

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDO No. 36
Octubre 4 de 1999

Por el cual se aprueban los formatos para la presentación del informe de operación de los sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

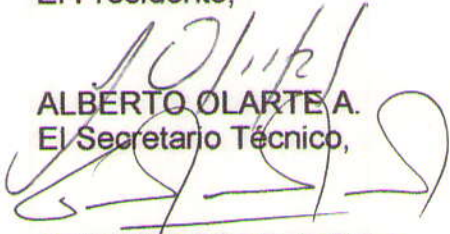
El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, la Resolución 8-0103 del 2 de febrero de 1995 del Ministerio de Minas y Energía, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, según lo aprobado en su reunión No 106 del 4 de octubre de 1999 y teniendo en cuenta la recomendación del Comité de Distribución.

ACUERDA:

PRIMERO: Aprobar los formatos contenidos en el documento "Informe de Operación de los Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. 1999. Comité de Distribución. CNO" de octubre de 1999, anexo al presente Acuerdo.

SEGUNDO: El presente Acuerdo rige a partir de su firma

El Presidente,


ALBERTO OLARTE A.
El Secretario Técnico,


GERMAN CORREDOR A.

**INFORME DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISION Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

1999

COMITÉ DE DISTRIBUCION

CNO

OCTUBRE DE 1999

OPERADOR DE RED XYZ

**INFORME DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISION Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

1999

**GERENCIA DISTRIBUCION
EQUIPO GESTIÓN DE CALIDAD SERVICIO**

Popayán, marzo 31 de 2000

CÓNTENIDO

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE

1.1 RESUMEN DEL SISTEMA

1.2. PLANTAS DE GENERACION

1.3. RED DE TRANSMISION REGIONAL Y/O LOCAL

1.4. SUBESTACIONES DE TRANSMISION REGIONAL Y/O LOCAL

1.5. TRANSFORMADORES DE TRANSMISION REGIONAL Y/O LOCAL

1.6. RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA

1.7. DIAGRAMA UNIFILAR NIVEL IV

2. INDICADORES DE TIEMPO Y FRECUENCIA DE INTERRUPCION

2.1. INDICADORES DE TIEMPO Y FRECUENCIA DE INTERRUPCION CONSOLIDADO ANUAL

3. EVENTOS MAS RELEVANTES DEL SISTEMA

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE

Se describe en este punto los datos mas relevantes de su sistema, mencionando el número de usuarios, clasificados en residenciales, comerciales, industrial oficial y alumbrado, la composición de líneas en sus diferentes niveles de tensión, plantas de generación, subestaciones, transformadores, etc.

1.1 RESUMEN DEL SISTEMA

LONGITUD CIRCUITOS

Nivel de tensión	No circuitos	Longitud km
A 115 kV	12	857.98
A 34.5 kV	100	645.8
A 13.2 kV	130	6410.9

CAPACIDAD INSTALADA SUBESTACIONES

Nivel de tensión subestacion	No. Subestacion	No. transformado res	MVA instalados
A 220/115 kV	1	2	1326
A 115/34.5/13.2 kV	3	4	1782
A 34.5/13.2 kV	10	43	325.75
A 13.2/(208-120)(240-120)		1589	530.2

Se menciona también los nuevos elementos puestos en funcionamiento y las mejoras hechas al sistema con el fin de mejorar las condiciones de prestación del servicio en zonas que venían presentado deficiencias en la calidad del servicio.

Se presentan como soporte de la información las tablas 1.2 a 1.6, esta información se suministrará por primera vez para el informe de 1999, en los informes posteriores se mencionaron los cambios y adiciones.

2. INDICADORES DE TIEMPO Y FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN

Las estadísticas de fallas son de gran importancia dentro de las labores de operación en un sistema eléctrico ya que indican la calidad de servicio y los componentes o puntos a los cuales es necesario prestar mas atención . Aquí se presentan los indicadores FES Y DES de sus elementos, destacando los elementos con mayor número de interrupciones y con mayor tiempo de interrupción, así como la demanda no atendida a raíz de estos eventos. Se hará énfasis en el origen de interrupciones : causa interna o externa (por el sistema de transmisión o generación), la causa de la interrupción: programada y forzada.

