajo el control y supervisión de EDEA.

El anillo de la CAN descrito, se abastece con la generación local y las líneas de vinculación Las Armas – Tandil, Chascomús – Dolores y V. Gesell – Vivotatá. En temporada estival este anillo depende fuertemente del volumen de generación despachado localmente para niveles de demanda de pico y resto.

Otro factor de control muy importante para la CAN es la tensión en la ET La Plata 132 kV propiedad de **EDELAP**.