Como soporte de estos indicadores se presentaran las tablas consolidada 2.1.

3. EVENTOS MAS RELEVANTES DEL SISTEMA

Presenta una descripción de los principales eventos que se sucedieron durante el año y que afectaron la prestación del servicio de energía, explicación de sus causas.

Se presenta la tabla numero 3.1 como respaldo de este ítem.

31-Dic-99

1.2. PLANTAS DE GENERACIÓN OPERADOR DE RED XYZ

1999

PLANTAS DE GENERACIÓN	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO	NIVEL TENSION (kv)	CAPACIDAD DE GENERACIÓN		AÑO DE ENTRADA
					P (MW)	Q(MVAR)	
FLORIDA II	CAUCA	POPAYAN	H	115	24	10	1975
SAJANDI	CAUCA	PATIA	H	34,5	3	0,5	1995
RIO PALO	VALLE	CALOTO	H	34,5	1,2	0,3	1962
OVEJAS	VALLE	BUENOS AIRES	T	13,2	0,8	0,3	1939
MONDOMO	NARIÑO	SANTANDER	T	13,2	0,45	0,1	1957
ASNAZU	NARIÑO	SUAZ	T	13,2	0,4	0,1	1930
SILVIA	VALLE	SILVIA	T	13,2	0,35	0	1994
INZA	VALLE	INZA	T	13,2	0	0	1994

NOTA:

H: HIDRAULICA, T: TERMICA

1.3. RED DE TRANSMISION REGIONAL Y/O LOCAL
OPERADOR DE RED XYZ
1999

SUBESTACION INICIAL	SUBESTACION FINAL	NUMERO CIRCUITO	TENSION KV	LONGITUD km	Conductor		R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	B [mS/km]	CAP TRANSP. AMP		AÑO ENTRADA
					Calibre	Tipo				NORMAL	EMERGENCIA	
GUATAPE	SOCHAGOTA	1	230,00	65,00	987.5	795 ACSR	0,0679	0,5116	3,3800	330,75	486,13	1998
ANCON SUR ISA	LA MESA	1	230,00	130,00	987.5	BLUEJAY	0,0677	0,5107	3,3700	342,00	513,00	1989
SAMORE	TORCA	1	230,00	130,00	987.5	ACAR 1000	0,0585	0,4899	3,5500	342,00	513,00	1989
COMUNEROS	TORCA	1	115,00	107,00	987.5	BLUEJAY	0,0585	0,4899	3,5500	358,00	537,00	1987
MIROLINDO (BAGUE)	SAN CARLOS	1	115,00	107,00	987.5	3000 ACSR	0,0554	0,4827	3,4500	358,00	537,00	1990
MIROLINDO (BAGUE)	SAN CARLOS	2	115,00	27,00	266.5	ACSR	0,0554	0,4827	3,4500	378,00	567,00	1982
SAN BERNARDINO	NOROESTE	1	115,00	14,00	40	BLUEJAY	0,0585	0,4890	3,4200	378,00	567,00	1997
CHIVOR	CANO LIMON	1	115,00	86,00	266.50	BLUEJAY	0,0585	0,4890	3,4200	270,00	405,00	1982
CHIVOR	SAMORE	1	115,00	51,00	266.5	ACSR	0,0585	0,4813	3,3700	270,00	405,00	1997
CHIVOR	BETANIA	2	34.50	11,00	40	ACAR 1000	0,0487	0,4894	3,4700	302,00	453,00	1989
COMUNEROS	BETANIA	1	34.50	206,00	266.50	ACAR 1000	0,0530	0,5020	3,4100	281,00	421,50	1989
BETANIA	CARTAGO	1	34.50	144,00	266.5	ACSR	0,0728	0,5042	3,3200	345,00	517,50	1987
BETANIA	CARTAGO	2	34.50	144,00	40	BLUEJAY	0,0765	0,5263	3,4600	345,00	517,50	1974
CARTAGO	ESMERALDA	1	34.50	42,00	266.50	BLUEJAY	0,0585	0,4880	3,4200	358,00	537,00	1972
CARTAGO	ESMERALDA	2	34.50	146,00	40	3000 ACSR	0,0585	0,4880	3,4200	335,00	502,50	1972

**1.4. SUBESTACIONES DE TRANSMISION REGIONAL Y/O LOCAL
OPERADOR DE RED XYZ**

1999

31-Dic-99

NOMBRE SUBESTACION	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NIVEL TENSION KV	CAPACIDAD TOTAL MVA	TIPO	CONFIGUR. BS	AÑO ENTRADA
EL CARMEN	CAUCA	POPAYAN	230/34.5	50	Convencional	Bp + T	1965
LA VIRGENIA	CAUCA	PATIA	230/34.5	23	Convencional	Bp + T	1978
SAMORE	VALLE	CALOTO	115/13.8	150	Convencional	Bp + T	1982
CHIPRE	VALLE	BUENOS AIRES	115/13.8	33	Encapsulada	BS	1992
SOCHAGOTA	NARIÑO	SANTANDER	115/13.8	230	Encapsulada	BS	1978
GUATIGUARA	NARIÑO	SUAJES	115/13.8	230	Encapsulada	BS	1982
COVENAS	VALLE	SILVIA	115/13.8	110	Encapsulada	BS	1986
SIERRA FLOR	NARIÑO	INZA	230/34.5	110	Encapsulada	BS	1990
GUACA	NARIÑO	POPAYAN	110/13.8	210	Encapsulada	BS	1994
GUAVIO	VALLE	PATIA	110/13.8	230	Encapsulada	BS	1982
NUEVA BARRANQUILLA	NARIÑO	CALOTO	110/13.8	50	Convencional	BS	1992
PLANETA RICA	NARIÑO	BUENOS AIRES	110/13.8	40	Convencional	BS	1978
CORDIALIDAD	VALLE	SANTANDER	110/13.8	110	Convencional	BS	1974
ARANJUEZ	VALLE	SUAJES	110/13.8	56	Convencional	BS	1969

**1.5. TRANSFORMADORES DE TRANSMISION REGIONAL Y/O LOCAL
OPERADOR DE RED XYZ**

1999

31-Dic-99

SUBESTACION CONECTADA	TRAFO	TENSION			CAPACIDAD			AÑO ENTRADA
		ALTA	MEDIA	BAJA	ALTA	MEDIA	BAJA	
GUATAPE	T1	220,00		34,50	129,00			1998
ANCON SUR ISA	T1	220,00		34,50	90,00			1989
SAMORE	T1	115,00		6,90	90,00			1989
COMUNEROS	T1	115,00		6,90				1967
MIROLINDO (IBAGUE)	T1	115,00	34,50	11,67	90,00	90,00	30,00	1987
SAN BERNARDINO	T1	115,00	34,50	13,20	90,00	90,00	30,00	1982
SAN BERNARDINO	T2	34,50		13,80	45,00			1997
CHIVOR	T1	34,50		13,80	45,00			1989
CHIVOR	T2	34,50		13,80	45,00			1989
CHIVOR	T3	34,50		13,80	45,00			1967
COMUNEROS	T1	34,50		13,80	25,00			1997
BETANIA	T1	13,20		13,20	58,00			1989
BETANIA	T2	13,20		13,20	58,00			1989
CARTAGO	T1	13,20		13,20	58,00			1967
CARTAGO	T2	13,20		13,20	58,00			1985

1.6. RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA
OPERADOR DE RED XYZ
1999

SUBESTACION A LA CUAL ESTÁ CONECTADA	CODIGO	NOMBRE CIRCUITO	TENSION KV	TIPO CIRCUITO	LONGITUD km	CONDENSADOR		CAP TRANSF. AMP NORMAL	EMERGENCIA		COBER. TURA	NUMERO USUARIOS	% CLASIF. CARGA			O	PROPIE. TARIO	AÑO ENTRADA
						Calibre	Tipo		NORMAL	EMERGENCIA			R	C	I			
SAN DIEGO	C01	Cto 11 Buenos aires	13,80	Subestancia	65,00	397,5	ACSR	330,75	494,13	43,00	43,00	100				OPERADOR 1	1989	
SALTIRE	C02	Cto 12 San Juan	13,80	aerea	130,00	397,5	BLUEJAY	342,00	513,00	12,00	12,00	10	88	10	80	OPERADOR 1	1989	
EL ESTADIO	C03	Industriales	13,80	aerea	100,00	397,5	ACAR 1000	342,00	513,00	urbano	12,456,00	12,456,00			10	OPERADOR 1	1989	
COMUNEROS	C04	Noel	13,80	aerea	107,00	397,5	BLUEJAY	338,00	537,00	12,00	12,00	15	70	15	15	OPERADOR 1	1967	
SAN BERNARDINO	C05	R02-11	13,80	mixto	107,00	397,5	ACSR	338,00	537,00	urbano	933,00	933,00			20	OPERADOR 1	1963	
SAN JOSE	C06	VE-11	13,80	subestancia	27,00	266,5	ACSR	378,00	567,00	urbano	263,00	263,00	45		25	OPERADOR 2	1982	
BENITO	C07	San Mateo	13,80	subestancia	14,00	400	BLUEJAY	378,00	567,00	urbano	6382,00	6382,00	100			OPERADOR 3	1997	
CAUCASIA	C08	CTO 1	13,80	aerea	86,00	266,5	BLUEJAY	270,00	405,00	urbano	26,00	26,00	100			OPERADOR 4	1952	
EL PAILON	C09	CTO 2	13,80	aerea	51,00	266,5	ACSR	270,00	405,00	urbano	225,00	225,00	60	40		OPERADOR 5	1956	
CHIPICHAPE	C10	Ricamar	13,80	aerea	11,00	400	ACAR 1000	302,00	433,00	12,00	217,48,00	15	52	23		OPERADOR 6	1967	
PEREZ	C11	SM-13	11,40	subestancia	205,00	266,5	ACAR 1000	281,00	411,50	12,00	987,00	10	46	30	10	OPERADOR 7	1954	
SAN JACINTO	C12	AS-23	11,40	subestancia	144,00	266,5	ACSR	345,00	517,50	12,00	500,00	10	36	50		OPERADOR 8	1998	
LA PAZ	C13	Bavaria	11,40	subestancia	144,00	400	BLUEJAY	345,00	517,50	12,00	6354,00	10	60	20		OPERADOR 9	1995	
CARRERA QUINTA	C14	Universidad	11,40	aerea	42,00	266,5	BLUEJAY	338,00	537,00	12,00	7468,00	10	25	45	10	OPERADOR 10	1995	
VERAGUAS	C15	cto 14	11,40	aerea	148,00	400	ACSR	335,00	507,50	urbano	7852,00		100			OPERADOR 11	1996	

NOTAS

Clasificación de la carga : R: Residencial I: Industrial C: Comercial O: Oficial y Alumbrado

[illegible][illegible]

3.1. EVENTOS MAS RELEVANTES EN DISTRIBUCION
OPERADOR DE RED XYZ

1999

31-Dic-99

Subestacion Inicial	Subestacion final	Nombre circuito	Fecha y hora Inicio	fecha hora finalización	No. Usuarios afectados por la interrupción	No. Tramos efectuados	Capacidad instalada tramos afectados	Demanda no atendida	Causa de la interrupción	Origen de la interrupción
									Mantenimiento programado	Interna
									Descarga atmosférica	Externa
									Circuito reventado	Generación
									Daño en equipos adicionales	Transmisión
									Puente roto	Transmisión
									Ausencia de tensión en el sistema	Transmisión
									Ramas sobre el circuito	Transmisión
									Daño por poste quebrado	Generación
									Aislador Averiado	Generación
									Pararrayo averiado	Generación
									Causa no identificada	Generación